



Eletrobras e Cepel

Relatório de Gestão do Exercício de 2012

**Rio de Janeiro
Maio 2013**

Eletrobras e Cepel

Relatório de Gestão do Exercício de 2012

Relatório de Gestão do exercício de 2012 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 121/2012, da Portaria TCU nº 150/2012.

SUMÁRIO

PARTE A. INFORMAÇÕES GERAIS SOBRE A GESTÃO

1. IDENTIFICAÇÃO E ATRIBUTOS DAS UNIDADES CUJAS GESTÕES COMPÕEM O RELATÓRIO.....	06.
1.1. Identificação.....	06.
1.2. Finalidade e Competências Institucionais.....	08.
1.3. Organograma Funcional.....	14.
1.4. Macroprocessos Finalísticos.....	43.
1.5. Macroprocessos de Apoio.....	44.
1.6. Principais Parceiros.....	45.
2. PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO, PLANO DE METAS E DE AÇÕES.....	46.
2.1. Planejamento das Ações da Unidade Jurisdicionada.....	46.
2.2. Estratégias de Atuação Frente aos Objetivos Estratégicos.....	77.
2.3. Execução do Plano de Metas ou de Ações.....	80.
2.4. Indicadores.....	84.
3. ESTRUTURAS DE GOVERNANÇA E DE AUTOCONTROLE DA GESTÃO.....	110.
3.1. Estrutura de Governança.....	110.
3.2. Avaliação do Funcionamento dos Controles Internos.....	113.
3.3. Remuneração Paga a Administradores.....	117.
3.4. Sistema de Correição.....	127.
3.5. Cumprimento Pela Instância de Correição da Portaria nº 1.043/2007 da CGU.....	128.
4. PROGRAMAÇÃO E EXECUÇÃO DA DESPESA ORÇAMENTÁRIA E FINANCEIRA.....	129.
4.1. Informações sobre Programas do PPA.....	129.
4.2. Informações sobre a Execução Orçamentária e Financeira da Despesas.....	137.
4.3. Demonstração e análise do desempenho da Unidade na Execução Orçamentária e Financeira.....	138.
5. TÓPICOS ESPECIAIS DA EXECUÇÃO ORÇAMENTÁRIA E FINANCEIRA.....	138.
5.1. Informações sobre o reconhecimento de passivos por insuficiência de créditos ou recursos.....	138.
5.2. Informações sobre a movimentação e os saldos de Restos a Pagar de Exercícios Anteriores.....	138.
5.3. Informações sobre as transferências mediante convenio, contrato de repasse, termo de parceria, termo de cooperação, termo de compromisso ou outros acordos.....	139.

5.4. Informações sobre a utilização de suprimentos de fundos, contas bancárias tipo de cartões de pagamento do governo federal.....	172.
5.5. Informações sobre Renúncia Tributária.....	172.
5.6. Informações sobre a gestão de precatórios.....	172.
6. GESTÃO DE PESSOAS, TERCEIRIZAÇÃO DE MÃO DE OBRA E CUSTOS RELACIONADOS.....	173.
6.1. Composição do Quadro de Servidores Ativos.....	173.
6.2. Terceirização de Mão de Obra Empregada e Contratação de Estagiários.....	187.
7. GESTÃO DO PATRIMÔNIO MOBILIÁRIO E IMOBILIÁRIO.....	195.
7.1. Informações sobre a gestão da frota de veículos próprios e locados de terceiros.....	195.
7.2. Informações sobre a gestão do patrimônio imobiliário próprio, da União que esteja sob a responsabilidade da unidade e dos imóveis locados de terceiros.....	207.
8. GESTÃO DA TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO E GESTÃO DO CONHECIMENTO.....	209.
8.1. Informações sobre a gestão de tecnologia da informação (TI) da UJ.....	209.
9. GESTÃO DO USO DOS RECURSOS RENOVÁVEIS E SUSTENTABILIDADE AMBIENTAL.....	213.
9.1. Gestão Ambiental e Licitações Sustentáveis.....	213.
9.2. Consumo de Papel, Energia Elétrica e Água.....	217.
10. CONFORMIDADES E TRATAMENTO DE DISPOSIÇÕES LEGAIS E NORMATIVAS.....	219.
10.1. Deliberação do TCU e do OCI Atendidas no Exercício.....	219.
10.2. Informações Sobre a Atuação da Unidade de Auditoria Interna.....	255.
10.3. Declaração de Bens e Rendas Estabelecidas na Lei nº 8.730.....	273.
10.4. Modelo de Declaração de Atualização de Dados no SIASG e SICONV.....	275.
11. INFORMAÇÕES CONTÁBEIS.....	278.
11.1. Informações sobre a adoção de critérios e procedimentos estabelecidos pelas Normas Brasileiras de Contabilidade Aplicada ao Setor Público NBC T 16.9 e NBC T 16.10.....	278.
11.2. Declaração do contador responsável por unidade jurisdicionada que tenha executado sua contabilidade no Sistema Integrado de Administração Financeira do Governo Federal – SIAFI.....	278.
11.3. Demonstrações Contábeis previstas pela Lei nº 4.320/64.....	278.
11.4. Demonstrações contábeis previstas na Lei nº 6.404/76 ou em lei específica, incluindo as notas explicativas.....	278.

- 11.5. Informações sobre a composição acionária do capital social, indicando os principais acionistas e respectivos percentuais de participação, assim como a posição da entidade como detentora de investimento permanente em outras sociedades (investidora).....279.
- 11.6. Parecer da auditoria independente sobre as demonstrações contábeis, quando a legislação dispuser a respeito.....282.

12. OUTRAS INFORMAÇÕES SOBRE A GESTÃO.....282.

- 12.1. Outras informações consideradas relevantes pela unidade para demonstrar a conformidade e o desempenho da gestão no exercício.....282.

PARTE B. INFORMAÇÕES ESPECÍFICAS A CONSTAR DO RELATÓRIO DE GESTÃO.....283.

1. Demonstrativo analítico das despesas com ações de publicidade e propaganda.....283.
2. Informações sobre as entidades fechadas de previdência complementar.....304.
3. Relação de arquivos anexos.....313.

LISTAS DE TABELAS, ILUSTRAÇÕES, ABREVIATURAS, SIGLAS E SÍMBOLOS

I) Resumo da Composição do Capital Social.....	45.
II) Posicionamento Estratégico.....	47.
III) Indicadores do CMDE.....	85.
IV) Natureza dos Investimentos.....	89.
V) Dívida Líquida.....	92.
VI) Dívida Bruta.....	92.
VII) Principais Indicadores (Consolidado).....	95.
VIII) Resultado do Consolidado.....	95.
IX) Demonstrações dos Indicadores do CMDE das Empresas Consolidadas.....	96.
X) Ingressos e Aplicações.....	97.
XI) Fornecimento Consolidado.....	100.
XII) Fornecimento Empresa e por Classe de Consumo.....	101.
XIII) Índice de Reajuste Tarifário.....	102.
XIV) Perdas Técnicas e Não Técnicas.....	102.
XV) DEC/FEC.....	104.
XVI) Inadimplência Consolidada.....	105.
XVII) Inadimplência por Distribuidora.....	106.
XVIII) Distribuição de Postos de Atendimento.....	106.
XIX) Investimento por Distribuidora.....	108.
XX) Ebtida por distribuidores.....	108.
XXI) Receita Operacional Líquida.....	108.
XXII) Evolução do Lucro Líquido.....	108.
XXIII) Índice de Satisfação dos Clientes Externos.....	109.
XXIV) Recursos Contratados e Liberados 2004/2013.....	132.
XXV) Número de Ligações.....	132.
XXVI) Proinfa Quadro Resumo.....	133.
XXVII) Valores Pagos desde a Contratação.....	197.
XXVIII) Quadros Distribuição de Veículos Executivos.....	198.
XXIX) Quadros Distribuição Veículos do POOL.....	198.
XXX) Quadro Distribuição de Veículos.....	200.
XXXI) Quadro Média Anual de Km Rodados.....	200.
XXXII) Idade Média da Frota.....	201.
XXXIII) Custo de Manutenção da Frota.....	201.
XXXIV) Despesa com Publicidade e Propaganda.....	283.
XXXV) Projetos Incentivados.....	284.
XXXVI) Projetos não incentivados.....	296.
XXXVII) Despesas com Publicidade e Propaganda.....	304.

PARTE A - INFORMAÇÕES GERAIS SOBRE A GESTÃO.

1. INDETFIFICAÇÃO E ATRIBUTOS DAS UNIDADES CUJAS GESTÕES COMPÕEM O RELATÓRIO.

Quadro A1.2 – Identificação da UJ – Relatório de Gestão Consolidado

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
Conta de Consumo de Combustíveis - CCC	ATIVA	
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.eletronbras.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: Extinto		
Natureza Jurídica: Fundos		
Principal Atividade: sem relação		Código CNAE: sem relação
Telefones/Fax de contato:	E-mail:	
Página na Internet: www.eletronbras.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.eletronbras.com		
Endereço Postal:		

1.2 Finalidade e Competências Institucionais da Unidade.

ELETOBRAS

O ano do cinquentenário foi marcante para a Eletrobras. As comemorações mostraram 50 anos de história e conquistas de uma grande empresa, com presença de norte a sul do país. Foram inúmeras as manifestações de orgulho das pessoas que dela fazem parte e o respeito da sociedade em geral pelo papel que a empresa exerce no país.

Somos a maior empresa de energia elétrica da América do Sul e temos uma participação preponderante na implantação e operação do sistema elétrico interligado e sistemas isolados. São sistemas imprescindíveis para assegurar o funcionamento e o crescimento da economia brasileira e permitir o acesso à energia de forma integrada para mais de 190 milhões de brasileiros.

Em todos os aspectos, 2012 foi um ano de grandes conquistas. A realização do investimento foi de R\$ 9,9 bilhões, segregado em R\$ 5,3 bilhões em geração, R\$ 3,0 bilhões em transmissão, R\$ 1,0 bilhão em distribuição e R\$ 0,6 bilhão em pesquisa, infraestrutura e qualidade ambiental. Atuando isoladamente ou em parceria, as empresas Eletrobras agregaram cerca de 711 MW de energia limpa e renovável à matriz energética brasileira e 880 km de linhas de transmissão. Na distribuição, por intermédio dos nossos 199.935 km de rede, atendemos a 3.653.046 clientes.

Na operação do sistema elétrico, destaque especial para o recorde mundial batido por Itaipu Binacional que atingiu 98,3 milhões de MWh e para as usinas de Angra 1 e 2 que chegaram a 16 milhões de MWh. Na transmissão, como resultado de uma política que priorizou investimentos em melhorias e reforços na rede, o número de desligamentos por 100 Km da rede da Eletrobras obteve uma melhoria de 11% em relação a 2011. Na distribuição, enquanto o mercado brasileiro obteve um aumento médio de consumo de 3,5%, o mercado das distribuidoras da Eletrobras cresceu cerca de 12,1%. Nessas empresas, os esforços também ficaram evidentes. De 2011 para 2012, conseguimos reduzir o índice total de inadimplência de 18,9% para 17,6% e as perdas globais, de 34,28% para 31,01%.

Nos programas governamentais geridos pela Eletrobras, como o Luz para Todos, o Proinfa e o Procel, os resultados de 2012 foram animadores. O Procel contribuiu para uma economia de energia elétrica de cerca de 9,1 mil GWh, enquanto Luz para Todos atingiu a histórica marca de 3.022.529 ligações efetuadas desde 2004 e o Proinfa contribuiu para a agregação de 2.656,57 MW à matriz elétrica brasileira. Ressalta-se que o Fundo Federal de Eletrificação está extinto.

Em setembro de 2012, a MP579/12, convertida na Lei 12.783, estabeleceu a forma de prorrogação dos contratos de concessão da geração, transmissão e distribuição. A motivação pela modicidade da tarifa e redução dos valores das contas de energia em todas as classes de consumo de energia do país levou o Governo Federal a propor o vencimento antecipado dos contratos de concessão, com a automática prorrogação dentro das condições estabelecidas e, como alternativa, a relicitação da concessão decorrido o prazo contratual original. A Eletrobras e suas empresas: Chesf, Eletrosul, Furnas e Eletronorte analisaram as diferentes possibilidades abordando aspectos técnicos, econômicos e estratégicos e optaram pela prorrogação das concessões dos contratos afetados por 30 anos, assegurando assim a preservação de seu porte e importância.

De fato, o resultado financeiro deste ano revelou um grande prejuízo que, no entanto, deve ser encarado como um evento pontual resultante dos efeitos da Lei 12.783. Os números deste ano foram severamente impactados por lançamentos decorrentes dos efeitos da Lei sobre nossos ativos.

O ano de 2012, portanto, trouxe um desafio novo. Temos que primar pela eficiência e procurar, dentro do espaço legal, reverter todas as provisões regulatórias.

As perspectivas são de melhoria contínua. Para tanto, um plano diretor para os negócios e para a gestão empresarial já vem sendo preparado, capaz de refletir uma tomada de posição imediata da Eletrobras perante o novo ambiente de negócios do setor elétrico brasileiro. Precisamos reduzir ainda mais os nossos custos em relação às nossas receitas, reestruturando nossos processos empresariais e otimizando os esforços entre as empresas. Precisamos assegurar nossos investimentos, para continuar atendendo ao Brasil em suas necessidades de fornecimento de energia com qualidade e confiabilidade.

CEPEL

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) foi fundado em 1974 para prover o País de uma infraestrutura tecnológica avançada de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P&D+I) 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.

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 Tecnologia e P&D+I do Sistema Eletrobras, o Cepel é o executor central de linhas de pesquisa, programas e projetos em Tecnologia e P&D+I para as Empresas 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; provendo consultoria e assessoramento na avaliação de resultados, na gestão do conhecimento tecnológico e na sua aplicação.

O Cepel tem cerca de 500 empregados e um complexo de 32 laboratórios, instalados em sua sede, na Unidade Ilha do Fundão, na cidade do Rio de Janeiro e 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.

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 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.

Entre os resultados da atuação do Cepel nas últimas três décadas, e que fazem parte de sua competência, 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 Eletrobras, esses programas e modelos representam esforço sem paralelo nos países em desenvolvimento. Embora criados para atender às necessidades brasileiras, em alguns casos têm conquistado mercados no exterior.

O Cepel também possui creditações do Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (Inmetro) e participa da formulação de normas técnicas não só para o setor elétrico, como também para os setores de petróleo e aeronáutico.

Outra função do Cepel é disseminar conhecimento pela capacitação de técnicos do setor elétrico e pela divulgação de informações técnicas por meio de cursos, promoção de eventos, publicação de artigos técnicos e edição de livros, vídeos e material didático.

Ciente da importância do conhecimento e da tecnologia para os avanços do setor, o Cepel mantém o seu compromisso de continuar trabalhando em soluções tecnológicas que possam contribuir com as Empresas Eletrobras e o sistema elétrico brasileiro na execução de políticas públicas e na superação dos grandes desafios.

O setor elétrico nacional enfrenta importantes desafios que demandam ações à altura, e mais uma vez destacam a significância do papel do Cepel em prover infraestrutura avançada de P&D+I e soluções tecnológicas inovadoras para a indústria de energia elétrica do País. 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 brasileiro, 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.

Os desafios de P&D+I nos próximos anos serão imensos, mas as bases para superá-los existem, são sólidas e estão sendo reforçadas ou ampliadas no Centro. Nos últimos anos, o Cepel, participando da evolução tecnológica e das mudanças do próprio setor elétrico, tem reforçado estrategicamente sua atuação e criado novas linhas de P&D+I, 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. O Cepel tem 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). Na AIE, o Centro tem 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 coordenou 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 hidroelétrica.

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 hidroelétrico, 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 eletromecânico, 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 sistema padrão para a operação em tempo real das redes elétricas das empresas Eletrobras e da maioria das concessionárias integrantes do SIN, além de 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 e qualificação de operadores.

Projetos do Cepel focados na manutenção da confiabilidade e extensão de vida útil de equipamentos e sistemas de geração, transmissão e distribuição 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.

Considerando a necessidade de transmissão de grandes blocos de energia O Cepel tem investido 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). Em construção na Unidade Adrianópolis, município de Nova Iguaçu, o LabUAT está incluído entre os mais importantes investimentos da história do Cepel. Sua finalidade será apoiar o desenvolvimento, e avaliação do desempenho de soluções comerciais, de novas configurações de linhas de transmissão, em níveis de até 1.100 kV CA e ± 800 kV CC, com alta capacidade, para o transporte de grandes blocos de energia por longas distâncias. O LabUAT, pioneiro no hemisfério sul, fruto de apoio indispensável da Eletrobras, do MME, do MCTI, da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e do Banco Mundial, terá papel essencial na pesquisa experimental de novas concepções de linhas de transmissão de alta capacidade para os aproveitamentos hidroelétricos da região amazônica. No final de 2012 foi realizado o primeiro experimento como etapa de comissionamento do LabUAT no Cepel. 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 foi ampliada a participação do Centro em projetos de geração eólica, solar fotovoltaica e heliotérmica. O Cepel participa, por exemplo, como executor de um projeto para implantação de uma planta solar de 1 MW com a tecnologia de cilindros parabólicos, inicialmente sem sistema de armazenamento em local adequado para a implantação futura de novas plantas de demonstração com outras tecnologias. Este projeto, que tem o apoio do MCTI/Finep e MME, consiste na implantação embrionária de uma Plataforma de Pesquisa experimental para o desenvolvimento da energia solar no Brasil. Sob coordenação da Eletrobras, o Centro presta apoio técnico ao MME 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.

A participação do Cepel 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 sua inserção junto à comunidade técnico-científica.

Em 2012, o Cepel continuou a dar prioridade aos projetos estratégicos de interesse direto das empresas Eletrobras, chamados Projetos Institucionais (PI). Importante instrumento de manutenção e evolução do patrimônio tecnológico do Sistema, esta carteira manteve-se no mesmo patamar dos anos anteriores. O Cepel desenvolveu 92 projetos corporativos de P&D+I para as Empresas Eletrobras, sendo: Planejamento da Expansão (5); Meio Ambiente (5); Hidrologia Estocástica, Recursos Hídricos e Ventos (4); Planejamento da Operação Energética (5); Planejamento, Operação e Análise de Redes (7); Tecnologias Scada/Ems (5); Análise de Perturbações (1); Transmissão (10); Metalurgia e Materiais (8); Monitoramento e Diagnóstico (11); Conservação e Uso Eficiente de Energia (14); Energias Renováveis e Geração Distribuída (6); Distribuição, Medição, Combate a Perdas e Qualidade de Energia (6); Técnicas Computacionais Aplicadas (4); Análise Financeira de Projetos e Tarifas (1).

Para garantir o financiamento das atividades do Centro, a Eletrobras e suas controladas (Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas), disponibilizaram, através de contribuição anual, recursos de R\$ 193,8 milhões para o orçamento do exercício, com crescimento real de 8,5 % se comparado ao exercício de 2011. Outros recursos, advindos de projetos e serviços tecnológicos do próprio Centro

e de contribuições de outros sócios, públicos e privados, participaram com mais R\$ 34,7 milhões, totalizando R\$ 228,6 milhões, aplicados diretamente no ano de 2012, no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel, dando continuidade aos seus projetos, teve aprovado, o orçamento de investimento para o exercício de 2012 no valor global de R\$ 25.075.000,00, tendo como as maiores fontes de financiamentos os recursos operacionais do Centro e da Eletrobras.

Alguns dos principais investimentos previstos para 2010, 2011 e 2012 estavam associados ao projeto para desenvolvimento de tecnologias de alta capacidade para transmissão de energia elétrica a longas distâncias - Projeto LongDist, abrangendo em torno de 50% do valor aprovado para o orçamento de investimento.

No âmbito deste projeto, e incluído entre os mais importantes investimentos da história do Cepel, encontra-se em construção o Laboratório de Ultra-alta Tensão (LabUAT), na unidade Adrianópolis, município de Nova Iguaçu. Sua finalidade será apoiar o desenvolvimento, e avaliação do desempenho de soluções comerciais, de novas configurações de linhas de transmissão, em níveis de até 1.100 kV CA e \pm 800 kV CC, com alta capacidade, para o transporte de grandes blocos de energia por longas distâncias. Esta nova infraestrutura laboratorial, pioneira no continente americano, terá papel essencial no apoio às atividades de pesquisa aplicada do Cepel, para vencer os desafios tecnológicos da transmissão da energia dos futuros aproveitamentos hidroelétricos da Amazônia, contribuindo para viabilizar o desenvolvimento sustentável da hidroeletricidade na região.

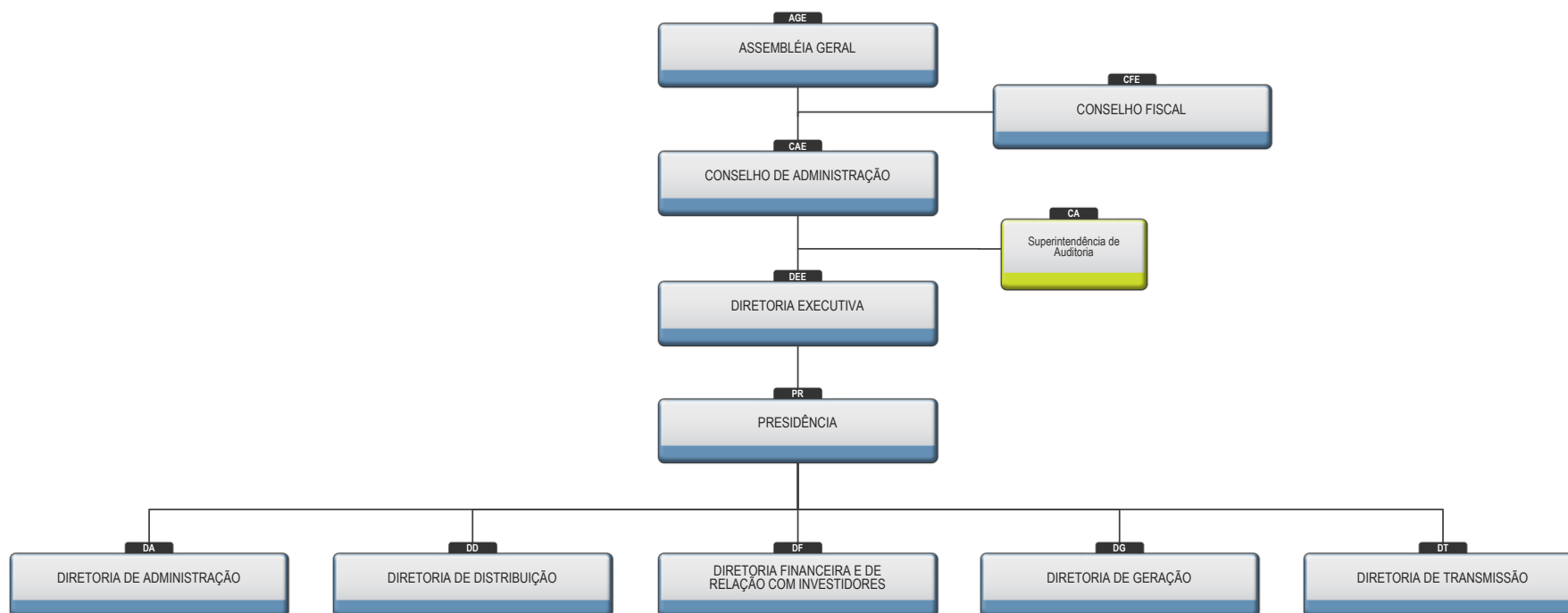
Em **2012**, atingimos uma realização satisfatória de **R\$ 20.172.725,76** que representam **80,5%** do orçamento aprovado para o exercício. Portanto, uma pequena parte do Orçamento de Investimento, previsto para 2012, foi deslocada para o exercício de 2013.

1.3 Apresentação do Organograma Funcional.

ELETOBRAS

A estrutura organizacional da Eletrobras é formada por seis diretorias: Presidência, Diretoria de Geração, Diretoria de Transmissão, Diretoria de Distribuição, Diretoria de Administração e Diretoria Financeira e de Relação com Investidores, detalhadas a seguir.

As empresas Eletrobras iniciaram o projeto de construção da Arquitetura de Processos para obter uma referência única de seus macroprocessos, entretanto o projeto aguarda a conclusão de pendências escaladas para o Comitê de Apoio à Gestão – COAGE, coordenado na Holding pela Superintendência de Planejamento, Gestão Estratégica e Sustentabilidade – PG, e a posterior aprovação pela Diretoria Executiva da Eletrobras e das demais empresas do sistema, não sendo possível vincular, neste momento, os macroprocessos às unidades organizacionais da Holding.



SIGLA	NOME	FINALIDADE
PC	Superintendência de Comunicação e Relações Institucionais	Superintender as atividades de Comunicação, Eventos, Relações Parlamentares, Ouvidoria e de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade.
PCC	Assessoria de Comunicação e Relacionamento com a Imprensa	Planejar, coordenar e incentivar o relacionamento com a imprensa e a mídia em geral.
PCE	Assessoria de Publicidade e Gestão de Eventos	Planejar, coordenar e executar as atividades relacionadas a eventos, à gestão da publicidade institucional e legal e à gestão dos materiais de relacionamento institucional da Eletrobras.
PCI	Assessoria de Relações Institucionais e Parlamentares	Acompanhar a tramitação dos projetos de lei relativos ao setor de energia elétrica ou de interesse da Eletrobras no Congresso Nacional.
PCO	Ouvidoria Geral	Intermediar e facilitar o atendimento e a relação entre o cidadão, o empregado e a organização.
PCS	Departamento de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade	Gerir as políticas e ações de Responsabilidade Social e de Patrocínio Cultural, Institucional e Esportivo da Eletrobras.
PCSA	Divisão de Acompanhamento de Contratos e Convênios de Responsabilidade do PCS	Acompanhar a execução dos Convênios e Contratos dos Projetos Socioambientais e Patrocínios Culturais, responsabilizando-se pela fiscalização e demonstração das respectivas prestações de contas.
PCSC	Divisão de Promoção da Cidadania Empresarial e Projetos Socioambientais	Coordenar ações de promoção da responsabilidade social empresarial e realizar a gestão dos projetos socioambientais apoiados pela Eletrobras.
PCSI	Divisão de Projetos de Patrocínio Incentivados	Realizar a gestão dos patrocínios enquadrados em lei específica de incentivo.

SIGLA	NOME	FINALIDADE
PCSN	Divisão de Projetos de Patrocínio Não Incentivados	Realizar a gestão dos patrocínios não enquadrados em lei específica de incentivo.
PE	Superintendência de Operações no Exterior	Superintender as atividades do Sistema Eletrobras no exterior, bem como instruir os estudos de pré-viabilidade para a prospecção de novos negócios e na condução do processo de estruturação de negócios, de modo a organizar o monitoramento da construção, implementação dos empreendimentos e posterior gestão de resultados da operação dos ativos da Eletrobras no exterior.
PEA	Sucursal Andina	Assessorar a Superintendência de Operações no Exterior, institucional e administrativamente, na representatividade da Eletrobras na Região Andina, que abrange os países Venezuela, Colômbia, Peru, Bolívia, Guiana, Suriname e Guiana Francesa, bem como apoiar empregados e representantes da Eletrobras nesta região.
PEE	Assessoria de Estruturação de Negócios	Administrar e gerir os estudos econômico-financeiros da etapa de pré-viabilidade, identificação de parceiros e condução do processo de estruturação de negócios, buscando soluções referentes à formação de parcerias, fontes de recursos e mercados.
PEG	Departamento de Gestão de Ativos no Exterior	Supervisionar e monitorar os estudos de viabilidade, de construção e implementação do empreendimento e posterior gestão de resultados da operação dos ativos em andamento, bem como de outros a serem desenvolvidos.
PEGN	Divisão de Gestão de Empreendimento na Nicarágua	Executar os estudos de viabilidade para a construção e implementação do Empreendimento Tumarín, bem como fazer a avaliação dos resultados da operação do projeto.
PEGP	Divisão de Gestão de Empreendimento no Peru	Executar os estudos de viabilidade para a construção e implementação do Empreendimento Inambari, bem como fazer a avaliação dos resultados da operação do projeto.

SIGLA	NOME	FINALIDADE
PEI	Departamento de Estudos de Apoio e Gestão de Informações de Negócios no Exterior	Organizar a base de dados de prospecção, mercados, parceiros e concorrentes, regulação, gestão do conhecimento e outros estudos energéticos e econômico-financeiros promovidos ou adquiridos pela Superintendência, bem como coordenar o planejamento e a gestão das atividades mercadológicas no exterior.
PEIE	Divisão de Estudos de Apoio de Informações no Exterior	Elaborar e manter atualizada a base de informações técnicas dos países de interesse da Eletrobras e de estudos promovidos ou adquiridos pela Superintendência.
PEIM	Divisão de Suporte Institucional de Mercado no Exterior	Executar o planejamento, acompanhamento e controle das atividades mercadológicas no exterior, efetuando a gestão do conhecimento da base de dados de prospecção, de documentação técnica sobre os países foco e outros documentos de interesse da Superintendência.
PEM	Sucursal Sul da África	Assessorar a Superintendência de Operações no Exterior, institucional e administrativamente, na representatividade da Eletrobras no Sul da África que abrange os países Moçambique, Angola, Namíbia, África do Sul, Botsuana, Suazilândia, Malawi, Tanzânia e Nigéria, bem como apoiar empregados e representantes da Eletrobras nessa região.
PEN	Sucursal América Central	Assessorar a Superintendência de Operações no Exterior, institucional e administrativamente, na representatividade da Eletrobras na América Central, bem como apoiar empregados e representantes da Eletrobras nessa região.
PEP	Departamento de Prospecção de Novos Negócios no Exterior	Identificar e analisar novas oportunidades de negócios e projetos a serem desenvolvidos no exterior e conduzir os estudos de pré-viabilidade.
PEPC	Divisão de Prospecção na América Central e Caribe	Operacionalizar a prospecção de projetos a serem desenvolvidos no exterior, bem como executar estudos de engenharia de pré-viabilidade na América Central e Caribe.

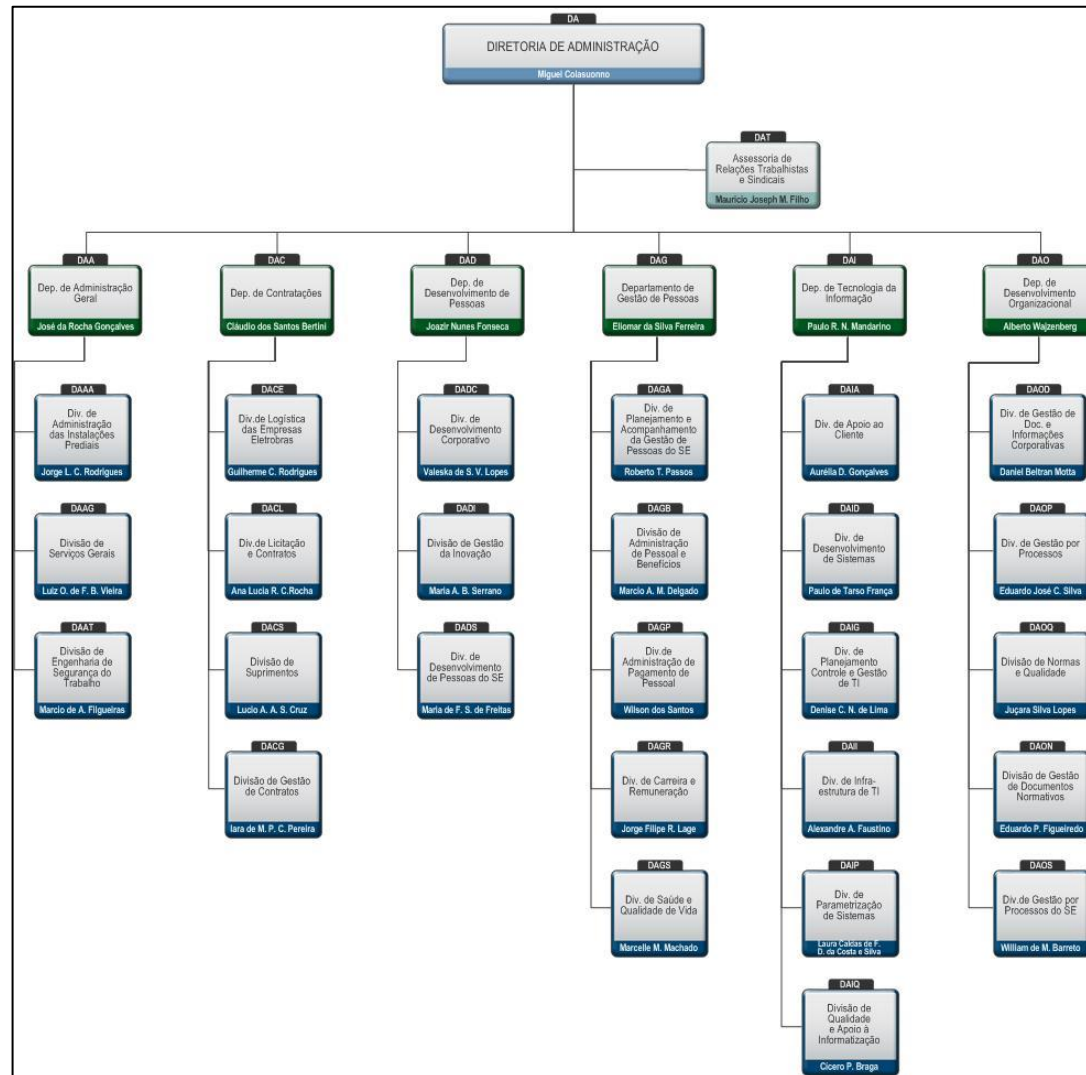
SIGLA	NOME	FINALIDADE
PEPE	Divisão de Prospecção na América do Norte, África e Demais Regiões do Mundo.	Operacionalizar a prospecção de projetos a serem desenvolvidos no exterior, bem como executar estudos de engenharia de pré-viabilidade na América do Norte, África e demais regiões.
PEPS	Divisão de Prospecção na América do Sul e Europa	Operacionalizar a prospecção de projetos a serem desenvolvidos no exterior, bem como executar estudos de engenharia de pré-viabilidade na América do Sul e Europa.
PES	Sucursal Cone Sul	Assessorar a Superintendência de Operações no Exterior, institucional e administrativamente, na representatividade da Eletrobras na Região Cone Sul, que abrange os países Argentina, Paraguai, Uruguai e Chile. Apoiar empregados e representantes da Eletrobras na Região Cone Sul, bem como promover o relacionamento da Eletrobras junto aos órgãos do MERCOSUL, como agências de fomento e entidades técnicas internacionais.
PF	Superintendência de Eficiência Energética	Superintender as atividades, projetos, parcerias e relações institucionais na área de eficiência energética relacionadas aos Programas Governamentais Federais e às áreas corporativas, buscando estabelecer novas linhas de atuação, dentro e fora do país.
PFD	Departamento de Desenvolvimento de Eficiência Energética	Gerenciar a implementação de projetos, a realização de estudos e pesquisas e o suporte técnico às ações de eficiência energética no suprimento e uso da energia elétrica, atuando nas áreas de desenvolvimento tecnológico, de educação, de informação e marketing, de avaliação de impactos e resultados, e afins.
PFDE	Divisão de Estudos e Equipamentos Eficientes	Executar ações que visem o desenvolvimento e a disseminação da eficiência energética dos equipamentos consumidores de energia elétrica.
PFDF	Divisão de Planejamento e Fomento	Implementar as ações de planejamento e projetos de fomento da eficiência energética estabelecidos pela Eletrobras.

SIGLA	NOME	FINALIDADE
PFE	Assessoria Corporativa e de Novos Negócios em Eficiência Energética	Prospectar e identificar oportunidades de estabelecer novos negócios para a área de eficiência energética, dentro e fora do país e desenvolver ações de eficiência energética no âmbito das empresas Eletrobras.
PFP	Departamento de Projetos de Eficiência Energética	Gerenciar a implementação dos programas, projetos e ações de eficiência energética no âmbito do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL e de outros programas ou ações afins, de interesse do Governo Federal e das empresas Eletrobras.
PFPR	Divisão de Eficiência Energética no Setor Privado	Implementar projetos de eficiência energética nas indústrias e edificações, nas áreas comercial, residencial, de prédios públicos e de serviços.
PFPS	Divisão de Eficiência Energética no Setor Público	Implementar projetos de eficiência energética nas áreas de iluminação pública, sinalização semafórica, saneamento ambiental e de gestão do uso eficiente da energia elétrica nos entes federativos, nas áreas urbana e rural e na área de irrigação.
PG	Superintendência de Planejamento, Gestão Estratégica e Sustentabilidade	Superintender e coordenar as atividades da Presidência da Eletrobras no âmbito do Planejamento, Gestão de Assuntos Estratégicos e Sustentabilidade.
PGA	Departamento de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles	Administrar a consolidação de informações para a Alta Administração sobre sua exposição a riscos, bem como garantir o ambiente de controles internos em conformidade aos aspectos regulatórios externos da Eletrobras, e das empresas do Sistema Eletrobras, quando pertinente.
PGAC	Divisão de Gestão do Ambiente de Controles Internos	Efetivar ações para o estabelecimento do ambiente de controles internos da Eletrobras, e das empresas do Sistema Eletrobras, quando pertinente.
PGAR	Divisão de Gestão de Riscos Corporativos	Desenvolver ações para o gerenciamento integrado de riscos da Eletrobras, e das empresas do Sistema Eletrobras, quando pertinente.
PGB	Escritório da Eletrobras em Brasília	Representar institucionalmente e administrativamente a Eletrobras em Brasília.

SIGLA	NOME	FINALIDADE
PGG	Departamento de Governança Corporativa e Gestão do Desempenho Empresarial	Integrar e coordenar esforços para adoção das melhores práticas de gestão do desempenho empresarial, de gestão de projetos e de governança corporativa no âmbito das empresas Eletrobras.
PGGD	Divisão de Gestão do Desempenho Empresarial e de Projetos Corporativos	Coordenar com as Empresas Eletrobras o estabelecimento de metas para indicadores de desempenho empresarial relacionados às operações e projetos de investimento, bem como o monitoramento e análise desses comparativamente com empresas escolhidas como de excelência e compilação dessas informações para a Administração da Eletrobras.
PGU	Assessoria de Gestão dos Bens da União sob Administração	Gerenciar as atividades relativas aos Bens sob Administração - BUSA da ELETROBRAS.
PJ	Superintendência Jurídica	Superintender as atividades de representação jurídica e administrativa, bem como de assessoramento jurídico da Eletrobras.
PJC	Departamento Jurídico de Contencioso	Coordenar as atividades de representação jurídica e administrativa da Eletrobras.
PJCB	Divisão de Contencioso em Brasília	Representar a Eletrobras em esfera judicial e administrativa nos processos em curso no Distrito Federal.
PJCR	Divisão de Contencioso no Rio de Janeiro e nos demais Estados da Federação	Representar a Eletrobras em esfera judicial e administrativa nos processos em curso no Rio de Janeiro e nos demais Estados da Federação, à exceção do Distrito Federal.
PJE	Departamento Jurídico Empresarial	Coordenar as atividades de assessoramento jurídico de natureza empresarial.
PJEF	Divisão de Orientação Jurídica em Operações Financeiras	Assessorar e apoiar juridicamente a empresa em questões relacionadas à orientação jurídica em operações Financeiras.

SIGLA	NOME	FINALIDADE
PJEO	Divisão de Orientação Jurídica em Operações Empresariais	Assessorar e apoiar juridicamente a empresa em questões relacionadas à orientação jurídica em operações Empresariais.
PJET	Divisão de Orientação Jurídica na área Tributária, Trabalhista, Previdenciária e Ambiental	Assessorar e apoiar juridicamente a Eletrobras em questões relacionadas a aspectos Tributários, Trabalhistas, Previdenciários, Ambientais, Eleitorais e de Direito de Informática.
PJP	Departamento Jurídico de Direito Público	Coordenar as atividades de assessoramento jurídico especializado em Direito Público e Licitações.
PJPA	Divisão Jurídica de Direito Administrativo	Assessorar e apoiar juridicamente as contratações da Eletrobras decorrentes de patrocínios, convênios ou outros ajustes a estes semelhantes, bem como assessorar e apoiar juridicamente a empresa em questões relacionadas a Direito Público Administrativo.
PJPL	Divisão de Apoio à Licitação e Contratos Administrativos	Assessorar e apoiar juridicamente as contratações e licitações da Eletrobras à luz da Legislação de Licitações e de Pregões e/ou regulamento simplificado respectivo.
PR	Presidência	Cumprir as diretrizes do Ministério de Minas e Energia – MME e gerir a Eletrobras.
PRG	Gabinete da Presidência	Assistir, diretamente, o Presidente, prestando-lhe apoio nas atividades desenvolvidas na Empresa.
PRJ	Consultoria Jurídica Geral	Assessorar o Presidente e os demais Diretores em questões jurídicas específicas.
PRS	Secretaria Geral	Apoiar administrativamente os órgãos da Administração Superior da Eletrobras.

Diretoria de Administração



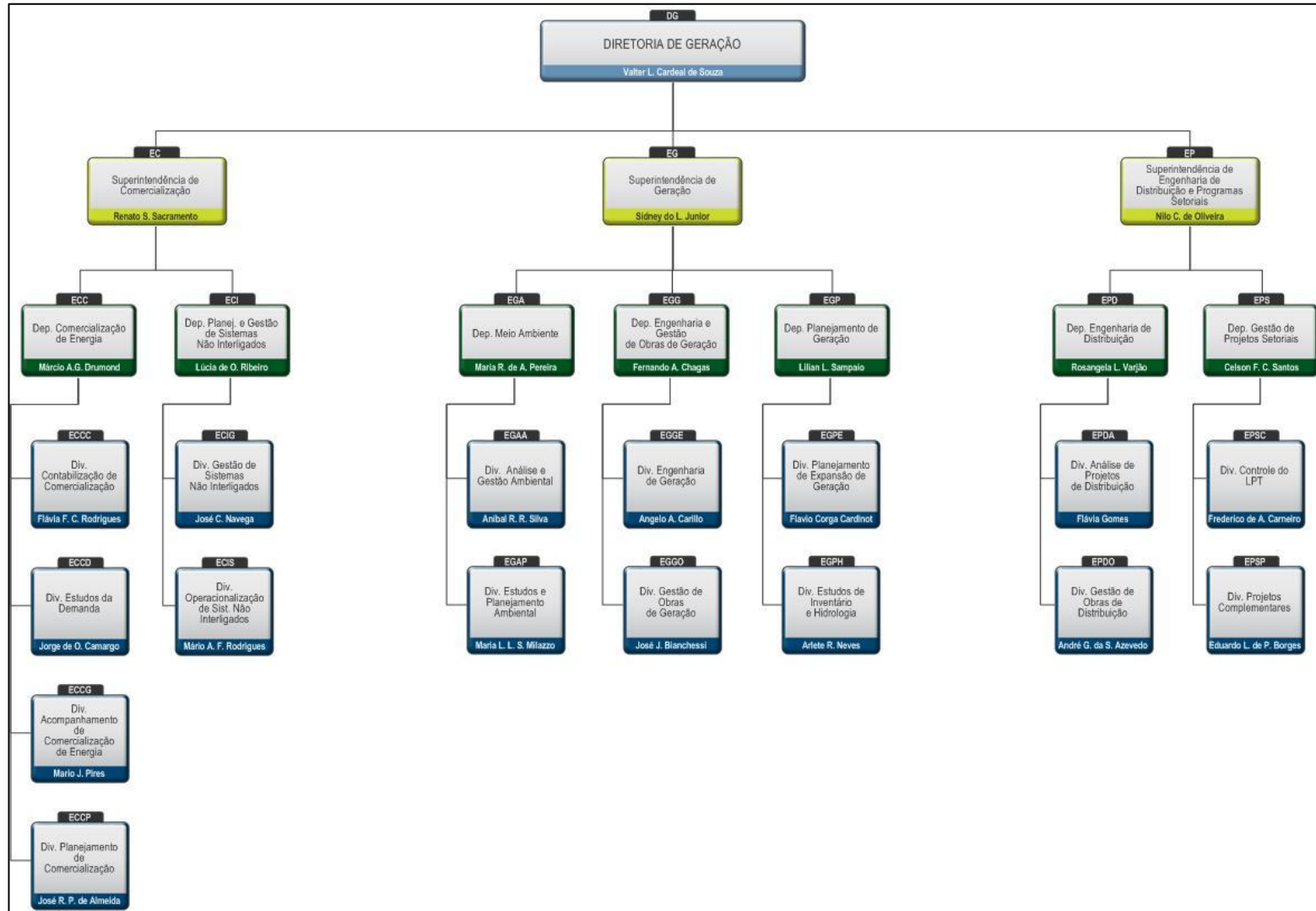
SIGLA	NOME	FINALIDADE
DA	Diretoria de Administração	Coordenar as atividades referentes a suprimentos e administração geral, desenvolvimento e gestão de pessoas, informática, organização e documentação e responsabilidade social.
DAA	Departamento de Administração Geral	Gerenciar os processos relativos à Administração Patrimonial, Manutenção Predial, Serviços Gerais e Engenharia de Segurança do Trabalho.
DAAA	Divisão de Administração das Instalações Prediais	Gerenciar as atividades de manutenção e conservação predial, de obras e serviços de arquitetura e engenharia, de prestação de serviços de comunicação, administração do ativo imobilizado, desenvolvimento de serviços gráficos e gestão dos imóveis próprios e de terceiros.
DAAG	Divisão de Serviços Gerais	Gerenciar as atividades de viagens, de transporte, de serviços de copa, cozinha e restaurante, de expedição de documentos.
DAAT	Divisão de Engenharia de Segurança do Trabalho	Gerenciar as atividades de Engenharia de Segurança e do Comitê de Ergonomia da Eletrobras.
DAC	Departamento de Contratações	Gerenciar as contratações de bens, materiais, obras e serviços, leilões de bens patrimoniais e locação de imóveis, bem como os contratos decorrentes e o suprimento de materiais de consumo, e também efetuar a análise fiscal e tributária dos documentos de cobrança.
DACE	Divisão de Logística das Empresas Eletrobras	Gerenciar a área de Logística e Suprimento através de diretrizes, responsabilidades e procedimentos padrões de maneira a se promover uma atuação uniforme na função Suprimento nas Empresas do Sistema Eletrobras.
DACG	Divisão de Gestão de Contratos	Realizar o processo administrativo da gestão dos contratos de bens, materiais, obras, serviços e locação de imóveis da Eletrobras, exceto os contratos internacionais, financeiros e os adquiridos por dispensa de valor, atuando de comum acordo com os fiscais de contrato e as demais áreas envolvidas.
DACL	Divisão de Licitações e Contratações	Realizar todo o processo administrativo de contratação de bens, materiais, obras e serviços nas modalidades previstas em lei, exceto dispensa de licitação por valor, além do cadastro de fornecedores e realizar processos de leilão de bens patrimoniais.

SIGLA	NOME	FINALIDADE
DACS	Divisão de Suprimentos	Efetuar os processos de contratação por dispensa de valor (compras diretas), de administração do estoque e de recebimento físico-fiscal.
DAD	Departamento de Desenvolvimento de Pessoas	Propor políticas e diretrizes e planejar, coordenar, executar e acompanhar ações de desenvolvimento de pessoas do Sistema Eletrobras alinhadas às estratégias organizacionais.
DADC	Divisão de Desenvolvimento Corporativo	Planejar e executar as ações de desenvolvimento de pessoas da Eletrobras.
DADI	Divisão de Gestão da Inovação	Coordenar as atividades de Gestão da Inovação na Eletrobras.
DADS	Divisão de Desenvolvimento de Pessoas do Sistema Eletrobras	Coordenar projetos e planejar, executar e acompanhar as ações de desenvolvimento de pessoas do Sistema Eletrobras.
DAG	Departamento de Gestão de Pessoas	Propor políticas e diretrizes de gestão de pessoas para a Eletrobras e para o Sistema Eletrobras, alinhadas às estratégias empresariais, bem como planejar, coordenar, executar e acompanhar as ações decorrentes.
DAGA	Divisão de Planejamento e Acompanhamento de Gestão de Pessoas do Sistema Eletrobras	Gerenciar as ações de Planejamento e Acompanhamento de Gestão de Pessoas do Sistema Eletrobras.
DAGB	Divisão de Administração de Pessoal e Benefícios	Gerenciar os processos de administração de pessoal e a concessão de benefícios assistenciais.
DAGP	Divisão de Administração de Pagamento de Pessoal	Gerenciar os processos relacionados ao pagamento de pessoal, inclusive recolhimento de encargos sociais, rescisão de contrato de trabalho.
DAGR	Divisão de Carreira e Remuneração	Gerir a remuneração, as competências e as carreiras dos colaboradores e planejar as ações de recursos humanos.
DAGS	Divisão de Saúde e Qualidade de Vida	Gerenciar as ações de saúde, qualidade de vida e bem-estar social para os colaboradores.

SIGLA	NOME	FINALIDADE
DAI	Departamento de Tecnologia da Informação	Planejar e administrar o uso de Tecnologia da Informação e de Telecomunicação de Dados e VoIP na Eletrobras, promovendo a compatibilização desta com o Planejamento Estratégico Corporativo.
DAIA	Divisão de Apoio ao Cliente	Coordenar ações que visem o atendimento eficaz e eficiente das demandas dos clientes do Departamento, administrar o ambiente de trabalho colaborativo por meio eletrônico, a recuperação de dados para o usuário final e a manutenção e suporte na utilização de equipamentos de Tecnologia da Informação.
DAID	Divisão de Desenvolvimento de Sistemas	Administrar o processo de desenvolvimento, manutenção, implantação e utilização de Sistemas de Informação em Computador para suporte às atividades empresariais.
DAIG	Divisão de Planejamento, Controle e Gestão de TI	Planejar, controlar processos de trabalho e apoiar a gestão da Tecnologia da Informação e da Telecomunicação de Dados e VoIP da Eletrobras, bem como coordenar as ações coletivas de Tecnologia da Informação e Telecomunicação de Dados e VoIP das empresas do Sistema Eletrobras.
DAII	Divisão de Infraestrutura de TI	Administrar o “Data Center”, o computador central, os bancos de dados centrais, o hardware e software de microinformática, a Rede Corporativa de Microcomputadores e a Rede de Telecomunicação de Dados e VoIP, bem como prestar suporte técnico à utilização destes recursos.
DAIP	Divisão de Parametrização de Sistemas	Administrar os ambientes funcionais das ferramentas de software de uso corporativo e prover suporte técnico e metodológico para a contratação de novas ferramentas dessa natureza.
DAIQ	Divisão de Qualidade e Apoio à Informatização	Prover infraestrutura que garanta a segurança lógica e física, a integridade e a confiabilidade para a tecnologia da informação da empresa.

SIGLA	NOME	FINALIDADE
DAO	Departamento de Desenvolvimento Organizacional	Planejar e acompanhar as ações de desenvolvimento da Gestão por Processos, Gestão dos Normativos e promover o suporte à Gestão da Informação na Eletrobras, bem como, coordená-las no âmbito das empresas da Eletrobras.
DAOD	Divisão de Gestão de Documentos e Informações Corporativas	Gerenciar o Arquivo e a Biblioteca Central da Eletrobras, favorecendo o acesso a informações e documentos, e dar suporte à Gestão do Conhecimento.
DAON	Divisão de Gestão de Documentos Normativos	Gerenciar o processo de elaboração e atualização de todos os documentos normativos da Eletrobras.
DAOP	Divisão de Gestão por Processos	Administrar a Gestão por Processos na Eletrobras.
DAOQ	Divisão de Normas e Qualidade	Integrar no âmbito do Sistema Eletrobras, as atividades de normalização técnica no que se refere à participação na Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT e à qualificação de fornecedores na sua vertente qualidade; e gerenciar no âmbito da Eletrobras, as atividades relacionadas à normalização técnica nacional e internacional e qualidade, incluindo sistema de gestão da qualidade visando as boas práticas de governança corporativa sustentabilidade empresarial.
DAOS	Divisão de Gestão por Processos do Sistema Eletrobras	Executar ações de desenvolvimento da Gestão por Processos no Sistema Eletrobras.
DAT	Assessoria de Relações Trabalhistas e Sindicais	Planejar ações referentes às relações de trabalho entre a empresa, seus empregados e os Sindicatos de Classe, bem como coordenar a negociação dos Acordos Coletivos de Trabalho do Sistema Eletrobras.

Diretoria de Geração

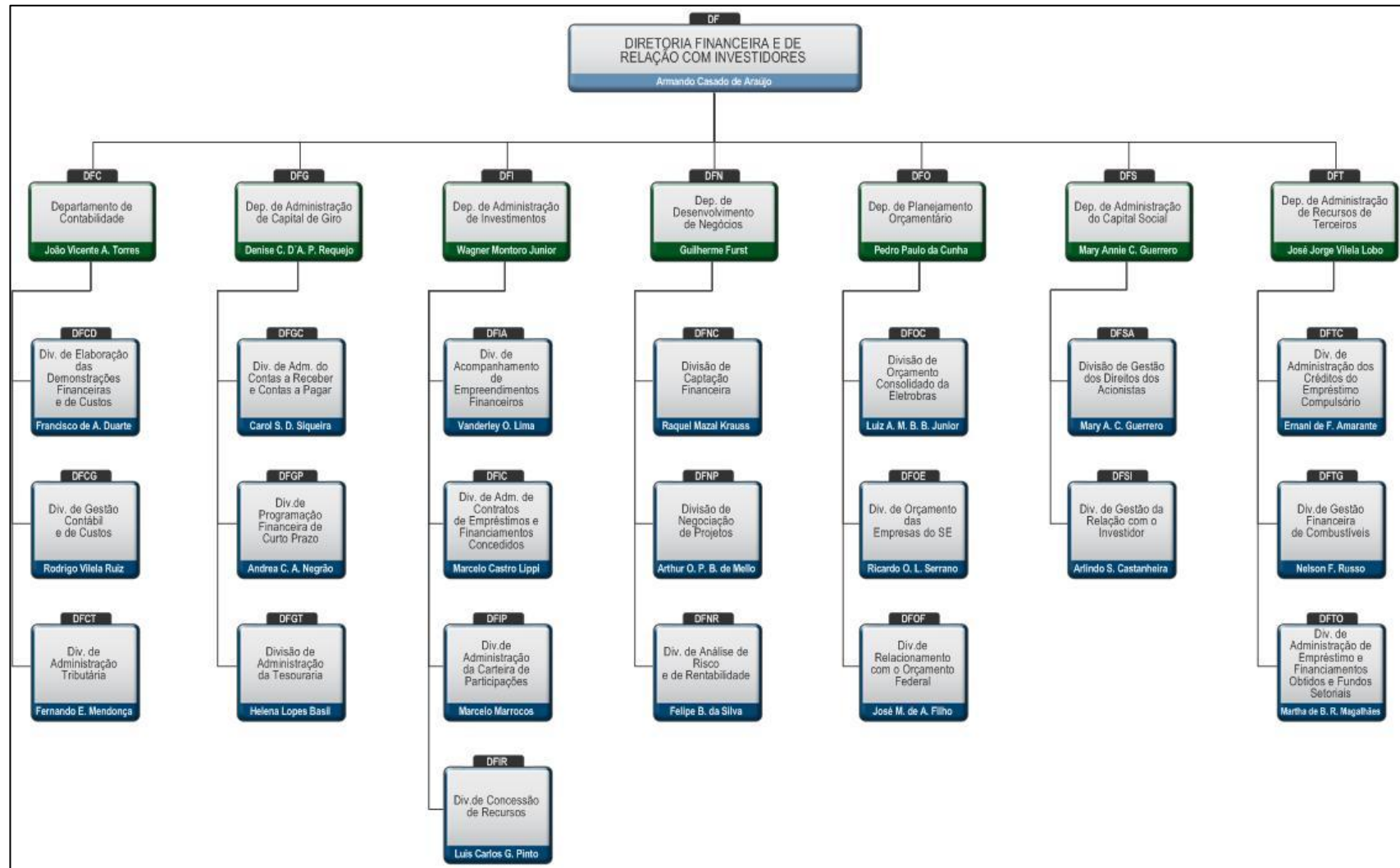


SIGLA	NOME	FINALIDADE
DG	Diretoria de Geração	Liderar a expansão dos negócios de geração, bem como avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do sistema de geração de energia elétrica das empresas Eletrobras.
EC	Superintendência de Comercialização	Coordenar as atividades de comercialização de energia elétrica na Eletrobras e promover a atuação integrada das Empresas do Sistema Eletrobras na comercialização de energia elétrica, assim como coordenar o Planejamento e a Operação dos Sistemas não Interligados ao Sistema Interligado Nacional - SIN.
ECC	Departamento de Comercialização de Energia	Planejar as atividades de Comercialização de Energia Elétrica de ITAIPU, do PROINFA, de intercâmbios internacionais (Rivera e Uruguaiana), e outras que venham a ser autorizadas à Eletrobras, bem como a gestão de contratos de compra e venda de energia e a gestão de estudos de demanda de energia elétrica e de modelos de comercialização.
ECCC	Divisão de Contabilização de Comercialização	Operacionalizar as atividades pertinentes à comercialização de energia da usina de ITAIPU, das interconexões internacionais (Rivera e Uruguaiana), do PROINFA e de outras transações que venham a ser autorizadas à Eletrobras.
ECCD	Divisão de Estudos da Demanda	Elaborar estudos de demanda de energia elétrica que subsidiem o planejamento da expansão do Sistema Eletrobras.
ECCG	Divisão de Acompanhamento de Comercialização de Energia	Acompanhar os processos administrativos referentes à comercialização de energia e aos empreendimentos do PROINFA, de forma a mantê-los controlados e otimizados.
ECCP	Divisão de Planejamento de Comercialização	Desenvolver estudos e modelos de comercialização de energia elétrica, bem como executar as atividades de gestão de contratos de compra e venda de energia.
ECI	Departamento de Planejamento e Gestão de Sistemas não Interligados	Gerenciar o Planejamento e a Operação dos Sistemas não Interligados ao Sistema Interligado Nacional - SIN.
ECIG	Divisão de Gestão de Sistemas não Interligados	Realizar a gestão da operação e dos combustíveis das usinas dos Sistemas não Interligado, bem como dos estoques de carvão das usinas pertencentes ao Sistema Interligado Nacional - SIN.
ECIS	Divisão de Operacionalização de Sistemas não Interligados	Cumprir o Planejamento e a Operação dos Sistemas não Interligados.

SIGLA	NOME	FINALIDADE
EG	Superintendência de Geração	Superintender as áreas de planejamento da geração, de estudos ambientais e de engenharia e gestão de obras de geração da Eletrobras.
EGA	Departamento de Meio Ambiente	Administrar os processos de melhoria contínua dos aspectos sócio-ambientais nas atividades do Sistema Eletrobras.
EGAA	Divisão de Análise e Gestão Ambiental	Desenvolver e executar critérios de gestão sócio-ambiental em subsídio aos processos decisórios referentes aos negócios do Sistema Eletrobras.
EGAP	Divisão de Estudos e Planejamento Ambiental	Desenvolver estudos sócio-ambientais e executar as atividades voltadas para o planejamento do Sistema Eletrobras.
EGG	Departamento de Engenharia e Gestão de Obras de Geração	Planejar e gerenciar as atividades relativas à engenharia e gestão de obras de geração de interesse do Sistema Eletrobras, assim como subsidiar a administração, pela área responsável, dos processos do PROINFA.
EGGE	Divisão de Engenharia de Geração	Desenvolver estudos de viabilidade técnico-econômica, relativos a empreendimentos de geração de interesse do Sistema Eletrobras.
EGGO	Divisão de Gestão de Obras de Geração	Gerir as obras de geração de energia elétrica empreendidas pelas empresas do Sistema Eletrobras.
EGP	Departamento de Planejamento de Geração	Elaborar estudos relativos ao planejamento da geração de interesse do Sistema Eletrobras.
EGPE	Divisão de Planejamento de Expansão de Geração	Elaborar cenários de expansão da oferta de energia elétrica para o Sistema Eletrobras.
EGPH	Divisão de Estudos de Inventário e Hidrologia	Elaborar estudos de Inventário Hidrelétrico e de Hidrologia que subsidiem o planejamento de empreendimentos de geração hidrelétrica.

SIGLA	NOME	FINALIDADE
EP	Superintendência de Engenharia de Distribuição e de Programas Setoriais	Coordenar os trabalhos de análise e gestão de atividades da Diretoria de Geração decorrentes de programas setoriais.
EPD	Departamento de Engenharia de Distribuição	Gerenciar e planejar as análises técnico-orçamentárias e as inspeções físicas, objeto de financiamento de obras de distribuição urbana e rural.
EPDA	Divisão de Análise de Projetos de Distribuição	Realizar análises técnico-orçamentárias, objeto de solicitação de financiamento a Eletrobras, referentes às obras de distribuição urbana e rural.
EPDO	Divisão de Gestão de Obras de Distribuição	Realizar inspeções físicas em obras de distribuição urbana e rural, objeto de solicitação de financiamento a Eletrobras.
EPS	Departamento de Gestão de Projetos Setoriais	Gerenciar os programas de obras de eletrificação executados pelas concessionárias de energia elétrica e pelas cooperativas de eletrificação rural, com recursos financeiros administrados pela Eletrobras, e proporcionar suporte técnico às ações de desenvolvimento sustentável no âmbito do programa de universalização.
EPSC	Divisão de Controle do Luz para Todos	Realizar o controle dos programas de obras de eletrificação executados no âmbito da Universalização de Energia Elétrica.
EPSP	Divisão de Projetos Complementares	Desenvolver a expansão da Eletrificação Rural através de projetos de engenharia relacionados com a geração e distribuição de energia.

Diretoria Financeira

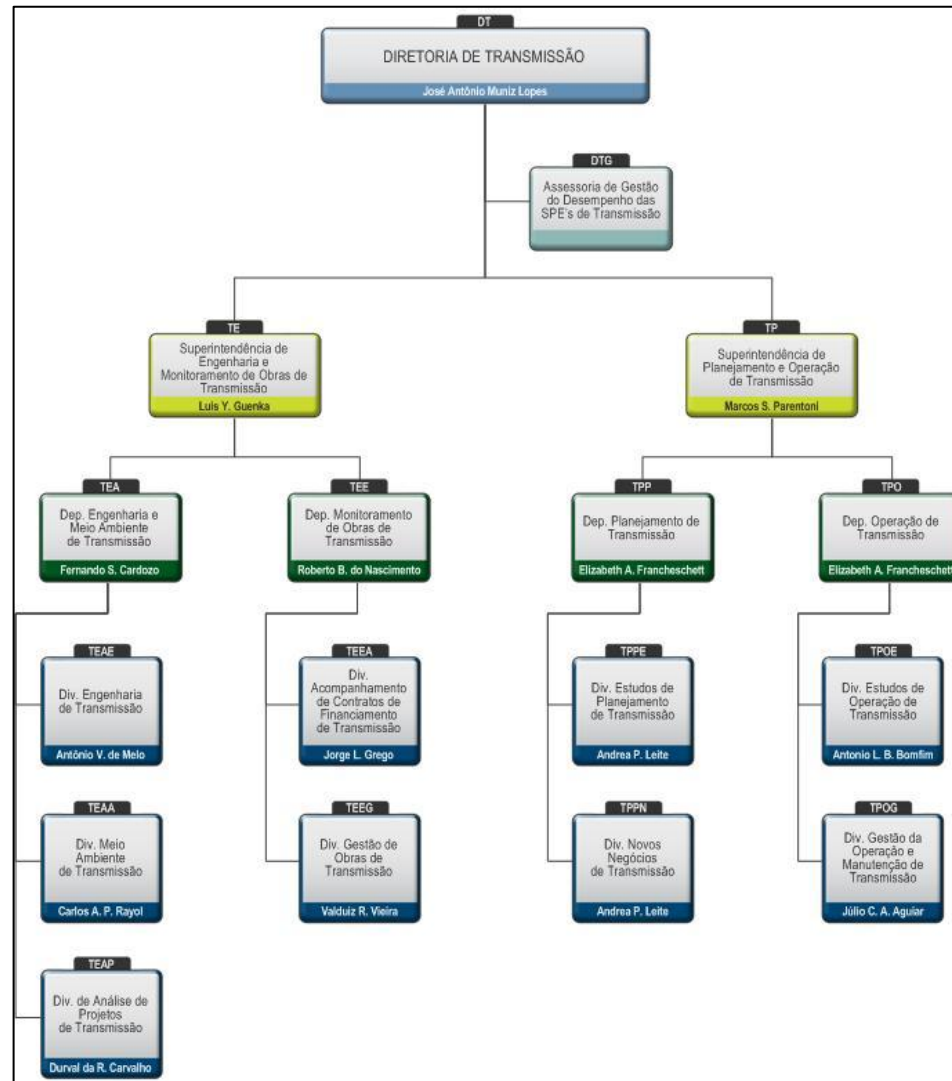


SIGLA	NOME	FINALIDADE
DF	Diretoria Financeira e de Relação com Investidores	Gerir o fluxo financeiro da Eletrobras e dos fundos setoriais.
DFC	Departamento de Contabilidade	Administrar as atividades contábeis da Eletrobras.
DFCD	Divisão de Elaboração das Demonstrações Financeiras e de Custos	Administrar e elaborar as Demonstrações e Informações Contábeis da Eletrobras e Relatórios de Custos.
DFCG	Divisão de Gestão Contábil e de Custos	Acompanhar e analisar a escrituração contábil na Eletrobras, bem como administrar a base de dados do Sistema de Custos.
DFCT	Divisão de Administração Tributária	Administrar a execução tributária na Eletrobras.
DFG	Departamento de Administração de Capital de Giro	Administrar as Contas a Pagar e a Receber da Eletrobras, estabelecendo a programação financeira para o capital de giro e executando as atividades de Tesouraria.
DFGC	Divisão de Administração do Contas a Receber e Contas a Pagar	Administrar as Contas a Pagar e a Receber da Eletrobras.
DFGP	Divisão de Programação Financeira de Curto Prazo	Elaborar a programação financeira do Capital de Giro da Eletrobras.
DFGT	Divisão de Administração da Tesouraria	Executar as atividades de Tesouraria da Eletrobras.
DFI	Departamento de Administração de Investimentos	Contratar, administrar e analisar o desempenho de todos os investimentos da Eletrobras.
DFIA	Divisão de Acompanhamento e Empreendimentos Financeiros	Administrar os Empreendimentos Financiados pela Eletrobras.

SIGLA	NOME	FINALIDADE
DFIC	Divisão de Administração de Contratos de Empréstimos e Financiamentos Concedidos	Administrar os Contratos de Empréstimos e Financiamentos Concedidos pela Eletrobras.
DFIP	Divisão de Administração da Carteira de Participações	Administrar as Carteiras de Participações Acionárias da Eletrobras.
DFIR	Divisão de Concessão de Recursos	Coordenar a elaboração das matérias para aprovação de empréstimos e financiamentos, aportes de capital, conforme as diretrizes da empresa, para apreciação da DEE/CAE.
DFN	Departamento de Desenvolvimento de Negócios	Analisar a participação da Eletrobras em novos negócios.
DFNC	Divisão de Captação Financeira	Analisar, negociar e contratar fontes e recursos para desenvolvimento dos negócios da Eletrobras.
DFNP	Divisão de Negociação de Projetos	Avaliar e negociar projetos com participação financeira ou garantia da Eletrobras, realizando as análises econômico-financeiras dos riscos, das garantias exigidas, bem como participar de negociações com as outras partes envolvidas.
DFNR	Divisão de Análise de Risco e de rentabilidade	Propor diretrizes de negócios para a Eletrobras e Controladas, além do plano de negócios, de acordo com o perfil de rentabilidade e risco da empresa, para aprovação da Administração.
DFO	Departamento de Planejamento Orçamentário	Realizar o planejamento econômico-financeiro da Eletrobras e a consolidação do orçamento das empresas do Sistema Eletrobras.
DFOC	Divisão de Orçamento Consolidado da Eletrobras	Negociar e Administrar o orçamento da Eletrobras e consolidar o Fluxo de Caixa e o orçamento do Sistema Eletrobras, seguindo orientação do plano de negócios.
DFOE	Divisão de Orçamento de Empresas do Sistema Eletrobras	Negociar e acompanhar a execução do orçamento empresarial e plano de metas das empresas do Sistema Eletrobras, bem como interagindo com os órgãos do Governo Federal, segundo orientações do plano de negócios de holding.

SIGLA	NOME	FINALIDADE
DFOF	Divisão de Relacionamento com o Orçamento Federal	Administrar a execução do Programa de Dispêndios Globais - PDG do Sistema Eletrobras.
DFS	Departamento de Administração do Capital Social	Administrar as relações da Eletrobras com seus Acionistas e Investidores nos mercados de capitais.
DFSA	Divisão de Gestão dos Direitos dos Acionistas	Administrar a relação da Eletrobras com seus Acionistas.
DFSI	Divisão de Gestão da Relação com o Investidor	Administrar a relação com investidores nos mercados de capitais.
DFT	Departamento de Administração de Recursos de Terceiros	Administrar os Recursos de Terceiros sob a responsabilidade da Eletrobras, da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC e da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para o Carvão Mineral Nacional.
DFTC	Divisão de Administração dos Créditos do Empréstimo Compulsório	Administrar o Empréstimo Compulsório.
DFTG	Divisão de Gestão Financeira de Combustíveis	Desenvolver o Controle Financeiro da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC e da Conta a de Desenvolvimento Energético para o Carvão Mineral Nacional – CDE/CMN.
DFTO	Divisão de Administração de Empréstimos e Financiamentos Obtidos e Fundos Setoriais.	Administrar o Serviço da Dívida da Eletrobras e os recursos setoriais da União administrados pela Eletrobras.

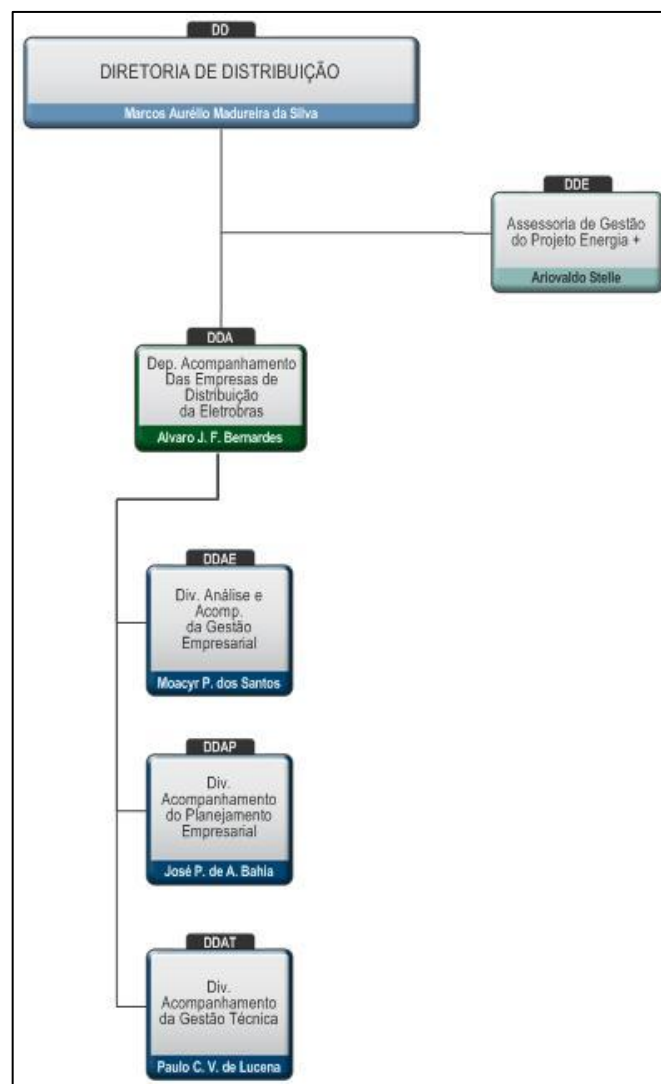
Diretoria de Transmissão



SIGLA	NOME	FINALIDADE
DT	Diretoria de Transmissão	Liderar a expansão, bem como avaliar permanentemente a continuidade e segurança do sistema de transmissão de energia elétrica das empresas Eletrobras.
DTG	Assessoria de Gestão do Desempenho das SPE's de Transmissão	Assessorar a Diretoria de Transmissão no monitoramento e análise do desempenho operacional das Sociedades de Propósitos Específicos – SPE's de transmissão.
TE	Superintendência de Engenharia e Monitoramento de Obras de Transmissão	Superintender as atividades referentes à engenharia e às obras de transmissão.
TEA	Departamento de Engenharia e Meio Ambiente de Transmissão	Gerenciar as atividades relativas à análise de projetos, de engenharia e de meio ambiente referentes às obras de transmissão de interesse da Eletrobras.
TEAA	Divisão de Meio Ambiente de Transmissão	Executar as atividades relativas à gestão ambiental de obras de transmissão de interesse das empresas Eletrobras.
TEAE	Divisão de Engenharia de Transmissão	Promover as melhores práticas de engenharia de transmissão nas empresas Eletrobras.
TEAP	Divisão de Análise de Projetos de Transmissão	Executar a análise de projetos de obras de transmissão de interesse do setor elétrico brasileiro e a gestão do contrato de Rivera.
TEE	Departamento de Monitoramento de Obras de Transmissão	Monitorar a implantação de obras de transmissão de interesse das empresas Eletrobras e a execução física de obras de transmissão financiados.
TEEA	Divisão de Acompanhamento de Contratos de Financiamento de Transmissão	Realizar o acompanhamento da execução física de obras de transmissão financiadas com os recursos financeiros da Eletrobras (RGR, RO, CDE) e recursos oriundos de contratos de repasse (BIRD, BID e outros).
TEEG	Divisão de Gestão de Obras de Transmissão	Controlar a implantação das obras de transmissão de interesse das empresas Eletrobras.
TP	Superintendência de Planejamento e Operação de Transmissão	Superintender as atividades referentes ao planejamento e à operação da transmissão.
TPO	Departamento de Operação de Transmissão	Gerenciar os estudos de operação elétrica de interesse da Eletrobras e a operação e a manutenção das empresas Eletrobras.

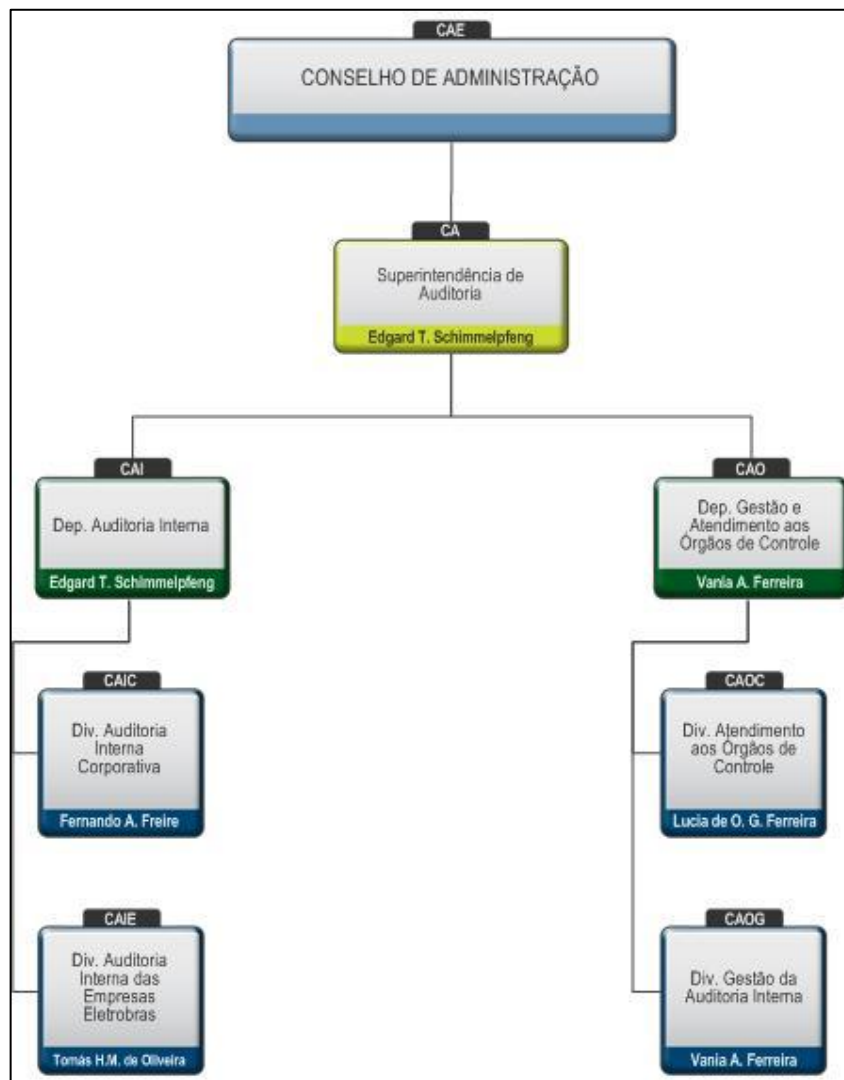
SIGLA	NOME	FINALIDADE
TPOE	Divisão de Estudos de Operação de Transmissão	Realizar os estudos de operação elétrica de interesse da Eletrobras.
TPOG	Divisão de Gestão da Operação e Manutenção de Transmissão	Controlar a operação e manutenção da transmissão, no âmbito das empresas Eletrobras.
TPP	Departamento de Planejamento de Transmissão	Gerenciar as atividades relativas ao planejamento da expansão da transmissão e à participação da Eletrobras em novos negócios.
TPPE	Divisão de Estudos de Planejamento de Transmissão	Realizar o planejamento da expansão da transmissão das empresas Eletrobras.
TPPN	Divisão de Novos Negócios de Transmissão	Realizar estudos e análises de transmissão em novos negócios da Eletrobras.

Diretoria de Distribuição



SIGLA	NOME	FINALIDADE
DD	Diretoria de Distribuição	Tratar do planejamento, administração e controle das Empresas de Distribuição da Eletrobras.
DDA	Departamento de Acompanhamento das Empresas de Distribuição da Eletrobras	Acompanhar o desempenho das Empresas de Distribuição da Eletrobras.
DDAE	Divisão de Análise e Acompanhamento da Gestão Empresarial	Acompanhar a Gestão Empresarial das Empresas de Distribuição da Eletrobras.
DDAP	Divisão de Acompanhamento do Planejamento Empresarial	Acompanhar a elaboração e a execução do planejamento empresarial das Empresas de Distribuição da Eletrobras.
DDAT	Divisão de Acompanhamento da Gestão Técnica	Acompanhar a gestão técnica das Empresas de Distribuição da Eletrobras.
DDE	Assessoria de Gestão do Projeto Energia +	Gerir o Projeto de Melhoria da Performance Operacional e Financeira das Empresas de Distribuição da Eletrobras – Projeto Energia +, sendo responsável pela interface entre o BIRD, a Eletrobras e as Empresas de Distribuição da Eletrobras.

Auditoria



SIGLA	NOME	FINALIDADE
CA	Superintendência de Auditoria	Superintender as atividades de Auditoria Interna, de modo a verificar a adequação, eficiência e eficácia dos sistemas de controles internos, a observância à legislação e aos atos normativos internos e externos, bem como o cumprimento dos planos, metas, objetivos e políticas definidos pela empresa.
CAI	Departamento de Auditoria Interna	Gerenciar os trabalhos de auditoria corporativos e nas Empresas do Sistema Eletrobras.
CAIC	Divisão de Auditoria Interna Corporativa	Realizar trabalhos de auditoria interna corporativos.
CAIE	Divisão de Auditoria Interna da Empresas Eletrobras	Realizar trabalhos de auditoria nas empresas do Sistema Eletrobras.
CAO	Departamento de Gestão e Atendimento aos Órgãos de Controle	Gerenciar as ações de planejamento e gestão da Auditoria Interna, bem como as referentes ao atendimento a órgãos de controle.
CAOC	Divisão de Atendimento aos Órgãos de Controle	Efetuar o atendimento aos Órgãos de Controle e o acompanhamento das ações empreendidas para atendimento às determinações e recomendações por eles emanadas.
CAOG	Divisão de Gestão da Auditoria Interna	Desenvolver as ações de planejamento e gestão da Auditoria Interna.

CEPEL

Anexo.

1.4 Macroprocessos Finalísticos.

ELETROBRAS

As empresas Eletrobras iniciaram o projeto de construção da Arquitetura de Processos para obter uma referência única dos macroprocessos finalísticos, de gestão e de suporte, e o detalhamento destes em dois níveis de processos. Entretanto o projeto aguarda a conclusão de pendências escaladas para o Comitê de Apoio à Gestão – COAGE, coordenado na Holding pela Superintendência de Planejamento, Gestão Estratégica e Sustentabilidade – PG, e posteriormente, a aprovação pela Diretoria Executiva da Eletrobras e das demais empresas do sistema.

CEPEL

Os macroprocessos finalísticos do CEPEL podem ser classificados nos seguintes grupos: o principal macroprocesso que é desenvolvimento de projetos de P&D+I, a prestação de serviços tecnológicos e o processo de gestão do conhecimento e capacitação técnica.

O macroprocesso “Desenvolvimento de projetos de P&D+I” é a função precípua do Centro e os projetos de P&D+I, na sua maioria, estão inseridos no âmbito da Carteira de Projetos Institucionais (que será detalhado no item 2.1). Os projetos podem ser desenvolvidos apenas pelo Cepel, ou ainda em parceria com as empresas Eletrobras, com outros institutos de pesquisa, universidades, ou mesmo indústrias. Estão inseridos neste macroprocesso, mas em menor número, os projetos desenvolvidos com recursos oriundos de projetos de P&D Aneel.

O macroprocesso “Prestação de serviços tecnológicos” envolve a aplicação de tecnologias e conhecimento de domínio pelos especialistas do Centro e abrange a prestação de serviços técnicos especializados, a elaboração de estudos técnicos e a realização de apoio técnico. As atividades no conjunto deste macroprocesso podem ser originadas por solicitação de empresas do grupo Eletrobras, por instituições governamentais (Ministérios, por exemplo), ou ainda por uma necessidade específica de uma empresa do setor.

O macroprocesso de “Gestão do conhecimento e capacitação técnica” é realizado por meio da formação e desenvolvimento acadêmico (profissionais cursando o mestrado ou doutorado), participação em treinamentos e realização de treinamentos para difusão de conhecimento, bem como na participação de eventos técnicos, publicação de artigos e na elaboração de documentos que fazem parte da memória técnica referente às ações de P&D+I e Tecnologia realizadas pelo Centro.

1.5 Macroprocessos de Apoio

ELETOBRAS

As empresas Eletrobras iniciaram o projeto de construção da Arquitetura de Processos para obter uma referência única dos macroprocessos finalísticos, de gestão e de suporte, e o detalhamento destes em dois níveis de processos. Entretanto o projeto aguarda a conclusão de pendências escaladas para o Comitê de Apoio à Gestão – COAGE, coordenado na Holding pela Superintendência de Planejamento, Gestão Estratégica e Sustentabilidade – PG, e a posterior aprovação pela Diretoria Executiva da Eletrobras e das demais empresas do sistema.

CEPEL

O Cepel possui fluxos de processos de apoio nas áreas de Administração Geral (Ex.: Compras, Gestão Patrimonial, Realização de viagens, etc.), Financeira (Ex. Contas a pagar e constas a receber), de Recursos Humanos (Ex. Controle de frequência, Folha de pagamento, Férias, etc.) e do sistema de gestão da qualidade de Laboratórios e da Atividade de Certificação (Por exemplo, atendimento à solicitação de clientes, realização de auditorias internas do SGQ, etc.).

1.6 Principais parceiros

ELETOBRAS

Apresentamos nesta parte do relatório, a relação das Sociedades de Propósito Específico – SPE que a Eletrobras tem participação acionária minoritária com intuito perseguir seu objeto social, que no caso concreto são parcerias em empreendimentos de geração de energia elétrica.

I) Resumo da Composição do Capital Social das Empresas de Energia Elétrica as Quais a Eletrobras Detém Participação

CARACTERÍSTICAS						CAPITAL SOCIAL EM AÇÕES - TOTAL						PARTICIPAÇÃO ELETOBRÁS					
Empresas	SIGLA	Razão social	Forma de controle	Tipo de Empresa	Região	Capital Social (R\$)	Capital Social em Ações					Total Preferências	ON TOT	PN TOT	TOTAL TOT		
							ON	PN	PA	PB	PC						
NORTE ENERGIA	NESA	SPE NORTE ENERGIA S.A.	Coligada	G	N	3.380.010.000,00	3.380.010.000						507.001.500	-	15,00%	0,00%	15,00%
MANGUE SECO 2	MANG_SECO	EÓLICA MANGUE SECO 2 - GERADORA E COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	Coligada	G	NE	35.362.931,00	35.362.931						17.322.936	-	49,0%	0,00%	48,99%
TUMARIN (CHC)	CHC	CENTRALES HIDROELÉTRICAS DE CENTROAMÉRICA S.A	Coligada	G	EXTERIOR	36.389.047,76	36.389.047,76						18.194.524	-	50,00%	0,00%	50,00%
IGESA (INAMBARI)	IGESA	INAMBARI GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	Coligada	G	EXTERIOR	51.590.000,00	51.590.000						15.167.460	-	29,40%	0,00%	29,40%

CEPEL

O Cepel mantém diversas parcerias que abrangem múltiplos contextos, compreendendo entidades ligadas direta ou indiretamente ao setor elétrico sejam elas públicas ou privadas. As parcerias envolvem universidades, fundações, institutos de pesquisa e fabricantes do setor elétrico.

As parcerias contemplam tanto o desenvolvimento de novas pesquisas como também a execução de programas de governo, neste caso pode-se citar a parceria firmada pela Eletrobras, Inmetro e Cepel para execução dos programas do selo Procel e da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (Ence).

Como exemplo de parcerias com outras instituições de pesquisas, pode-se citar o Acordo de Parceria firmado em 13 de abril de 2012 entre o CEPEL e o INPE, para elaboração, pelo CEPEL, do novo Mapa do Potencial Eólico Brasileiro e na geração e análise de séries temporais de previsão hidrometeorológica.

O Centro está sempre em parceria com as Empresas Eletrobras; assessorando também a avaliação de resultados, a gestão do conhecimento tecnológico e a aplicação de conhecimento técnico estratégico. Um exemplo de parceria com a própria Eletrobras é o projeto IGS – Indicadores Socioambientais para Gestão da Sustentabilidade Empresarial do Sistema Eletrobras.

As parcerias mantidas pelo centro não se limitam às instituições nacionais e se estendem em parcerias internacionais, como por exemplo, as parcerias junto à Agência Internacional de Energia, além dos Grupos de Trabalho Solar Paces e Hidroeletricidade.

2. PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO, PLANO DE METAS E DE AÇÕES

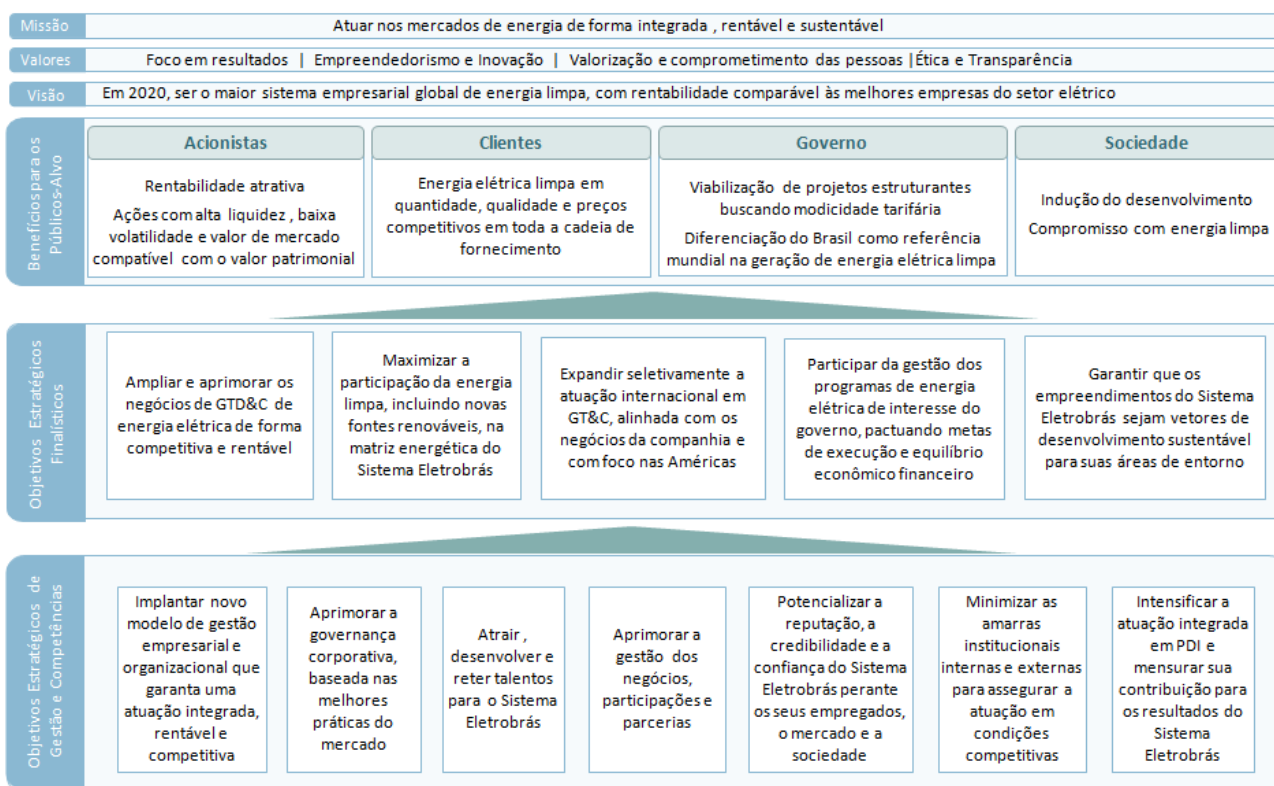
2.1. Planejamento das Ações da Unidade Jurisdicionada

ELETROBRAS

O Plano Estratégico do Sistema Eletrobras para o período 2010-2020, aprovado pelo CAE - Conselho de Administração da Eletrobras, resulta de um trabalho integrado de todas as empresas Eletrobras. O posicionamento estratégico (vide figura a seguir) é o núcleo deste Plano. Os Objetivos Estratégicos Finalísticos ali definidos estabelecem o vínculo entre os objetivos estatutários da Eletrobras, quais sejam, a atuação nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, no Brasil e no exterior, e o desenvolvimento de seus negócios. Em conjunto com os Objetivos Estratégicos de Gestão e Competências, conferem ao compromisso com a sustentabilidade a posição de eixo para a sua expansão no horizonte de planejamento. Os públicos nele destacados representam uma síntese, em quatro grandes blocos (acionistas, clientes, Governo e sociedade), de diversas partes interessadas específicas, consolidadas segundo os benefícios mais importantes que devem ser esperados da atuação do Sistema Eletrobras.

II) Posicionamento Estratégico

Posicionamento Estratégico



Os relacionamentos com esses públicos de interesse são consolidados e normatizados para todo o Sistema Eletrobras a partir de documentos formais, alinhados com o Plano Estratégico, nas políticas (Sustentabilidade; Ambiental; Logística de Suprimento; P&D+I; Comunicação; Patrocínio); planos (Carreira e Remuneração; Desenvolvimento e Capacitação de Pessoas); códigos (Ética e Conduta Profissional); sistemas (Gestão de Desempenho) e diretrizes (Responsabilidade Social).

CEPEL

ORIENTAÇÕES ESTRATÉGICAS

O Cepel segue as orientações estratégicas da sua Diretoria Executiva e do Planejamento Estratégico do Sistema Eletrobras cujos principais elementos estão descritos a seguir:

Funções Básicas do Cepel

O Cepel exercerá simultaneamente as seguintes funções:

- Atendimento das demandas de pesquisa, desenvolvimento e inovação tecnológica (P&D+I) das Empresas Eletrobras com as atribuições e responsabilidades definidas pela Política de Tecnologia e P&D+I do Sistema Eletrobras;
- Atendimento às demandas de Tecnologia e P&D+I e de apoio aos programas e projetos de interesse do governo brasileiro na sua área de competência, segundo as diretrizes governamentais e os requisitos inerentes à sua natureza institucional no Sistema Eletrobras;

- c) Prestação de serviços na sua área de atuação (pesquisa, desenvolvimento, inovação, serviços tecnológicos e ensaios) para o conjunto de empresas que compõem o setor elétrico brasileiro (concessionárias, agências reguladoras, ONS, fornecedores de equipamentos etc.);
- d) Secretaria Executiva da Comissão de Política Tecnológica – CPT no âmbito do Sistema Eletrobras.

Áreas de Atuação do Cepel

O Cepel atua com excelência em Tecnologia e P&D+I nas áreas de geração, transmissão, distribuição, comercialização e uso final da energia elétrica. Atua, também, segundo os mesmos critérios de excelência, no planejamento e operação eletro-energético, na realização de estudos e serviços tecnológicos, na condução de pesquisa experimental e ensaios para o desenvolvimento de equipamentos e instalações elétricas e na coordenação das ações de Tecnologia e P&D+I, como Secretaria Executiva da Comissão de Política Tecnológica – CPT, no âmbito do Sistema Eletrobras.

Abrangência

O Cepel tem, predominantemente, uma atuação nacional, podendo estabelecer parcerias com instituições congêneres e acadêmicas no país ou no exterior para complementar a sua capacitação na condução das suas funções básicas.

Foco em Resultados

O Cepel orienta as suas atividades para o atendimento das demandas de Tecnologia e P&D+I atuais e futuras do setor elétrico sempre com foco em resultados, visando o aumento da competitividade dos negócios das empresas do Sistema Eletrobras, do aumento da confiabilidade dos sistemas elétricos e a garantia de suprimento de energia elétrica.

Gestão do Conhecimento

O Cepel estabelece procedimentos para garantir a retenção, a manutenção, a expansão e a gestão do conhecimento acumulado no exercício das suas funções básicas.

Valorização da Marca Eletrobras

O Cepel, através da sua atuação e no âmbito das suas funções básicas, promove a valorização da marca Eletrobras, associando-a à excelência em Tecnologia e P&D+I, Estudos e Serviços Tecnológicos, Pesquisa Experimental e Ensaios no setor de energia elétrica.

Aprimoramento da Gestão

O Cepel promove o aprimoramento da sua gestão (processos e pessoas) nas áreas administrativa e técnica para garantir a excelência na execução das suas funções básicas.

AÇÕES DO CEPTEL ALINHADAS ÀS SUAS ESTRATÉGIAS

Carteira de Projetos Institucionais do Cepel com as Empresas Eletrobras

A Carteira de Projetos Institucionais (Carteira PI), que em 2012, contou com 92 projetos, consiste de tópicos estratégicos, de alcance corporativo, com visão de longo prazo e de alto impacto. Os seus

resultados são automaticamente compartilhados entre as Empresas Eletrobras, que participam da montagem do planejamento e gerenciamento de suas atividades. Para tanto, há indicação de técnicos participantes dos projetos e de um representante formal de cada Empresa Eletrobras, para o acompanhamento da Carteira.

A Carteira PI está alinhada a temas estratégicos e linhas de P&D+I para as Empresas Eletrobras, em suas atividades de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização, particularmente os associados ao desenvolvimento de metodologias e ferramentas computacionais para Planejamento da Expansão de Sistemas Eletroenergéticos e sua Operação, incluindo Supervisão e Controle em Tempo Real; Eficiência Energética, Meio Ambiente e Materiais; Tecnologia de Equipamentos e Gestão de Ativos; e apoio tecnológico à Eletrobras na sua coordenação de Programas de Governo, como o Procel, Proinfa, Luz Para Todos e outros.

Pela sua natureza, muitos dos resultados da Carteira PI transcendem os limites das Empresas Eletrobras, propiciando apoio tecnológico a atividades setoriais desenvolvidas pelo MME, EPE, ONS, CCEE, ANEEL, agentes e outras entidades do setor elétrico.

Sistemática básica de Funcionamento da Carteira PI

Os projetos são priorizados em função das demandas das empresas e das disponibilidades de recursos do CEPEL e levando em consideração aspectos de inserção estratégica, ganhos tecnológicos e benefícios econômico-financeiros.

Cada projeto possui um gerente do CEPEL, e os trabalhos têm participação e acompanhamento por técnicos das Empresas Eletrobras. A interação com os técnicos participantes das empresas é fundamental para a condução dos projetos e o aperfeiçoamento de seus resultados.

No início de cada ano, em reunião formal com a Eletrobras e suas empresas, é aprovada a programação anual de atividades dos projetos da Carteira PI, como também sua renovação em termos de novos projetos, ou encerramento daqueles que cumpriram completamente seus objetivos. Além dessa primeira reunião, são realizadas três outras, trimestrais, para apresentação de resultados, dificuldades encontradas, sua mitigação, com eventuais ajustes de programação das atividades previstas.

Ao longo de todo o ano, existe o acompanhamento constante por parte das empresas, além de workshops, palestras, cursos e treinamentos com seus técnicos.

As ferramentas para acompanhamento dos projetos da Carteira PI estão disponíveis na Internet, com acesso através de login e senha. Estas ferramentas são: Caderno de Projetos, incluindo o histórico, objetivos, metodologia, resultados esperados e cronograma; e o Relatório de Acompanhamento trimestral dos projetos (RAP/RAF), que apresenta o estágio de condução das atividades, o seu percentual de realização das metas planejadas, e as principais observações, destaques, obstáculos encontrados e providências tomadas.

LINHAS DE PESQUISA

As atividades de pesquisa do Cepel estão estruturadas em sete grandes linhas, que abrangem uma ampla variedade de projetos, correspondendo, cada uma, a um departamento específico, de acordo com os seguintes temas.

Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente - DEA

Escopo de Atuação:

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.

Departamento de Redes Elétricas - DRE

Escopo de Atuação:

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.

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.

Departamento de Automação de Sistemas - DAS

Escopo de Atuação:

Processamento e gestão das informações para operação de sistemas elétricos 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 para prover as empresas do sistema elétrico brasileiro com soluções tecnológicas no estado da arte, capazes de otimizar a operação de redes elétricas quanto à confiabilidade, segurança, qualidade do serviço e eficiência. Aplicação Desenvolvimento de tecnologias para automação local de subestações, 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, supervisão e controle de processos locais, padrão IEC61850.
- 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.

Departamento de Linhas e Estações - DLE

Escopo de Atuação:

Desenvolvimento de modelos computacionais, técnicas de ensaio, medição e monitoramento, bem como sistemas de monitoração e diagnóstico aplicados em equipamentos elétricos, instalações e linhas de transmissão. 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. Transporte de

Energia, tecnologia LPNE (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.
- Transitórios Eletromagnéticos e Coordenação de Isolamento – Estudos, simulações e medições em campo.

Departamento de Tecnologia de Distribuição - DTD

Escopo de Atuação:

Apoio a soluções tecnológicas para distribuição de energia elétrica provendo suporte à Eletrobras e suas empresas de distribuição. Desenvolvimento de novos equipamentos e tecnologias de medição e gerenciamento da demanda, redução de perdas técnicas e comerciais, análise e desenvolvimento de metodologias para melhoria da qualidade de energia elétrica, aplicação do conceito de “redes elétricas inteligentes”, qualificação de equipamentos usados na distribuição de energia elétrica, compatibilidade eletromagnética, ensaios em sistemas de medição nos pontos de intercâmbio entre agentes do setor elétrico.

Principais ações tecnológicas:

- Distribuição, medição de energia e combate às perdas.
- Monitoramento de equipamentos de distribuição
- Medição, análise, diagnósticos e desenvolvimento de ferramentas computacionais voltadas para Qualidade de Energia. Do ponto de vista de infraestrutura laboratorial é importante ressaltar que está em andamento um projeto para ampliação do Laboratório de Qualidade de Energia Elétrica para contemplar também ensaios e pesquisas relacionadas aos equipamentos de medição fasorial (PMUs) e seus concentradores.

Departamento de Tecnologias Especiais - DTE

Escopo de Atuação:

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 a combustível, fontes alternativas e conservação de energia. Apoio tecnológico aos programas de governo Procel e Luz para Todos.

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.

Departamentos de Laboratórios - DPA e DPF

Escopo de atuação

O Cepel com sua estrutura laboratorial desenvolve atividades de pesquisa experimental, realiza ensaios de tipo em equipamentos e materiais desenvolvendo também novas técnicas e metodologias para ensaios especiais. Dentre as principais especialidades laboratoriais destacam-se a alta tensão, alta potência, propriedades eletromagnéticas e mecânicas de materiais, metalografia, eficiência energética e calibração.

Os principais laboratórios do Cepel estão alocados na Diretoria de Laboratório e Pesquisa Experimental, criada em 2012, divididos em dois departamentos: Departamento de Laboratórios do Fundão (DLF), na Unidade da Ilha do Fundão, na cidade do Rio de Janeiro e o Departamento de laboratórios de Adrianópolis (DLA), na Unidade de Adrianópolis no município de Nova Iguaçu. Dentre eles, destacam-se laboratórios pioneiros no Brasil e alguns únicos na América do Sul.

Pesquisa Experimental – Infraestrutura Laboratorial:

O Cepel possui também infraestrutura laboratorial em suas duas Unidades: Adrianópolis e Ilha do Fundão, que tem sido mantida atualizada em termos de equipamentos e instalações e é prioritariamente utilizada no complemento às atividades dos projetos de pesquisa e desenvolvimento e em pesquisas experimentais destinadas ao atendimento de demandas das Empresas Eletrobras e demais empresas do setor elétrico brasileiro.

A infraestrutura atual de laboratórios Cepel conta com instalações capacitadas para atender as seguintes áreas, entre outras: Alta Tensão, Alta Corrente, Alta Potência, Medição e Calibração, Materiais, Análises Químicas, Eficiência Energética, Supercondutividade, Células a Combustível, Monitoramento e Diagnóstico, Computação Intensiva e Supervisão e Controle, conforme detalhado a seguir:

Laboratório de Análises Químicas

Atua nas áreas de análise química tradicional e instrumental e é capacitado para desenvolver metodologias ou implantar e realizar análises químicas, conforme normas nacionais ou internacionais, abrangendo uma vasta gama de serviços analíticos relacionados à vida útil de materiais e equipamentos elétricos de geração, transmissão e distribuição. O laboratório oferece recursos para o desenvolvimento dos projetos das linhas de pesquisa “Nanotecnologias”, “Blocos Varistores”, “Células a Combustível”, “Corrosão”, “Monitoramento e Diagnóstico de Equipamentos e Instalações”, dentre outras.

Laboratório de Corrosão

Estuda os diferentes processos de corrosão que ocorrem nos equipamentos elétricos e nas estruturas metálicas das empresas do setor elétrico, especificando técnicas de proteção anticorrosiva e

pesquisando novas tecnologias de proteção. Busca-se, basicamente, aumentar a durabilidade dos equipamentos e das estruturas; reduzir os custos de manutenção e o de paradas não programadas. Realiza atividades de pesquisa e serviços nos principais campos da corrosão de estruturas metálicas, ou seja, corrosão atmosférica; pelo solo; por águas naturais; por revestimentos orgânicos e metálicos; e por proteção catódica.

O laboratório está capacitado para especificar técnicas de proteção anticorrosiva adequadas às condições de exposição e de trabalho dos equipamentos e das estruturas metálicas e identificar causas de problemas de corrosão e recomendações técnicas para solução destes problemas. Além disso, provê capacitação técnica de equipes de manutenção das empresas do setor elétrico.

Laboratório de Metalografia

Está capacitado para realizar uma gama de ensaios de caracterização de materiais (metálicos e não-metálicos) que são a base para o desenvolvimento de estudos e projetos relacionados à integridade estrutural e à melhoria das propriedades de componentes empregados nos mais diversos equipamentos. É utilizado pelas concessionárias de energia elétrica para análises de falhas ocorridas em componentes e equipamentos usados na distribuição e geração de energia elétrica. Além disso, realiza capacitação técnica de equipes de manutenção das empresas do setor elétrico e perícias técnicas em equipamentos.

Oferece recursos para o desenvolvimento dos projetos das linhas de pesquisa “Integridade Estrutural de Usinas Termelétricas”, “Monitoramento e Diagnóstico de Equipamentos e Instalações”, “Nanotecnologia”, “Célula a combustível”, “Blocos Varistores” e “Supercondutividade”.

Laboratório de Propriedades Mecânicas

Além de dar suporte a pesquisas de interesse do setor elétrico, presta serviços a outros setores industriais. Está preparado para atuar tanto internamente, em suas próprias instalações, quanto em campo, efetuando medições nas instalações dos clientes. Avalia o desempenho de componentes e equipamentos e a aceitação de materiais; participa do desenvolvimento de protótipos e de pesquisas para avaliação de vida útil e ajuda a desenvolver técnicas preditivas para manutenção de equipamentos através do monitoramento de grandezas mecânicas. Está capacitado para ensaios de tração/ compressão até 500kN, ensaio de fluência, rupturas de cabos de Linhas de Transmissão até 300kN, ensaios de vibração em cabos de Linhas de Transmissão e ensaios de vibração em componentes.

Dentre os principais produtos desenvolvidos pelo laboratório estão protótipos e pesquisas para avaliação de vida útil e técnicas preditivas para manutenção de equipamentos através do monitoramento de grandezas mecânicas. Oferece recursos para o desenvolvimento dos projetos das linhas de pesquisa “Monitoramento e Desempenho Elétrico e Mecânico das Linhas de Transmissão”, “Novas Concepções de Linhas de Transmissão”, “Otimização de Projetos de Linhas de Transmissão”.

Laboratório de Propriedades Elétricas e Magnéticas

O Laboratório de Propriedades Elétricas e Magnéticas é um dos únicos laboratórios na América Latina capacitado para realizar investigações experimentais sobre condições elétricas e magnéticas

em equipamentos e materiais, principalmente de indústrias ligadas ao setor elétrico. Faz ensaios no Brasil e no exterior e também avalia peças e materiais produzidos pela indústria brasileira destinados à exportação. Oferece recursos para o desenvolvimento dos projetos das linhas de pesquisa “Monitoramento e Diagnóstico de Equipamentos e Instalações”, “Supercondutividade” e “Otimização de Projetos de Linhas de Transmissão”.

Está capacitado a realizar diversos ensaios para caracterização de materiais elétricos, dielétricos, magnéticos e outros. Entre os principais produtos desenvolvidos pelo laboratório estão técnicas e metodologias de medições de grandezas elétricas e magnéticas e metodologia de ensaios.

Laboratório de Refrigeração

O Laboratório de Refrigeração é equipado para avaliar o desempenho de refrigeradores, congeladores e condicionadores de ar, atendendo ao Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) e ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). Dos ensaios realizados resultam as informações sobre eficiência energética constantes do Selo Procel e da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia, afixados nos produtos submetidos ao Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) pelos fabricantes.

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. Acreditado pelo Inmetro, está capacitado para realizar ensaios em refrigeradores, envolvendo classificação, consumo de energia e determinação de eficiência energética; e em condicionadores de ar, incluindo determinação da capacidade de refrigeração e da eficiência energética.

Laboratório de Iluminação

O Laboratório de Iluminação apoia órgãos do governo no esforço de conservação de energia e eficiência energética em componentes e sistemas de iluminação pública, residencial, comercial e industrial. É o braço técnico da parceria firmada pela Eletrobras, Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) e o Cepel para execução dos programas do selo Procel e da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (Ence), relacionados à iluminação, estando capacitado para realizar ensaios acreditados pelo Inmetro em luminárias em geral e luminárias públicas. Participa também da elaboração de padrões técnicos, coordenando a adoção de índices de desempenho e de métodos de ensaio.

O laboratório pode realizar ensaios diversos em lâmpadas e luminárias de uso residencial, industrial e público, tais como: fotometria de lâmpadas, luminárias e LED: níveis de emissão de ultravioleta e infravermelho; espectroradiometria de lâmpadas e LED: temperatura de cor, coordenadas de cromaticidade e fluxo luminoso; Distorção Harmônica Total; levantamento de curvas fotométricas de luminárias; Medição de transmitância e reflectância de espelhos, vidros e superfícies em geral.

O laboratório está capacitado para realizar ensaios acreditados pelo Inmetro em luminárias em geral e luminárias públicas.

Laboratório de Calibração

O laboratório é acreditado pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro), em 1983, o Laboratório de Calibração integra a Rede Brasileira de Calibração. Foi um dos primeiros laboratórios acreditados desde que o Inmetro criou essa atividade. A principal atividade do laboratório é calibrar instrumentos e sistemas de medição, geração e medição de grandezas elétricas (tensão, corrente, resistência, capacitância e potência), tempo, frequência e temperatura utilizados nos laboratórios da instituição. Também presta serviços a outras instituições e empresas.

A implementação do sistema de gestão da qualidade, com base na Norma ABNT NBR ISO/IEC 17025, garante a competência técnica do laboratório para prestar uma extensa lista de serviços.

Laboratório de Alta Tensão

O Laboratório de Alta Tensão é um dos maiores do gênero no hemisfério sul. Faz ensaios dielétricos (de isolamento) de aceitação e suporta pesquisa e desenvolvimento em equipamentos e componentes para sistemas de transmissão até 800 kV.

Na década de 1990, foi desenvolvida, nesse laboratório, tecnologia LPNE para a construção de linhas de transmissão com potência natural elevada, uma das grandes conquistas da tecnologia brasileira para o setor elétrico. Tal tecnologia é especialmente adequada para transmitir grandes blocos de energia elétrica a longas distâncias, com um mínimo de perdas.

Laboratório de Alta Corrente

O Laboratório de Alta Corrente realiza ensaios para avaliação de desempenho elétrico e termomecânico 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. Possui área de ensaios dimensionada para equipamentos de grande porte e uma ponte rolante com capacidade para movimentar cargas de até 3,2 toneladas.

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 no laboratório permitem aos fabricantes desses equipamentos incluírem formas de proteção no projeto de seus produtos, aumentando sua segurança.

Laboratório de Referência em Medição de Alta Tensão

A principal atividade do Laboratório de Referência em Medição de Alta Tensão é a calibração em alta tensão de sistemas de medição de impulso atmosférico pleno, impulsos de manobra, Alta Tensão em Corrente Alternada (ATCA), Alta Tensão em Corrente Contínua (ATCC), impulso de corrente, entre outros, utilizados principalmente em laboratórios industriais, fabricantes de equipamentos elétricos, concessionárias e instituições de pesquisa.

Foi acreditado, em dezembro de 2012 pela Coordenação Geral de Acreditação (Cgcre) do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro), de acordo com a norma ABNT NBR ISO/IEC 17025, para realizar a calibração de sistemas de medição para alta tensão de impulsos. Com isso, o laboratório, que já possuía acreditação para tensão aplicada à frequência industrial até 180 kV, passa a ser o primeiro e único laboratório acreditado no país para impulso atmosférico

pleno e cortado até a tensão de 500 kV. De acordo com os requisitos da norma IEC 60060-2, atualmente, já é possível realizar a calibração de sistemas de medição para impulsos de forma acreditada até 2500 kV, e para tensão aplicada à frequência industrial até 900 kV.

A necessidade de calibrar sistemas de medição em alta tensão decorre das crescentes demandas do mercado de materiais e equipamentos elétricos, incluindo as normas da série ABNT NBR ISO 9000, exigidas pela grande maioria dos países importadores de produtos brasileiros e pelos consumidores nacionais.

O laboratório realiza também atividades de pesquisa e desenvolvimento de novos dispositivos e técnicas de calibração e medição aplicadas a ensaios em alta tensão. Desenvolve, constrói e calibra dispositivos especiais, como padrões para alta tensão em corrente contínua, divisores resistivos para impulso atmosférico e perfuração de isoladores, atenuadores, derivadores de corrente e impedâncias de tensão de rádio interferência.

O laboratório tem como meta buscar acreditações para ATCA na faixa de 1,0 kV a 10 kV, capacitância na faixa de 1,0 kV a 200 kV, ATCC na faixa de 10 kV a 250 kV, impulso de manobra até 2500 kV, impulso de corrente até 100 kA e corrente de curta duração até 5000 A. O laboratório está em fase de estudos, visando implementar as revisões das normas IEC 60060-1/2010 e IEC 60060-2/2010.

Laboratório de Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletroeletrônicos

O Laboratório de Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletroeletrônicos, 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. Possui, ainda, instalações para ensaios de transformadores, inversores de frequência e motores de indução, cuja finalidade é avaliar a eficiência energética. É acreditado pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) e realiza ensaios voltados principalmente para as indústrias químicas, petroquímicas e de petróleo. Avalia se os equipamentos elétricos e eletrônicos estão em conformidade com as normas e especificações técnicas.

Participa do programa de etiquetagem de motores desenvolvido pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) e pelo Inmetro, o que já resultou no aumento do rendimento e do fator de potência dos motores de indução em uso no país. Participa também de cooperação com instituições no exterior para desenvolvimento de projetos, tendo acordo de reconhecimento mútuo de resultados de ensaio com o Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB), da Alemanha.

Laboratório de Alta Potência

O laboratório de Alta Potência 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, reatores, etc. Os ensaios são documentados por meio de filmagens em vídeo com câmera de alta velocidade.

Entre os clientes do laboratório, localizado na Unidade Adrianópolis, destacam-se instituições de pesquisa e empresas de energia elétrica sediadas no Brasil e em outros países sulamericanos, como Argentina, Uruguai e Venezuela.

Dentre os projetos de pesquisa de que o laboratório participa, atualmente, destaca-se o de Modelagem de Arco Elétrico para Estudos de Religamento Monofásico (Modelarco), desenvolvido em conjunto com a Eletrobras Furnas e o Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ). Os resultados dos ensaios desse projeto são essenciais para revelar detalhes das características do fenômeno físico do arco elétrico de potência, resultante de sobretensões em linhas de transmissão originadas por descargas atmosféricas ou por operações de chaveamento nos circuitos do sistema elétrico.

Laboratório de Ensaio Corona

O Laboratório de Ensaio Corona realiza ensaios de tipo com alta tensão à frequência industrial até 150 kV, bem como ensaios de impulsos atmosféricos, de manobra e perfuração até 1 MV com 50 kJ de energia. Os ensaios dão suporte a pesquisas e servem para garantir a confiabilidade, segurança e qualidade de equipamentos elétricos de alta tensão. Entre os principais clientes estão empresas concessionárias de energia elétrica e fabricantes de equipamentos elétricos.

Realiza diversos tipos de medição, tanto em suas instalações quanto em campo, sendo um dos poucos, no Brasil, capacitado para medir descargas parciais, capacitância e tangente delta em geradores e motores de grande porte em campo (indústrias, plataformas de petróleo e usinas geradoras de energia elétrica). Também contribui para o desenvolvimento e aprimoramento de métodos de medição e técnicas para avaliação de desempenho de equipamentos de alta tensão.

Laboratório de Impulso de Corrente

O Laboratório de Impulso de Corrente realiza ensaios de impulso de corrente e oferece suporte à pesquisa e desenvolvimento de pára-raios de carboneto de silício (SiC) e óxido de zinco (ZnO), verificando suas características protetivas e de operação. Para isso, simula descargas atmosféricas e submete os materiais a ensaios de tipo, seguindo normas brasileiras e internacionais.

É o único laboratório do Brasil capacitado para realizar ensaios de verificação dos impactos diretos de descargas atmosféricas sobre estruturas, componentes e peças metálicas de aeronaves. Por isso, é de grande importância para a indústria aeronáutica brasileira, que antes só podia recorrer a laboratórios de outros países para realizar tais serviços.

Realiza as verificações experimentais necessárias ao projeto de pesquisa intitulado Modelagem de Arco Elétrico para Estudos de Religamento Monofásico (Modelarco), desenvolvido em conjunto com a Eletrobras Furnas e o Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ).

Laboratório de Ensaio sob Poluição

O Laboratório de Ensaio sob Poluição é especializado na avaliação de equipamentos elétricos 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.

Dentre as atividades do laboratório, merece destaque sua participação na montagem de um mapa de poluição das regiões atendidas pela Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), pela Espírito

Santo Centrais Elétricas S. A. (Escelsa) e pela Companhia Energética do Ceará (Coelce). Entre outras informações, o mapa revela como se comporta o nível de poluição sazonalmente, indicando as épocas do ano mais críticas conforme o tipo de poluente, servindo para orientar as equipes de manutenção.

Um dos projetos de pesquisa em andamento no laboratório envolve a avaliação de isoladores poliméricos envelhecidos naturalmente, com o objetivo de obter dados para orientar as concessionárias por ocasião de falha em uma linha de transmissão devido ao isolador polimérico. O projeto também analisa as causas da falha do isolador polimérico. Também auxilia, há mais de 15 anos, na avaliação de isoladores poliméricos instalados na linha de corrente contínua da Eletrobras Furnas.

Laboratório de Computação Intensiva (LABCIN)

O LABCIN foi inaugurado em dezembro de 2006 com o objetivo de prover o CEPEL de um ambiente para desenvolvimento e execução de aplicações de alto desempenho utilizando computação paralela.

O LABCIN é utilizado para desenvolvimento, com processamento paralelo, do modelo NEWAVE (Modelo oficial do Setor Elétrico Brasileiro) utilizado no Planejamento da Operação Energética de Médio Prazo (ONS) e nos Estudos de Planejamento da Expansão (EPE) e no modelo DECOMP utilizado no Planejamento de Curto Prazo (ONS) e na determinação do Preço de Liquidação das Diferenças (CCEE).

Laboratório de Avançado de Supervisão e Controle (LASC)

Este laboratório tem como objetivo prover uma infra-estrutura adequada para o desenvolvimento e demonstração do Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE), sistema computacional de grande porte voltado para a operação em tempo-real de sistemas elétricos.

O laboratório reproduz um ambiente similar ao existente nos modernos Centros de Operação do Sistema de empresas de energia elétrica. Neste ambiente, os métodos e algoritmos pesquisados podem ser testados e validados utilizando-se modelos e dados provenientes da rede em tempo-real. O laboratório também estabelece uma plataforma de aperfeiçoamento, incorporação e demonstração de novas funcionalidades e customização de produtos.

O sistema agrega todas as funcionalidades típicas de um sistema de supervisão e controle moderno, além de diversos aplicativos para o gerenciamento de energia (análise de redes, simuladores, gerenciamento de dados históricos, controle automático de geração e outros). O sistema é atualizado e recebe novas funcionalidades de forma permanente, numa abordagem inovadora que evita a obsolescência dos sistemas instalados .

Laboratório de Diagnóstico de Equipamentos e Instalações Elétricas (LabDig)

No LabDig são desenvolvidas técnicas para monitoramento e diagnóstico de equipamentos. O objetivo é reduzir custos de manutenção e aumentar a confiabilidade dos equipamentos elétricos, cuja vida útil é, em média, de 25 anos. Estas técnicas, cada vez mais aprimoradas, têm também como finalidade a redução do percentual de falhas que ocorrem após intervenções para manutenção.

A investigação de causas de falhas nos equipamentos elétricos é tarefa complexa e a solução quase sempre é de caráter multidisciplinar. O laboratório reúne especialistas de várias áreas, que aliam a experiência laboratorial à de campo. Convênios com universidades resultam no desenvolvimento de softwares aplicados à avaliação e diagnóstico. Estudos sobre a aplicação de técnicas de IC (Inteligência Computacional) em (SADs) Sistemas de Apoio à Decisão dedicados ao diagnóstico de equipamentos elétricos a partir de bases de dados históricas de manutenções, também estão no escopo das atividades de pesquisa do laboratório.

Além disto, presta serviços de medição e de acompanhamento da recuperação de equipamentos e instalações para concessionárias, fabricantes e consumidores industriais. Também participa da investigação de causas de falhas para a emissão de laudos periciais e oferece cursos de treinamento para empresas contratantes.

Laboratório de Supercondutividade

O Laboratório de Supercondutividade do CEPEL atua na pesquisa e no desenvolvimento de materiais e equipamentos supercondutores para o setor elétrico. Atualmente, suas principais linhas de pesquisa são: Processamento e caracterização de Supercondutores de Alta Temperatura (métodos de processamento de supercondutores cerâmicos de alta temperatura crítica, com ênfase no sistema Bi-Sr-Ca-Cu-O, e processamento e caracterização de fitas de Bi-2223 e de blocos de Bi-2212); aplicação de supercondutores em limitadores de corrente de curto-circuito (limitadores que se baseiam na rápida transição do estado supercondutor para o estado normal quando da ocorrência de um curto-circuito).

DESAFIOS E RESULTADOS DAS PESQUISAS DESENVOLVIDAS PELO CEPEL

Desenvolvimento Sustentável da Hidroeletricidade no Brasil

Para enfrentar o desafio de desenvolver seu potencial hidroelétrico de forma sustentável, o Brasil tem desenvolvido procedimentos estruturados de planejamento e operação com base em um conjunto de metodologias e estudos. Nestes procedimentos, aspectos socioambientais são considerados desde o início do planejamento da expansão e durante todo o processo decisório, e monitorados continuamente ao longo do ciclo de vida dos projetos.

Os estudos consideram diferentes horizontes de tempo e sucessivas aproximações que interagem com os procedimentos de planejamento do setor elétrico. Por exemplo, estudos estratégicos de longo prazo, que analisam diferentes opções para aproveitamento das diversas fontes de energia do país e sua futura matriz energética, estabelecem recomendações para as bacias hidrográficas a serem priorizadas nos estudos de inventário. Nos planos decenais de expansão, são analisadas as condições de atendimento ao mercado considerando projetos hidroelétricos já avaliados pelo menos em nível de inventário, juntamente com outras fontes de energia elétrica. Para alguns projetos específicos, a duração prevista dos estudos ambientais e de engenharia envolvidos é detalhada. Os programas de expansão são estabelecidos visando futuros leilões para compra de energia de novos empreendimentos de geração e de transmissão. Os estudos de viabilidade técnica, econômica e socioambiental para os novos projetos de geração são identificados, realizados anualmente e consolidados no plano decenal de expansão.

O desenvolvimento de novas usinas hidroelétricas compreende cinco etapas. Inicia-se com a Estimativa do Potencial Hidroelétrico (1), que consiste em uma análise preliminar das bacias, considerando características topográficas, hidrológicas, geológicas e ambientais, fornecendo uma primeira indicação do potencial e do custo estimado para seu desenvolvimento. O Estudo de Inventário (2) compara diferentes alternativas de divisão de quedas, para selecionar a melhor relação entre custos, benefícios energéticos e impactos socioambientais. Como parte do estudo, os projetos da alternativa selecionada são submetidos a uma avaliação ambiental integrada, necessária para futuro licenciamento. Estes projetos são incluídos em uma lista nacional de projetos aprovados e disponibilizados para inclusão nos planos de expansão. A etapa de Viabilidade (3) inclui estudos técnicos, energéticos, econômicos e socioambientais mais detalhados para identificar os melhores projetos para implementação.

Um ponto importante do regime regulatório é a compra de energia de novas usinas pelas concessionárias de distribuição baseada em leilões públicos. Os projetos hidroelétricos necessitam de uma licença prévia (LP) para se qualificar aos leilões. Esta LP é obtida junto às agências ambientais durante a etapa de Viabilidade, com base em estudos de impactos ambientais (EIA) e relatórios de impactos ambientais (RIMA). Cada LP é debatida em audiências públicas, e considera usos múltiplos da água. Após o leilão, o vencedor se torna responsável pela etapa de Desenvolvimento do Projeto Básico (4), cujos estudos detalhados incluem a elaboração do plano ambiental básico, para solicitação da licença de instalação (LI). Somente após a obtenção da LI os trabalhos de construção podem ser contratados. Finalmente, na etapa de Projeto Executivo (5), são decididas todas as medidas necessárias à implantação do reservatório, incluindo a implementação de programas socioambientais, devendo ser requerida a licença de operação (LO).

Finalizada a construção, passa-se ao enchimento do reservatório e início da operação, que é acompanhada de ações de monitoramento e eventual correção de problemas. A geração é coordenada com as demais usinas do país pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), de forma a otimizar o sistema hidroelétrico brasileiro. Esta coordenação é realizada com o uso de uma cadeia de modelos de otimização, também usada nos estudos de planejamento da expansão do setor elétrico.

A aplicação da cadeia de modelos de otimização em todo o processo decisório é outro instrumento importante para o desenvolvimento sustentável dos recursos do potencial hidroelétrico brasileiro. A cadeia é composta por modelos com diferentes horizontes de planejamento e graus de detalhamento na representação do sistema. Todos os modelos estão em desenvolvimento contínuo pelo Cepel para um planejamento da expansão do sistema energético brasileiro integrado e sustentável, e têm sido usados pelas entidades do setor elétrico, concessionárias e agentes. A cadeia cobre o desenvolvimento de metodologias e programas computacionais nas áreas de meio ambiente, planejamento da expansão da geração, planejamento e programação da operação, hidrologia estocástica, recursos hídricos e ventos, análise financeira de projetos e tarifas, e técnicas computacionais aplicadas a sistemas hidrotérmicos.

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 o processo de revisão do Manual de Inventário, concluído em 2007, e que 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 a 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. O Sinv facilita não só a realização dos estudos como também sua análise e revisão.

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.

Hoje, o Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas está disponível nos sites do Cepel, da Eletrobras, do MME e da Agência Internacional de Energia (AIE).

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 indubitável 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 técnico. Por isso, foi necessário o desenvolvimento, com tecnologia nacional, de modelos matemáticos e programas computacionais para dar suporte às decisões.

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 de uma cadeia de metodologias e programas computacionais, cujos principais modelos são o Melp e o Newave. 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. 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 metas ótimas de geração hidrelétrica e termelétrica para as diversas regiões do País, bem como 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 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, 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.

O Cepel possui um Laboratório de Computação Intensiva (Labcin), onde 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.

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, 2010/2019 e 2011/2020 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.

Indicadores Socioambientais para Gestão da Sustentabilidade Empresarial do Sistema Eletrobras - IGS

O Cepel vem desenvolvendo desde 2007 e em parceria com a Eletrobras, o projeto IGS – Indicadores Socioambientais para Gestão da Sustentabilidade Empresarial do Sistema Eletrobras. O IGS é um projeto da carteira institucional do Centro, que teve como intuito inicial a definição de um conjunto de indicadores para a Dimensão Socioambiental da Sustentabilidade, e o desenvolvimento de um Banco de Dados capaz de armazenar, consolidar, e auxiliar a análise dos indicadores propostos. O trabalho consiste em estabelecer um conjunto de indicadores que permita às empresas Eletrobras avaliarem seu desempenho em relação à chamada triple bottom line, ou seja, às três dimensões da sustentabilidade: os resultados econômicos, ambientais e sociais de suas atividades.

O projeto foi desenvolvido em etapas. Além da definição dos indicadores, o trabalho também envolveu a criação de um banco de dados para armazenamento, edição, tratamento, consulta e visualização de cada informação relacionada aos indicadores. Outros indicadores ou novas funcionalidades poderão ser incorporados ao sistema de acordo com a demanda das empresas. Dados os resultados positivos do Projeto IGS para a Dimensão Socioambiental, foi solicitada pela Eletrobras a ampliação de seu escopo, passando a abranger também as demais dimensões da Sustentabilidade (Social, Econômico-financeira, Eficiência Energética e Pesquisa & Desenvolvimento + Inovação). As pesquisas têm avançado neste sentido e na implementação do Banco de Dados para a Dimensão Socioambiental. Os resultados estão sendo publicados em Relatórios Técnicos e artigos em Congressos.

Metodologias e Programas Computacionais na área de Planejamento e Operação Elétrica

O Cepel vem desenvolvendo, ao longo de 38 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. Os programas computacionais do Centro possibilitaram uma sólida capacitação nacional nessas áreas de conhecimento.

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

Recentemente, foram implementados 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 ferramenta para avaliação da segurança estática de sistemas elétricos de potência.

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. Além disso, o programa Flupot foi integrado ao programa Anarede, facilitando em muito a execução de estudos voltados para a ampliação e reforço do sistema interligado nacional.

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 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 do programa Anafas, que auxilia no dimensionamento de equipamentos, na coordenação da proteção do sistema, e do HarmZs, que determina os níveis de distorção harmônica. Neste último foram desenvolvidos recentemente novos algoritmos e facilidades que tornam mais simples realização de estudos de acesso à Rede Básica.

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 a realização de estudos de fluxo de potência e curto-circuito a partir de dados históricos oriundos da operação do sistema.

Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia – Sage

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.

O Sage já alcançou posição de absoluto destaque nesta função estratégica de operação em tempo real de nossa rede de transmissão em alta tensão. De fato, 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 suas subestações; 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.

Além das empresas Eletrobras, transmissoras e distribuidoras importantes no país, como a CTEEP, a CEEE, a Celg, a Cosern, a Coelba e muitas outras confiam no Sage para a operação dos seus sistemas de transmissão. 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 cerca de 600 instalações em nosso sistema elétrico.

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.

Como exemplo neste sentido, já está em fase de implantação, em consórcio com a Siemens, um projeto que visa à substituição de toda a infraestrutura de supervisão e controle do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) por um novo SCADA/EMS virtual, denominado REGER (Rede de Gerenciamento de Energia do ONS). 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, com a missão de controlar a operação em tempo real de toda a malha de transmissão e geração que compõe o Sistema Interligado Nacional.

Este projeto, especial e único tanto pela responsabilidade quanto por sua concepção global sofisticada, tem previsão de operacionalização até o final deste ano de 2013.

Sistema Integrado de Análise de Perturbações - Sinape

O SINAPE é um ambiente completo de software voltado para análise de perturbações em sistemas elétricos a partir de arquivos de oscilografia. Oferece aplicativos com sofisticados recursos para visualização, edição, interpretação cálculos e análise de registros de oscilografia. Foi desenvolvido e testado em cooperação com as principais concessionárias de energia elétrica do país.

O SINAPE foi construído para atender aos requisitos de um Centro de Análise de Oscilografia:

- Visualização e edição de sinais de oscilografia

- Medição de grandezas associadas às perturbações
- Funções e cálculos avançados de apoio, tais como, componentes simétricos, análise harmônica, cálculo de impedância, funções matemáticas diversas etc.
- Interface gráfica poderosa para facilitar a visualização e análise de oscilogramas

Através de desenvolvimento mais recente o alcance do projeto foi estendido com o produto Sinape.Net, que visa a aumentar significativamente a produtividade dos processos de análise de perturbações, tipicamente complexos e onerosos para as concessionárias. Dentre os muitos recursos do Sinape.Net destacam-se:

- Acesso à central de oscilografias da empresa através de interface web
- Análise automática dos arquivos, classificando os distúrbios para facilitar a identificação das ocorrências de maior interesse;
- Cálculo automático da localização da falta em linhas de transmissão
- Arquivamento programável dos arquivos de oscilografia, segundo resultados da análise automática;

O Sinape/Sinape.Net tem sido escolhido como a ferramenta para o processo de Análise de Perturbações por empresas Eletrobras (particularmente Eletrosul e Furnas) e também pelo ONS e concessionárias como Light, Ampla, State Grid, Taesa e outras.

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

Ao longo dos últimos 20 anos, o Cepel, junto com as Empresas Eletrobras e interagindo com universidades e fabricantes no País, desenvolveu programas computacionais para a aplicação da tecnologia LPNE (Linha de Transmissão com Potência Natural Elevada) e evoluiu o conceito, empregando um projeto inovador no segundo circuito de interligação norte-nordeste, 500 kV, com quatro condutores/fase, concepção conhecida como "feixe expandido". Atualmente, o sistema elétrico brasileiro dispõe de mais de 4000 km de LPNE, 230 kV e 500 kV, funcionando adequadamente e com alto grau de confiabilidade. Os estudos teórico-experimentais em desenvolvimento no Cepel, empregando LPNE, chegam a configurações 500 kV, com 6 condutores/fase, distância fase-fase de $\cong 5,5$ m e potência natural de $\cong 2.100$ MW, representando um aumento de mais de 200 % na potência natural da primeira linha 500 KV implantada no Brasil.

O grande desafio do sistema elétrico brasileiro, no século 21, é transmitir grandes blocos de energia elétrica da região amazônica para as regiões sudeste e nordeste com confiabilidade e mínimo impacto ambiental possível. Para tanto, uma alternativa a ser estudada é a tecnologia LPNE em Ultra-Alta Tensão (UAT) em CA. Aplicações de LT em UAT em CC devem também ser desenvolvidas com feixes com maior número de sub-condutores por polo.

A P&D de tecnologias para LT em UAT requer atividades teóricas e experimentais, em laboratório, por meio de ensaios que representem condições reais.

Nesse contexto, para análise de viabilidade técnica de novos arranjos de LT em UAT e avaliação teórica de seus ganhos em capacidade, são necessários estudos, modelagens e simulações computacionais. As avaliações por simulações, por sua vez, não são suficientes para possibilitar a utilização de novas tecnologias. São necessárias pesquisas experimentais complementares, utilizando-se protótipos construídos a partir das soluções indicadas pelas simulações. Portanto, há

de se dispor de uma infraestrutura laboratorial que possibilite experimentos ao tempo e em condições atmosféricas controladas, bem como sob condições de chuva artificial.

Está em fase final de construção no CEPTEL, tendo sido realizado um experimento preliminar no final de 2012, um Laboratório de UAT em ambiente externo, ou seja, ao tempo, localizado na sua Unidade de Adrianópolis, destinado a realizar pesquisa experimental em arranjos de LT, bem como de outros equipamentos e dispositivos necessários para a transmissão de energia a grandes distâncias. Esse laboratório estará capacitado para realizar ensaios elétricos em configurações de LT até 1.200 kV em CA e ± 800 kV em CC, níveis estes adequados para atender os requisitos previstos para aplicação de tecnologias de transmissão em UAT no Brasil. Para essa infraestrutura o Cepel contou com recursos do Ministério das Minas e Energia - MME, das Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - Eletrobras, do Ministério de Ciência e Tecnologia - MCT, da Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP e do Banco Mundial.

Há pesquisas experimentais, no entanto, cujos resultados não são tecnicamente aceitáveis quando realizadas ao tempo, por dependerem de condições ambientais controladas em termos de vento, chuvas, temperatura, umidade e pressão ou em termos de compatibilidade eletromagnética. Exemplos desses casos são: ensaios dielétricos, quer sejam a seco ou sob chuva artificial, ensaios de corona e de tensão de radiointerferência (TRI), ensaios de descargas parciais, entre outros, os quais, se forem realizados ao tempo, apresentam resultados com grande incerteza e com dificuldades para serem repetidos ou reproduzidos. Além disto, ensaios tais como a medição de descargas parciais, medição de TRI, que envolvem registros de sinais de pequena amplitude em uma variada gama de frequências, em muitos casos, apresentam dificuldades para sua realização ao tempo. Estas condições desfavoráveis impedem inclusive a elaboração de especificações e normas técnicas.

As atuais instalações do Cepel para a realização de atividades experimentais em condições controladas estão limitadas à realização dos ensaios necessários aos estudos de LT até 550 kV CA. Mesmo assim, ensaios tais como a determinação da tensão disruptiva tanto para 60 Hz, quanto para impulsos de manobra, não podem ser realizados adequadamente para esse nível máximo de tensão. Estes ensaios são básicos e fundamentais para as atividades de pesquisa experimental aplicada à LT. Algumas avaliações para sistemas de 765 kV podem ser realizadas, porém, com limitações em relação aos procedimentos normalizados. No contexto do Brasil, e mesmo da América do Sul, não há outros laboratórios com capacitação para realizar pesquisa experimental em sistemas classe 550 kV ou superior.

Portanto, para complementar a infraestrutura laboratorial existente e tornar possível a pesquisa experimental plena para P&D em tecnologias de LT em UAT, há necessidade de um laboratório com blindagem eletromagnética adequada e que possibilite experimentos em condições atmosféricas controladas e sob chuva artificial e o Cepel já está planejando a construção de um novo laboratório com estas características, com previsão de início em 2013.

Os resultados obtidos com as pesquisas a serem desenvolvidas no Laboratório de UAT serão utilizados no aperfeiçoamento dos modelos computacionais e dos programas de cálculo, desenvolvidos no Cepel, para otimização de arranjos de configurações de LT com o conceito de LPNE. Esses programas terão grande importância nos projetos de desenvolvimento sustentável da hidroeletricidade do Amazonas, na expansão das LT das Empresas Eletrobras, como Chesf, Furnas, Eletronorte e Eletrosul e também nos projetos de integração elétrica da América Latina, analisados pela Eletrobras e governos de países como Peru, Argentina, Uruguai, etc.

Estas novas instalações, a exemplo das demais existentes no Cepel, visam prover o País, conforme os objetivos de constituição e atuação do Centro, de uma infraestrutura científica e de pesquisa, para o desenvolvimento de tecnologias avançadas no campo dos equipamentos e sistemas elétricos, aberta a parcerias com instituições de ensino e pesquisa, empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e fabricantes.

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 consequentes 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 campo em usinas, linhas de transmissão e subestações.

Sistemas de Monitoramento e Diagnóstico de Equipamentos e Instalações

O Cepel vem desenvolvendo sistemas computacionais (hardware e software, bem como métodos de avaliação e diagnóstico para uso nas atividades de apoio à tomada de decisões das áreas de engenharia de manutenção e operação de equipamentos de geração e transmissão de energia elétrica. Seus principais sistemas são o SOMA, para monitoração, diagnóstico e prognóstico da condição operacional de equipamentos e instalações de geração elétrica, e o DianE, para análise e diagnóstico de equipamentos de subestações. Técnicas de medição e diagnóstico são desenvolvidas no Labdig – Laboratório de Diagnóstico de Equipamentos e Instalações.

O SOMA emprega conceitos mais modernos da tecnologia da informação na monitoração em tempo real das grandezas mais relevantes da operação do equipamento, juntamente com técnicas de inteligência computacional. Visa o diagnóstico precoce de falhas e o prognóstico do tempo de operação adequado até a parada para manutenção. Suas aplicações mais comuns são em equipamentos rotativos de geração elétrica (hidro e termogeradores), podendo também ser empregado em instalações elétricas e industriais de outra natureza.

O DianE foi desenvolvido pelo Cepel no âmbito de sua carteira de projetos institucionais e patrocinado pelas empresas Eletrobrás. O principal objetivo do DianE é a integração das informações relativas à avaliação de estado dos equipamentos da área de transmissão, como transformadores de potência, reatores, disjuntores, chaves seccionadoras, pára-raios, buchas,

comutadores de derivação, transformadores de corrente e de potencial, dentre outros. Para tal, utiliza uma metodologia original de integração de análises e diagnósticos adaptada do processo RCM (Reliability Centered Maintenance) que reúne diferentes técnicas. Assim, a partir das evidências disponíveis (on-line e off-line), gera um grau de risco para cada possível causa de falha de cada equipamento cadastrado. A partir da padronização e da integração das técnicas disponíveis para análise de equipamentos em um ambiente único - capaz de acessar dados das mais diversas procedências e de proporcionar amplo acesso às informações corporativas, além de favorecer a tomada de decisões sobre as prioridades da manutenção -, o DianE foi projetado para auxiliar as empresas na busca de uma maior confiabilidade e disponibilidade operativa.

O LabDig se dedica às pesquisas experimentais de laboratório e de campo para o desenvolvimento e a aplicação de técnicas de monitoramento e diagnóstico, visando garantir condições operativas adequadas para os equipamentos e instalações do sistema elétrico brasileiro. O laboratório também realiza estudos, perícias técnicas, investigações sobre causas de falhas e avaliações de equipamentos e instalações.

O objetivo é reduzir custos de manutenção e aumentar a confiabilidade dos equipamentos elétricos, cuja vida útil é, em média, de 25 anos. Estas técnicas, cada vez mais aprimoradas, têm também como finalidade a redução do percentual de falhas que ocorrem após intervenções para manutenção.

Coordenação de isolamento e transitórios eletromagnéticos

O Cepel participa de Grupos de Estudos do Sistema de Transmissão de Belo Monte, criados e coordenados pela EPE. Os resultados dos trabalhos realizados por estes Grupos de Estudos farão parte do Relatório R2, a ser emitido pela ANEEL, no decorrer de 2013, quando da realização da licitação para construção e implantação do Sistema de Transmissão de Corrente Contínua \square 800 kV, que transmitirá para a região sudeste do Brasil grande parte da energia gerada pela Usina de Belo Monte.

Estão sendo realizados estudos referentes à simulação de transitórios eletromagnéticos, bem como análise dos efeitos dos resultados destes estudos sobre equipamentos elétricos, visando analisar e resolver problemas advindos de distúrbios ocorridos em subestações do sistema de transmissão de Furnas (entre elas, Foz do Iguaçu, Brasília Geral e Grajaú). Os resultados destes estudos serão utilizados por Furnas em negociações com órgãos como Aneel, ONS e MME e para aplicação direta em seu sistema de transmissão.

Participação no Grupo de Trabalho de Critérios de Planejamento, criado pela Eletrobras e coordenado pelo Cepel (DRE). Este trabalho, que continua em andamento, tem por missão emitir um relatório contendo os critérios de planejamento, que serão discutidos, para possível adoção, pelas empresas Eletrobras, na expansão do seu sistema de transmissão. O Cepel apresentou, dentro deste Grupo de Trabalho, os resultados dos estudos destinados a verificar a aplicabilidade de sistemas de extra-alta tensão, em corrente alternada, na transmissão, de grandes blocos de potência a longas distâncias.

Desenvolvimento de Tecnologias e Pesquisa Experimental em Distribuição

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 apresentou diversas soluções inovadoras que resultaram em patentes depositadas e concedidas no Brasil e no exterior. O Centro também está ampliando sua

infraestrutura laboratorial para pesquisa experimental e desenvolvimento de novas tecnologias que atendam as necessidades das redes de distribuição do futuro.

Com relação às inovações desenvolvidas pelo Cepel, 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 vem se dedicando ao desenvolvimento de uma infraestrutura laboratorial para pesquisa experimental e avaliação de soluções relacionadas ao conceito de “Redes Elétricas Inteligentes” (Smart Grids). Neste contexto, o Cepel 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.

O conceito de redes inteligentes é fruto da convergência na evolução das tecnologias de medição, comunicação, computação e informação, automação e controle, da demanda crescente por melhor qualidade e segurança no fornecimento de energia elétrica, e da inovação nas próprias características das redes de distribuição, com a introdução da geração distribuída, elementos de armazenamento de energia e de novas cargas como veículos elétricos.

Este conceito atende ainda às expectativas de melhoria da eficiência no uso da energia garantindo menor impacto ambiental, incentivando a redução das emissões de carbono, o uso sustentável dos recursos naturais e estimulando novas oportunidades de negócios ao estimular a participação do consumidor.

Considera-se fundamental a constituição de um laboratório nacional adequadamente equipado para suportar as pesquisas necessárias em redes inteligentes, de forma a tratar a complexidade das redes de distribuição modernas, além de proporcionar condições para a capacitação de pessoal. A implantação deste laboratório no CEPEL ampliará a capacidade do Centro no desenvolvimento de novas tecnologias que atendam as necessidades das redes de distribuição do futuro.

Outro ponto que tem sido foco do CEPEL é a participação no grupo de trabalho composto pela ELETROBRAS e a Confederação Nacional da Indústria (CNI) visando promover a Qualidade e Eficiência Energética de transformadores de distribuição. Este programa espera premiar os fabricantes que obtiverem melhor desempenho com um Selo de Qualidade estimulando a modernização do parque industrial, a proteção da indústria nacional e o início do processo de certificação de equipamentos, de acordo com as exigências das normas técnicas.

Plataforma para pesquisa experimental em energia solar

As plantas de geração heliotérmica produzem energia elétrica a partir da conversão da energia solar em calor com alta temperatura com emprego de diferentes arranjos de espelhos e de concentradores da radiação solar direta. A terminologia utilizada de uma forma genérica para essas tecnologias de aproveitamento da energia solar na produção de energia elétrica é “Sistemas de Concentração de Potência Solar”, mais conhecida pelo termo em inglês Concentrated Solar Power - CSP.

O calor obtido pela concentração da energia solar é utilizado em um ciclo térmico convencional de potência, com emprego de turbinas a vapor ou a gás, ou com a utilização de motores Stirling. As aplicações cobrem uma faixa de potência bastante ampla (kW a MW) dependendo da tecnologia utilizada. Alguns sistemas preveem a armazenagem de energia para utilização durante períodos de baixa insolação ou até mesmo durante a noite. Os sistemas de CSP se baseiam em quatro tecnologias básicas: cilindros parabólicos, torre central, discos parabólicos e concentradores lineares Fresnel.

Com apoio dos ministérios de Minas e Energia (MME) e de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) o Cepel elaborou uma proposta de implantação de uma planta heliotérmica piloto utilizando a tecnologia de cilindros parabólicos. Esta iniciativa consiste na primeira etapa de um projeto maior que visa à construção de uma plataforma de pesquisa experimental em energia solar, nos moldes de plataformas de pesquisa existentes no exterior.

O aproveitamento da energia solar a partir de tecnologias de CSP requer níveis elevados de radiação solar direta e também condições topográficas adequadas, ventos de baixa velocidade, disponibilidade de infraestrutura de acesso (rodovias e aeroportos), disponibilidade de água para os sistemas convencionais de geração de vapor e para a limpeza dos espelhos, além de acesso ao sistema interligado para conexão à rede. Estudos prévios, considerando todos os fatores acima mencionados, identificaram a região de Petrolina no Estado de Pernambuco como adequada para a implantação da planta piloto. Com a interveniência da Secretaria de C&T do Estado de PE, parceira do Cepel no projeto, uma área de 45 ha pertencente à Codevasf foi cedida para a instalação da plataforma de P&D em energia solar.

O projeto básico de engenharia da planta piloto foi concluído e os recursos foram disponibilizados pelo MME. A primeira parcela dos recursos para a implantação da planta piloto já foi liberada pela Finep. Está sendo preparado o processo para a contratação de uma empresa de EPC (engineering, procurement, and construction) para elaboração do projeto executivo de engenharia da planta e para a realização da sua construção propriamente dita. A Universidade Federal de Pernambuco também participa do projeto como coexecutora.

A planta piloto terá potência elétrica líquida de 1 MW, com prazo estimado para a construção de 36 meses. Em uma segunda fase será instalado um sistema de armazenamento de energia e, posteriormente, deverá ser implantada uma segunda planta no mesmo local com outra tecnologia de geração termossolar, que deverá contar com a participação da Chesf.

Laboratório de Células a Combustível

O Laboratório de Células a Combustível do Cepel (LabCelComb) foi criado em 2002, com base num projeto desenvolvido para a Chesf. Seus principais focos foram a construção, operação e avaliação 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 a combustível que usam a tecnologia de membrana polimérica como aquelas 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 cogeração, bem como seu potencial impacto sobre o setor elétrico.

A célula a combustível de 5 kW, do LabCelComb, 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, participou, em parceria com o Instituto Nacional de Tecnologia (INT) e com o Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN), de um projeto, também patrocinado pela Chesf, cujo objetivo foi desenvolver um reformador de etanol para produção de hidrogênio. No âmbito deste projeto diversos resultados técnico-científicos acerca de materiais (principalmente revestimentos para sistemas de purificação da corrente reformada e catalisadores), estudos de catálise heterogênea e cinética de reatores foram obtidos, bem como estudos básicos de engenharia de reatores e purificação do reformado foram desenvolvidos.

Também por intermédio do LabCelComb, o Cepel integra a Rede de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) em Células a Combustível do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), por meio da qual participa de projetos relativos ao estudo do comportamento de placas bipolares revestidas e do aproveitamento do rejeito térmico dos sistemas de reforma e de geração. Acerca desses temas já foram publicados diversos artigos e novos desenvolvimentos têm sido efetuados. Pesquisadores do LabCelComb também atuam, em parceria com a Coppe/UFRJ e a PUC-Rio, na orientação de pesquisas de teses acerca de desenvolvimentos científicos nas áreas de atuação do laboratório.

Dessa forma, o LabCelComb 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, além dos estudos acerca do desenvolvimento e caracterização de materiais e componentes destes sistemas.

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 num 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. O projeto Monitermo foi concluído em 2012, gerando como produto um software capaz de calcular a vida remanescente de caldeiras e tubulações a partir

de duas metodologias: a primeira, baseada no monitoramento da pressão e da temperatura de operação e a segunda, baseada na taxa de deformação destes mesmos componentes.

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. Este projeto, ainda em andamento, tem como maior desafio o monitoramento de um equipamento dinâmico, onde o processo de degradação envolve mecanismos conjugados de fadiga e fluência. Os modelos matemáticos para o cálculo da vida das turbinas estão em desenvolvimento. Numa etapa posterior, estes modelos serão integrados aos módulos de monitoramento que registram não só temperatura e pressão, mas taxa de deformação e vibração do equipamento.

Esses projetos estão sendo executados por meio de parceria com Eletrobras, Chesf, Eletronorte, Furnas, CGTEE e Tractebel. As instalações dos sistemas de monitoração da taxa de deformação referentes ao projeto Monitermo foram realizadas na Usina Presidente Médici, pertencente à CGTEE, ao passo que o sistema-piloto de monitoração de turbinas, gerado no escopo do projeto Turbodiag, foi 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 da 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 frequente pela monitoração e pela previsão acurada da degradação de cada componente.

Dentre as diversas atividades e projetos desenvolvidos pelo CEPEL, ao longo de 2012, podemos destacar, agrupados por linhas de pesquisas, os seguintes resultados alcançados:

Planejamento da expansão e operação do sistema interligado

- NEWAVE/DECOMP - Homologação pela ANEEL das versões 17 e 18 dos modelos NEWAVE e DECOMP; metodologia de despacho antecipado das usinas térmicas à gás natural liquefeito (GNL); utilização no Programa Mensal da Operação (PMO) de Janeiro de 2013.
- NEWAVE - Desenvolvimento de metodologia de aversão ao risco, do tipo CVaR, e implementação em protótipo do modelo NEWAVE.
- DESSEM - Fase final de validação como ferramenta de apoio para a discretização horária das metas semanais do modelo DECOMP. Utilização do modelo como ferramenta de apoio para o balanço de ponta do sistema.
- Desenvolvimento de Metodologias para o Planejamento da Expansão - Avaliação de diferentes critérios de expansão no cálculo da Garantia Física do Sistema Interligado Nacional.

Pesquisas relacionadas aos impactos ambientais de aproveitamentos energéticos

- BALCAR - Divulgação dos resultados do Projeto BALCAR (Balanço de Carbono) através de três publicações técnicas:
- 1-"Estado da Arte em Ciclo de Carbono em Reservatórios";
- 2-"Diretrizes para Análises Quantitativas de Emissões Líquidas de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios; Vol.1 - Prog. de Medição e Análise de Dados";
- 3-"Measurement for Programs and Data Analysis - Guidelines for Quantitative Analysis of Net GHG Emissions from Reservoirs", no âmbito da Força Tarefa "Carbon Balance on Freshwater Reservoirs" da Agência Internacional de Energia, coordenada pelo Cepel .
- AAEXP/SINV (Avaliação Ambiental Estratégica para o Planejamento da Expansão da Geração): Proposta de metodologia para Consideração do Impacto Socioambiental Negativo do Não-Aproveitamento de Potenciais Hidrelétricos Economicamente Atrativos, em Estudos de Inventário de Bacias Hidrográficas.

Planejamento, operação e análise de redes elétricas

- Protótipo para avaliação de segurança estática e dinâmica de sistemas elétricos de potência baseado em sistema operacional , em ambiente de processamento paralelo; uso de núcleos do ANAREDE e ANATEM, e o utilitário VisorChart, do DAS.
- ANAFAS - cálculo de equivalentes do sistema Sudeste; estudos EPE e Cepel, de interligação de Belo Monte (operação conjunta de múltiplos elos CCAT).
- Comercialização das ferramentas de análise de redes - foram comercializadas 46 novas licenças de uso comercial e 20 novas licenças de uso acadêmico.

Supervisão e controle de sistemas elétricos

- Projeto REGER (Rede de Gerenciamento de Energia do ONS). Aprovação do sistema no Centro de Operação Sudeste (Rio de Janeiro), através dos Testes de Aceitação em Campo (TAC). Este é o primeiro dos quatro Centros de Controle do ONS para a rede básica e estabelece a entrega do sistema para a operação de tempo real do Sistema Sudeste através do SAGE/REGER.
- Conclusão da integração do SAGE aos sistemas de controle do HVDC do sistema de transmissão do projeto Madeira.

Sistemas para monitoração de ativos

- Sistema de Diagnóstico e Análise de Equipamentos de Alta Tensão (Sistema DianE - versão 2.1)
 - Implantação de metodologia para cálculo da perda de vida percentual e simulações de carregamento em transformadores;
 - Integração DianE x SINAPE - tela de ocorrências em LTs.
 - Aprimoramento da análise RCM de: Transformador, Bucha e OLTC
 - SOMA-Torres (Projeto de Monitoramento de Esforços Mecânicos em Torres Estaiadas): complementação de testes instalação e comissionamento do sistema em campo (projeto com FURNAS).
- Conclusão do projeto “Estimativa de vida residual a partir da monitoração em tempo real das deformações de tubulações em usinas de geração térmica”.

Linhas de transmissão de Ultra Alta Tensão (UAT)

- O Cepel realizou os primeiros ensaios de impulso de tensão utilizando a infraestrutura laboratorial para Ultra Alta Tensão (UAT) que está sendo construída na Unidade de Adrianópolis. A aplicação da tecnologia de UAT tem papel essencial no desenvolvimento sustentável da hidroeletricidade na Amazônia, pois permitirá o desenvolvimento de configurações de linhas de transmissão otimizadas com maior capacidade de transmissão em uma mesma faixa de passagem, reduzindo custos de implantação e operação com consequente redução dos impactos ambientais e sociais .

Serviços tecnológicos e consultorias

- Avaliações complementares em condições de poluição da Bucha de corrente contínua de 600 kV para os empreendimentos do Rio Madeira;
- Análise dos dados coletados pelo Sistema de medição de transitórios de tensão em tempo real, com adaptação do sistema SOMA Light, na SE Tijuco Preto, Sistema Furnas de 765/345 kV.
- Atualização das Instalações do sistema IMA-DP (Instrumentação para Monitoramento e Análise de descargas parciais) na UHE Coaracy Nunes e UHE de Tucuruí – Eletronorte.
- Apoio técnico às empresas Eletrobras, na avaliação de Descargas Parciais nos equipamentos elétricos, nas seguintes instalações: UHE Coaracy Nunes – Eletronorte, UTN Angra dos Reis – Eletronuclear, SE Coxipó e SE Imperatriz – Eletronorte, SE Ibiúna e SE Adrianópolis – Furnas, SE Santo Ângelo e SE Ita – Eletrosul, SE Luiz Gonzaga – Chesf.
- Apoio à Amazonas Energia para avaliação de oportunidade de melhoria do sistema elétrico desta empresa e proposição de uma série de medidas para incremento da segurança operacional (Sistema Especial de Proteção, treinamentos ministrados para o pessoal de operação em tempo-real, entre outras).

Distribuição de energia elétrica

- Apoio ao Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária das Distribuidoras da ELETROBRAS: por solicitação da ELETROBRAS, o CEPEL está coordenando a apuração e processamento das informações sobre perdas técnicas, campanha de medidas, tipologia das cargas, custos marginais e estrutura tarifária.
- Demonstração de redes elétricas inteligentes (Projeto Parintins): participação na análise das propostas dos sistemas de medição (medidores inteligentes), e em suas provas de conceito; conclusão da campanha de medições de qualidade de energia, e análise de resultados, com vistas a instalação de painéis fotovoltaicos; estudo do fluxo de potência em regime permanente em Parintins, buscando identificar o número máximo de painéis que atendam as condições de tensão e carregamento.
- Geração Distribuída: Projeto, montagem e colocação em operação de uma infraestrutura de teste dos sistemas individuais de geração de energia elétrica com fontes intermitentes (SGFI 13 “robusto” e SIGFI 30) que a Eletrobras pretende usar no âmbito do Programa Luz para Todos.

Energia hidrotérmica:

- Conclusão do desenvolvimento do projeto básico de uma planta térmica com concentração solar com potência elétrica nominal de 1 MWe, baseada na tecnologia de cilindros parabólicos, visando à sua implantação em Petrolina (PE).

2.2. Estratégias de Atuação Frente aos Objetivos Estratégicos

ELETROBRAS

Após a conclusão, em 2010, da elaboração do Plano Estratégico do Sistema Eletrobras 2010-2020 e do Plano Diretor de Negócios para o período 2011-2014, o processo de Planejamento e Gestão do Sistema Eletrobras entrou, em nova fase, na qual foram desenvolvidas as seguintes atividades:

1. Consolidação dos Planos Diretores de Negócios do Sistema Eletrobras para o período 2011-2015

O trabalho de incorporação do ano de 2015 aos Planos Diretores de Negócios levou em consideração as recomendações do Conselho de Administração da Eletrobras, recebidas em fevereiro de 2011, com a incorporação da atividade de Comercialização ao segmento de negócio Geração, e a consideração da Gestão de Programas de Governo e Fundos Setoriais como um eixo de atuação em volume a parte.

2. Elaboração do Plano Diretor de Gestão do Sistema Eletrobras

Este Plano tem por objetivo sistematizar e acompanhar as ações em desenvolvimento ou por se iniciar na holding e nas empresas Eletrobras, associadas ao cumprimento dos chamados Objetivos Estratégicos de Gestão e Competências, oriundos do Plano Estratégico do Sistema Eletrobras 2010-2020. Estes Objetivos estabelecem os focos estratégicos nas áreas básicas de suporte, em termos de competências institucionais e organizacionais, tendo em vista o atendimento aos requisitos indicados nos Objetivos Estratégicos Finalísticos (associados às atividades fim da organização), também oriundos do mesmo Plano.

Para a sua composição foram consolidados projetos e ações provenientes do Programa de Ações Estratégicas (PAE) 2009-2012, do Plano de Transformação do Sistema Eletrobras (PTSE), bem como da pauta dos Comitês em atividade na *holding*. Trata-se, de fato, de um plano de caráter operacional, voltado para o curto e médio prazo.

3. Elaboração da estrutura dos Planos de Negócios para cada empresa Eletrobras

A partir de projeções de balanço patrimonial, demonstração de resultados do exercício e fluxo de caixa de cada uma das empresas Eletrobras, para o período 2012-2021, geradas através de um modelo interno de projeções financeiras no padrão IFRS (International Financial Reporting Standards), foi estabelecido um conjunto de diretrizes econômico-financeiras associadas a limites de investimento, capacidade de endividamento, indicação de metas de expansão e custo de capital, para cada uma delas.

Tendo como base este conjunto de diretrizes, o Plano Estratégico do Sistema Eletrobras 2010-2020, os Planos Diretores de Negócios do Sistema Eletrobras para o período 2011-2015 – com suas análises, diagnósticos, premissas e carteira de projetos e de ações, além de suas respectivas metas de geração, comercialização, transmissão, distribuição e de gestão – e também o Plano Diretor de Gestão do Sistema Eletrobras, com a sua respectiva carteira de projetos, foi concluída, em novembro de 2011, a elaboração de uma proposta de arquitetura básica para o Plano de Negócios 2012-2016 de cada uma das empresas Eletrobras.

4. Elaboração de um Plano de Negócios para cada uma das empresas Eletrobras

Encontrava-se em curso, em 2012, um amplo processo de negociação com a holding, visando a pactuação de um Plano de Negócios para cada uma das empresas Eletrobras, que serviria de insumo para três ações decorrentes: i) a elaboração de um plano de ação operacional para os projetos e iniciativas integrantes do plano de negócio, os quais são planejados tomando por base com o Plano Decenal de Energia – PDE 2011-2020 e , em decorrência, encontram-se perfeitamente alinhados com o Plano Plurianual do Governo Federal (PPA); ii) a pactuação de metas de negócios da empresa com a holding na plataforma do Contrato de Metas e Desempenho Empresarial – CMDE e iii) a elaboração do Plano de Negócios consolidado do Sistema Eletrobras.

O processo de planejamento e Gestão do Sistema Eletrobras contou da pauta de todas as reuniões do Consise – Conselho Superior do Sistema Eletrobras – durante o ano de 2012. Especificamente, no âmbito das oficinas presenciais do Programa Líder (agosto a outubro de 2012), foram apresentados aos gerentes da Eletronorte, Cepel, Eletrosul, Itaipu, CGTEE, Furnas, Eletronuclear e da holding Eletrobras os fundamentos do Plano Estratégico Corporativo 2010-2020, bem como o seu desdobramento nos Planos Diretores e Planos de Negócios das empresas, dando notícias inclusive do andamento dos trabalhos naquelas ocasiões.

Entretanto, a Medida Provisória 579 de 11/09/2012 – convertida na Lei nº 12.783 de 11/01/2013 – impactou profundamente a estratégia de atuação do Sistema Eletrobras em função dos ajustes praticados pelo Governo Federal sobre a dinâmica de operação, manutenção e expansão do Setor Elétrico Brasileiro. Com isso, o processo de planejamento e gestão, que estava em curso, foi revisto, de modo a contemplar as novas condições em que as concessões vincendas foram prorrogadas.

O trabalho de desenvolvimento dos Planos de Negócios das empresas Eletrobras está sendo reestruturado, uma vez que uma série de premissas neles adotadas sobre geração de caixa, financiamentos e captações, estratégias de expansão foram profundamente afetadas pelas disposições introduzidas na citada MP.

Em posicionamento imediato para o realinhamento estratégico da Eletrobras à nova realidade, está sendo buscada para 2013 a elaboração de diretrizes de curto e médio prazo contemplando as seguintes condicionantes:

- a) A definição de um conjunto de orientações estratégicas para desdobramento em uma carteira de projetos críticos, voltados para a gestão e para os eixos de negócios do Sistema Eletrobras;
- b) A incorporação pela referida carteira de projetos de indicadores de desempenho e metas associadas, permitindo fácil acompanhamento e aferição de resultados;
- c) A revisitação do Plano Estratégico Corporativo para o período 2013 a 2022;
- d) Como consequência do item anterior, a retomada em novas bases da construção dos Planos de Negócios das Empresas Eletrobras relativos ao período 2013-2017.

CEPEL

Cepel como Secretaria Executiva da Comissão de Política Tecnológica – CPT do Sistema Eletrobras

A Eletrobras, em importante decisão estratégica, estabeleceu uma nova estrutura para tratar das questões de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P&D+I) e Tecnologia, no âmbito do Sistema Eletrobras, onde o Cepel exercerá papel relevante. A Comissão de Política Tecnológica – CPT,

criada pela Resolução Eletrobras RES-116/2012, tem por objetivo principal a definição de políticas, diretrizes e estratégias de atuação do Sistema Eletrobras. A CPT conta, na sua coordenação, com o presidente da Eletrobras, e, como seus integrantes, os Diretores de Geração, Transmissão e Distribuição da Eletrobras, e os Presidentes da Chesf, Eletronorte, Eletrosul, Furnas, Eletronuclear, CGTEE e a Diretoria Geral de Itaipu e do Cepel. A CPT é apoiada pelo Cepel, na qualidade de Secretaria Executiva de P&D+I, cujo coordenador é o Diretor-Geral do Centro. Entre as novas responsabilidades e atribuições do Cepel para o Sistema Eletrobras, constam: a Rede de Laboratórios do Sistema Eletrobras – RELEASE; a Carteira de Projetos do Sistema, de interesse corporativo, no âmbito dos recursos dos fundos setoriais (Ex.: Lei 9991/00 FNDCT); o inventário e a avaliação, por indicadores, de projetos de P&D+I; a gestão da propriedade intelectual da P&D+I, no âmbito do Sistema; e as iniciativas referentes a redes de conhecimento. Também em apoio à CPT, foram criadas a Subcomissão de P&D+I, composta pelos Diretores técnicos da Eletrobras e das Empresas Eletrobras, sendo coordenada pela Diretoria de P&D+I do Cepel; e Grupos Temáticos, para implementação dos programas de ação e desenvolvimento de temas específicos: GTG (Geração e Comercialização), GTT (Transmissão), GTD (Distribuição), GTE (Eficiência Energética) e GTL (Laboratórios). Os Grupos Temáticos serão coordenados pelo Cepel, e contarão com a participação de representantes das Diretorias Técnicas da Eletrobras e das empresas, e das áreas de P&D+I das empresas. Em 2012, o Cepel, em suas novas atribuições no âmbito da CPT, elaborou propostas de revisão da Política de Tecnologia e P&D+I e do Termo de Referência da RELEASE.

O objetivo principal da CPT é estabelecer uma Coordenação Estratégica de P&D+I e de Tecnologia do Sistema Eletrobras visando:

- Priorizar e coordenar ações conjuntas
- Promover a Integração e Ganhos Sinérgicos
- Acompanhar, avaliar e compartilhar resultados
- Otimizar o uso dos recursos e evitar redundâncias

Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral – META (“Mineral and Energy Sectors Assistance Technical”)

Conforme Convênio celebrado em 2012 com o Ministério de Minas e Energia, o Cepel participa, como co-executor, do Projeto META que é promovido pelo Banco Mundial e envolve diretamente o Ministério de Minas e Energia suas Secretarias finalísticas e os órgãos e entidades vinculadas com atribuições na formulação e execução de políticas setoriais dos setores de energia, geologia e transformação mineral.

Os recursos destinados ao Cepel serão utilizados em:

- Infraestruturas laboratoriais para pesquisa experimental, desenvolvimento e avaliação de tecnologias em Alta e Ultra-Alta Tensão, Smart Grid e em PMUs - Unidades de Medição Fasorial;
- Infraestrutura de computação de alto desempenho (Clusters) para desenvolvimento de metodologias e modelos utilizados no planejamento da expansão e programação da operação de sistemas hidrotérmicos interligados;
- Consultoria visando incorporar a variável climática no processo de planejamento da expansão da oferta de eletricidade.

O Projeto META tem como objetivo geral contribuir para ampliar e consolidar os avanços dos setores de energia e mineração, dando apoio à competitividade e crescimento econômico sustentável do País, assim como a modernização institucional dos setores, envolvendo áreas estratégicas do Ministério de Minas e Energia – MME.

O objetivo específico do META, no caso do Cepel, é investir em infraestrutura para desenvolvimento de pesquisas e tecnologia do setor de energia elétrica, envolvendo os seguintes itens:

- Projeto LongDist - Transmissão a Longas Distâncias (infraestrutura laboratorial para pesquisa experimental e desenvolvimento de novas concepções de linhas de transmissão de alta capacidade, visando a transmissão de grandes blocos de energia da região Norte);
- Projeto Impacto de Mudanças Climáticas no Planejamento de Sistemas Elétricos (incorporação da variável climática no processo de planejamento da expansão da oferta de eletricidade, visando à manutenção da elevada participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira);
- Laboratório de Smart Grid, visando à pesquisa experimental, desenvolvimento e avaliação de tecnologias em Smart Grid;
- Laboratório de PMUs (Unidades de Medição Fasorial), visando à investigação do comportamento de Unidades de Medição Fasorial (PMUs), para aplicações no Sistema Interligado Nacional e em sistemas elétricos de potência, em geral.

Há ainda, no âmbito do META, complementos de capacitação do laboratório de Alta Tensão e da Subestação do Cepel, Unidade de Adrianópolis.

2.3. Execução do Plano de Metas ou de Ações.

ELETOBRAS

A Eletrobras vem atuando para melhorar os seus mecanismos de gestão na busca de melhores níveis de desempenho. O Contrato de Metas de Desempenho Empresarial - CMDE é um dos pilares importantes nesse processo, pois induz à gestão do desempenho dos processos nos diferentes níveis da empresa Eletrobras.

Os contratos assinados entre a *holding* Eletrobras e suas empresas englobaram um ciclo de 5 (cinco) anos e estabelecem metas de desempenho empresarial por meio de indicadores claramente definidos em protocolos específicos, nas dimensões econômico-financeira, operacional e socioambiental.

A apuração dos resultados dos indicadores segue um processo para as empresas Eletrobras que envolve suas áreas operacionais na coleta das informações, as áreas de gestão na consolidação e análise e as respectivas Diretorias e Conselhos de Administração na apreciação dos indicadores e recomendações quanto aos resultados apurados. No contexto específico da *holding*, suas áreas operacionais apoiam na avaliação das metas e indicadores e na apuração do resultado dos indicadores, a área de gestão atua na consolidação e avaliação desses resultados e a Diretoria e Conselho de Administração da Eletrobras, em última etapa, efetuam a apreciação do desempenho das empresas controladas e da própria *holding*, apresentando as recomendações necessárias.

Os contratos originais entre a *holding* Eletrobras e suas empresas controladas foram assinados em 30/12/2009, englobando inicialmente metas para o ano de 2010, com base nas diretrizes

estabelecidas no seu Plano Estratégico, conforme orientações do Conselho de Administração da Eletrobras.

A definição das metas para o período 2011-2014, bem como a revisão de algumas metas de 2010, foi realizada durante os primeiros meses de 2010, o que resultou em um aditivo contratual em março de 2010.

Nos exercícios de 2010 e 2011 foram monitorados os resultados frente às metas pactuadas para as empresas de Geração, Transmissão e Distribuição da Eletrobras. Nesses anos foram estabelecidos e monitorados 11(onze) indicadores para as empresas de G e T e 12 (doze) para as empresas de Distribuição.

CEPEL

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 2012 foi constituído das seguintes metas corporativas (MCs):

MC1: Desenvolvimento e implementação da nova aplicação SAGE ACOR (Proposição de Ações Corretivas), de suporte para o incremento na segurança operativa de grandes redes elétricas.

CONCEITO: O programa de Proposição de Ações Corretivas (ACOR) foi proposto para complementar a função de Análise de Contingências do SAGE, responsável por mapear ocorrências que possam levar a violações operacionais na rede. O ACOR irá fornecer ao usuário uma lista de ações de controle que podem ser tomadas para aliviar ou eliminar as violações operativas do sistema, caso uma determinada contingência venha a ocorrer. O programa ACOR será baseado em uma integração, ao SAGE, do programa computacional FLUPOT (Fluxo de Potência Ótimo) do Cepel, e as contingências que apresentarem violações operativas serão analisadas caso a caso.

O programa ACOR será ativado, a pedido do usuário, através da tela de resultados do programa de Análise de Contingências e poderá ser executado tanto no Ambiente de Tempo Real, quanto no Ambiente de Estudos do SAGE, de onde será possível selecionar os casos de contingência para executar o programa ACOR.

INDICADOR: Disponibilização para os usuários SAGE-EMS (em particular, as empresas Eletrobras) do programa ACOR (Proposição de Ações Corretivas) plenamente operacional e integrado ao módulo de Análise de Contingências.

MC2: Levantamento do Estado da Arte em Ciclo do Carbono em Reservatórios, com o Estabelecimento de Diretrizes para Análises Quantitativas de Emissões Líquidas de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios

CONCEITO: Um dos objetivos do Projeto BALCAR (projeto estratégico de P&D Aneel), tendo como participantes Cepel, Chesf, Eletronorte, Furnas, contando ainda com o acompanhamento da Eletrobras e Itaipu, além da colaboração de várias entidades de ensino e pesquisa brasileiras, é estabelecer diretrizes para análises quantitativas em estudos de emissões de gases de efeito estufa (GEE) em reservatórios de hidroelétricas, levando-se em conta os diferentes tipos, tamanhos, idades e localizações de reservatórios no Brasil. Para atingir este objetivo, será realizado, primeiramente, um levantamento do Estado da Arte em Ciclo do Carbono em Reservatórios. Adicionalmente, faz parte do Projeto a realização de medições antes e após a formação do reservatório, a fim de se calcular a sua contribuição líquida em relação a emissões de GEE.

Outro objetivo do Projeto é realizar campanhas de campo para coleta de dados e instalar equipamentos para a medição contínua em um conjunto de reservatórios. Para isto, é importante fornecer um arcabouço de referência, contemplando recomendações e procedimentos para a execução de medições no campo e análise de dados.

INDICADOR: Publicações técnicas, no âmbito do Projeto BALCAR, sobre (i) Estado da Arte em Ciclo do Carbono em Reservatórios; (ii) Diretrizes para Análises Quantitativas de Emissões Líquidas de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios; e (iii), no âmbito da Força-Tarefa internacional “Carbon Balance on Freshwater Reservoir” da Agência Internacional de Energia, Relatório Técnico “Measurement for Programs and Data Analysis – Guidelines for Quantitative Analysis of Net GHG Emissions from Reservoirs”.

MC3: Elaboração e publicação do Mapa de Rotas Tecnológicas em Hidroeletricidade

CONCEITO: A Agência Internacional de Energia (AIE) tem publicado Mapas de Rotas Tecnológicas com foco nas tecnologias de geração de energia elétrica de baixo-carbono. Estes mapas têm por objetivo proporcionar recomendações aos governos e demais participantes em quatro áreas: políticas e projeto de mercados, sustentabilidade e sua aceitação pela sociedade, desafios financeiros e desenvolvimento tecnológico.

Em 2010, durante a Conferência Internacional sobre Hidroeletricidade Sustentável, promovida pelo Ministério de Minas e Energia (MME), Ministério de Relações Exteriores (MRE) e AIE, e organizado pelo Cepel, a AIE e o MME anunciaram a elaboração conjunta de um Mapa de Rotas Tecnológicas em Hidroeletricidade (“Hydropower Technology Roadmap”). Este trabalho será realizado pelo Cepel, por parte do MME, e pela Divisão de Energias Renováveis, por parte da AIE.

INDICADOR: Publicação do Mapa de Rotas Tecnológicas em Hidroeletricidade (“Hydropower Technology Roadmap”).

MC4: Incorporação de novas funcionalidades no DianE - Sistema de Análise e Diagnóstico de Equipamentos, atendendo solicitações das empresas Eletrobras (Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas).

CONCEITO: O programa DianE - Sistema de Análise e Diagnóstico de Equipamentos vem sendo aperfeiçoado e tem incorporando novas funcionalidades, de forma contínua, para cumprir o seu papel de ferramenta abrangente de auxílio na tomada de decisão, no que se refere às atividades de

manutenção dos equipamentos de transmissão das Empresas Eletrobras e do setor elétrico. Em 2012, um novo plano de trabalho, para incorporação de aperfeiçoamentos e novas funcionalidades, foi elaborado pelo Cepel, incluindo várias solicitações da Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas, e que servirá como base para disponibilização de nova versão do DianE, a saber: integração DianE x SINAPE (Sistema Integrado de Apoio à Análise de Perturbações); aprimoramento da análise RCM de Transformador, Bucha e OLTC; implantação de novas formas de apresentação de resultados para perda de vida percentual e de simulações de carregamento de transformadores; aprimoramento do cadastro de equipamentos e ensaios, e realização de estatísticas de falhas.

INDICADOR: Disponibilização de novos aperfeiçoamentos e funcionalidades, consolidadas na versão 2.1 do Sistema DianE.

MC5: Desenvolvimento de protótipo de uma ferramenta computacional para avaliação de segurança estática e dinâmica do SIN.

CONCEITO: A avaliação da segurança estática e dinâmica da operação do SIN, em operação normal ou em emergência, considerando os múltiplos cenários de intercâmbio, exige uma nova geração de ferramentas computacionais. O ponto de partida para este tipo de avaliação é a verificação, do ponto de vista estático, da viabilidade do atendimento da carga por múltiplos cenários de geração, criados pela transferência de geração entre áreas. O passo seguinte é verificar a capacidade do sistema de potência de se manter íntegro frente a um conjunto de contingência mais prováveis, do ponto de vista estático, em cada um destes cenários de geração. Por último, é necessário verificar se o sistema também resiste a estas contingências do ponto de vista dinâmico.

Propõe-se a integração dos núcleos dos programas ANAREDE e ANATEM, em um ambiente de processamento paralelo, sendo a ferramenta resultante capaz de avaliar a segurança estática e dinâmica de um sistema elétrico de potência de dimensões equivalentes à rede supervisionada do SIN, em uma janela de tempo inferior a 10 minutos.

INDICADOR: Implementação de protótipo de ferramenta computacional para avaliação de segurança estática e dinâmica do SIN, em ambiente de processamento paralelo, utilizando sistema operacional Linux.

MC6: Avaliação e monitoramento, no Cepel, de sistemas SIGFI (Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes), operando com refrigeradores, simulando as condições encontradas em campo.

CONCEITO: A Resolução Normativa Aneel 83/2004 estabeleceu as especificações para o atendimento a consumidores por meio de sistemas fotovoltaicos isolados, denominados SIGFIs (Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes). Desde então, vem se acumulando no país experiência considerável na utilização dos SIGFIs em vários projetos de eletrificação rural, principalmente no âmbito do Programa Luz para Todos. A grande maioria dos sistemas empregados nestes e em outros projetos se restringem, porém, ao consumo mínimo, ou seja, o SIGFI 13 (correspondendo a 13 kWh/mês), capaz de alimentar apenas cargas de iluminação e outras de pequeno consumo. Contudo, levantamentos socioeconômicos em campo mostram que o eletrodoméstico mais desejado pela população atendida é o refrigerador.

Esta meta consiste no desenvolvimento de infraestrutura para a avaliação do desempenho de sistemas SIGFIs 20 e 30 na alimentação de refrigeradores, em condições que simulem as encontradas em campo, e estabelecimento do espectro do consumo dos refrigeradores nestas condições. Para isso, estes sistemas serão projetados e implementados na área de testes externos do Cepel, e serão monitorados por meio de um sistema de aquisição de dados. Os resultados têm potencial de aplicação no Programa Luz para Todos.

INDICADOR: Projeto, instalação e colocação em operação de infraestrutura de geração solar fotovoltaica e de monitoramento de sistemas SIGFI 20 e 30, operando com refrigeradores, CA e CC, simulando as condições encontradas em campo.

MC7: Primeiro exercício de operação, da fase 1 do Laboratório de Ultra Alta Tensão ao Tempo do Cepel, com a realização de ensaio de impulso de manobra para “gap longo”.

CONCEITO: Um dos grandes desafios que o setor elétrico vem enfrentando, com a implantação de usinas hidrelétricas de grande porte na região amazônica, é o sistema de transmissão. Esse sistema deve permitir transportar grandes blocos de energia com alta eficiência e baixo impacto ambiental. A solução procurada envolve tecnologia de transmissão em Ultra Alta tensão (UAT), ainda não utilizada no Brasil.

Portanto, é de fundamental importância a implantação de uma infraestrutura de laboratórios de UAT, que apoie a pesquisa experimental no Brasil e, assim, viabilize a formação de *expertise* nacional na concepção de configurações de linhas de transmissão e equipamentos, e na comprovação final de seu desempenho, em condições semelhantes às que serão encontradas em campo, tanto em corrente alternada quanto em corrente contínua. No mundo, apenas a China já dispõe de laboratórios para essa classe de tensão (corrente alternada, corrente contínua e de altitude). A Itália e a Suécia ainda estão implantando laboratórios similares, enquanto que a Rússia e a África do Sul estão avaliando empreendimentos semelhantes.

O Cepel, com o apoio da Eletrobras e do MME, vem desenvolvendo a primeira infraestrutura de um complexo laboratorial para UAT, voltada à pesquisa experimental e ensaios, ao tempo, de equipamentos e arranjos de linhas de transmissão. Em 2012, busca-se colocar em condições de operação inicial a primeira fase deste laboratório de UAT ao tempo, mediante a realização de um primeiro exercício de operação, com um ensaio de impulso em Ultra Alta tensão.

INDICADOR: Realização de ensaio de impulso para uma configuração de “gap” longo, com cerca de 5 m de comprimento, montado no pórtico central do laboratório de UAT ao tempo do Cepel e empregando, como fonte, o gerador de impulso de 6,4 MV.

2.4. Indicadores.

ELETROBRAS

Foram efetuadas readequações das metas de 2012 que haviam sido contratadas em 2010, em função do uso de novos critérios para a apuração de indicadores motivados pela adoção do modelo contábil IFRS e por mudanças nos cenários de negócio das empresas Eletrobras.

No exercício de 2012, além da ampliação do painel de metas estabelecidas para as empresas Eletrobras, a *holding* Eletrobras passou a contar com um painel próprio para o monitoramento de 11 (onze) indicadores nas dimensões Econômico-Financeira e Gestão, Governança e Sociedade.

A seguir são apresentados os painéis do CMDE para o ano de 2012:

III) Indicadores do CMDE

Indicadores do CMDE 2012 – Geração & Transmissão



Indicadores do CMDE 2012 - Distribuição



Painel de Indicadores da Holding



Em função do novo cenário de prorrogação das concessões e redução das tarifas de energia elétrica, tornou-se necessária a reavaliação das metas para o ciclo 2013-2017. No momento, encontram-se em andamento os estudos e discussões para o estabelecimento dessas novas metas.

Painel Sinalizador de Resultado Multiempresa

A tabela a seguir apresenta o Painel Sinalizador Multiempresa com o resultado de cada indicador frente às metas pactuadas no CMDE para 2012. Cada resultado possui uma cor que sinaliza a categoria de cumprimento da meta conforme legenda descrita. Estão informados ainda, os componentes que formam o indicador. No anexo II desse documento, existe detalhamento ainda maior informando os valores para os anos de 2010 e 2011, bem como o desvio do resultado frente à meta estabelecida para 2012.

Ressaltamos, que estes resultados, até a conclusão deste relatório, ainda são preliminares e, portanto, estão sob judice.

Apuração das Metas CMDE 2012 - Geração & Transmissão

Sentido Melhor Desempenho	Indicadores e Componentes	Unidade	Peso em 2012	E. CGTEE		E. Chesf		E. Eletronorte		E. Eletronuclear		E. Eletrosul		E. Furnas	
				Realizado 2012	Meta 2012	Realizado 2012	Meta 2012	Realizado 2012	Meta 2012	Realizado 2012	Meta 2012	Realizado 2012	Meta 2012	Realizado 2012	Meta 2012
INDICADORES ECONÔMICO-FINANCEIROS															
↓	PMSO Ajustado (Controladora)	%	3	119,4%	61,7%	22,5%	26,2%	37,6%	37,4%	73,5%	64,9%	54,5%	70,0%	50,9%	41,3%
	ROL Ajustado (Controladora)	RS Milhões	-	633,8	373,90	1.213,2	1.304,3	1.610,0	1.524,0	1.733,5	1.224,5	582,1	586,90	3.010,5	2.439,9
	ROL Ajustado (Controladora)	RS Milhões	-	530,8	606,4	5.392,6	4975,73	4.285,9	4.078,0	2.360,0	1887,02	1.068,4	838,9	5.909,3	5.902,4
↓	Dívida Líquida (Consolidado)	Índice	2	*	3,93	0,99	0,86	2,87	3,08	4,08	4,30	6,91	9,90	4,75	3,21
	EBITDA (Consolidado)	RS Milhões	-	1.034,2	793,4	3.116,3	2.420,8	5.870,2	5.741,0	2.317,6	2.574,9	4.433,7	4.313,1	11.315,7	7.874,7
	EBITDA (Consolidado)	RS Milhões	-	-129,7	202,0	3.157,5	2.804,8	2.041,9	1.865,6	568,3	598,8	642,0	435,8	2.383,4	2.452,2
↑	Lucro Líquido Patrimônio Líquido	%	3	-112,6%	4,0%	-45,8%	9,4%	-8,8%	1,8%	0,3%	3,7%	1,3%	2,2%	-11,2%	5,0%
	LL	RS Milhões	-	-418,0	38,2	-5.341,3	1.871,0	-738,7	197,0	19,7	266,6	68,5	111,5	-1.321,8	717,8
	PL	RS Milhões	-	371,2	960,6	11.671,5	19.826,7	10.818,1	10.858,2	6.351,4	7.293,9	5.167,8	5.021,4	11.830,1	14.496,2
↑	Investimento Realizado (Consolidado)	%	2	78,3%	84,4%	73,4%	84,4%	82,2%	87,0%	45,7%	84,4%	100,5%	89,7%	91,3%	84,4%
	Investimento Realizado (Consolidado)	RS Milhões	-	64,9	92,8	2.004,2	1.991,0	1.007,3	1.147,0	740,9	2.256,4	1.312,2	1.364,7	2.621,0	2.317,0
	Investimento Aprovado (Consolidado)	RS Milhões	-	82,8	109,9	2.730,5	2.359,1	1.225,0	1.318,4	1.619,7	2.673,4	1.306,1	1.521,4	2.872,1	2.745,3
↑	EBITDA (Consolidado)	%	2	-24,4%	33,3%	47,4%	44,9%	36,6%	42,4%	24,1%	31,7%	35,2%	25,7%	27,3%	30,8%
	EBITDA (Consolidado)	RS Milhões	-	-129,7	202,0	3.157,5	2.804,8	2.041,9	1.866,0	568,3	598,8	642,0	435,8	2.383,4	2.452,2
	ROL (Consolidado)	RS Milhões	-	530,8	606,4	6.660,4	6.248,4	5.577,2	4.399,0	2.360,0	1.887,0	1.824,9	1.694,5	8.715,5	7.967,2
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Dimensão Econômica)	Pontos	0,25	52,3	52,0	42,5	44,0	52,0	57,0	51,0	57,0	51,5	57,0	47,1	62,0
INDICADORES OPERACIONAIS															
↑	Índice DISPGR = $\frac{(L_{TEF} + L_{L_{TEID}})}{(1 - TEFR) \times (1 - TEPR)}$	Índice	1	0,588	0,369	1,056	1,000	1,100	1,000	1,087	1,000	N/A	N/A	0,925	0,935
↓	$\frac{PV - PV_0 + PV_0}{PV_0} = \text{Parcela Variável na Transmissão}$	%	1	N/A	N/A	1,31%	2,00%	0,77%	1,50%	N/A	N/A	0,19%	0,70%	1,71%	2,00%
INDICADORES SOCIOAMBIENTAIS															
↑	Valor obtido na Pesquisa de Clima Organizacional	%	1	ND	66,2%	ND	66,2%	ND	70,0%	ND	66,2%	ND	66,2%	ND	66,2%
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Dimensão Social)	Pontos	0,25	52,6	42,0	61,4	59,0	59,0	54,0	58,4	55,0	61,0	54,0	67,9	65,0
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Dimensão Ambiental)	Pontos	0,25	46,1	48,0	37,3	35,0	48,3	47,0	46,0	51,0	43,1	47,0	48,4	45,0
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Alterações climáticas)	Pontos	0,25	39,8	34,0	45,1	46,0	44,1	39,0	45,8	44,0	51,0	48,0	47,6	44,0
				IPCM GLOBAL		-6,38	-1,63	-1,83	-2,07	1,07	-2,50				
				IPCM - financeiro		-7,57	-2,37	-2,63	-2,47	0,63	-3,20				
				IPCM - operacional		3,00	2,00	2,00	1,00	7,00	0,50				
				IPCM - socioambiental		0,67	0,67	1,00	0,33	0,33	1,00				

Legenda
 N/A - Não se aplica
 ND - Não disponível
 NP - Indicador não pactuado
 * - Indicador com apuração prejudicada (componentes negativos)

Legenda: ■ acima da meta ■ entre 95% e 100% da meta ■ entre 80% e 95% da meta ■ abaixo de 80% da meta

Painel Sinalizador de Resultado Multiempresa

A tabela a seguir apresenta o resultado de cada indicador frente às metas pactuadas no CMDE para 2012. Cada resultado possui uma cor que sinaliza a categoria de cumprimento da meta conforme legenda descrita. Estão informados ainda, os componentes que formam o indicador. No anexo II desse documento, existe detalhamento ainda maior informando os valores para os anos de 2010 e 2011, bem como o desvio do resultado frente à meta estabelecida para 2012.

Ressaltamos, que estes resultados, até a conclusão deste relatório, ainda são preliminares e, portanto, estão sob judice.

CMDE - RESULTADOS DE 2012 - DISTRIBUIÇÃO

Sentido Melhor Desempenho	Indicadores e Componentes	Unidade	Peso	ED. Acre		ED. Alagoas		ED. Amazonas DG		ED. Piauí		Ed. Rondonia		ED. Roraima	
				Realizado 2012 IFRS	Meta 2012	Realizado 2012 IFRS	Meta 2012	Realizado 2012 IFRS	Meta 2012	Realizado 2012 IFRS	Meta 2012	Realizado 2012 IFRS	Meta 2012	Realizado 2012 IFRS	Meta 2012
INDICADORES ECONÔMICO-FINANCEIROS															
↓	PMSO Ajustado ROL Ajustada	%	3	33,8%	27,4%	34,2%	32,5%	48,7%	49,5%	34,2%	28,3%	30,0%	28,8%	38,0%	60,2%
	PMSO Ajustado	R\$ Milhões		88,35	74,69	259,27	266,81	658,33	696,74	303,76	259,60	242,56	225,17	65,59	82,38
	ROL Ajustada	R\$ Milhões		261,68	272,83	758,26	821,94	1.351,19	1.408,17	888,01	918,52	807,71	782,17	172,44	136,88
↓	Dívida Líquida EBITDA	Índice	2	*	11,92	77,5	2,25	7,78	*	7,37	5,03	*	*	*	*
	Dívida Líquida	R\$ Milhões		100,12	281,36	401,67	311,91	638,67	1.748,19	638,58	669,78	196,05	289,23	4,44	54,64
	EBITDA	R\$ Milhões		-7,18	23,60	5,18	138,81	82,05	-175,08	86,70	133,11	-29,15	-47,16	-34,69	-74,61
↑	Lucro Líquido Patrimônio Líquido	%	2	-37,5%	-6,6%	-46,4%	0,8%	*	-16,4%	-17,0%	9,3%	-220,1%	-53,1%	*	-104,4%
	LL	R\$ Milhões		-60,00	-11,59	-83,83	3,02	-828,43	-495,26	-36,49	9,13	-197,21	-145,79	-125,32	-136,21
	PL	R\$ Milhões		160,17	176,14	180,63	356,49	-850,33	3.020,62	206,78	98,29	89,61	274,48	-35,24	130,49
↑	Investimento Realizado Investimento Aprovado	%	2	67,0%	84,0%	68,6%	84,0%	77,7%	84,0%	89,0%	84,0%	85,1%	84,0%	85,1%	84,0%
	Investimento Realizado	R\$ Milhões		52,90	106,68	104,96	176,12	750,95	911,34	314,65	386,40	209,70	271,25	26,73	40,16
	Investimento Aprovado	R\$ Milhões		78,93	127,00	153,09	209,66	966,56	1.084,93	353,42	460,00	246,50	322,92	31,41	47,81
↑	EBITDA ROL	%	2	-2,4%	7,5%	0,6%	15,5%	4,0%	-9,1%	7,5%	10,1%	-3,0%	-5,4%	-18,0%	-46,3%
	EBITDA	R\$ Milhões		-7,18	23,60	5,18	138,81	82,05	-175,08	86,70	133,11	-29,15	-47,16	-34,69	-74,61
	ROL	R\$ Milhões		301,20	313,63	876,13	894,68	2.070,39	1.922,50	1.162,09	1.317,80	982,50	880,31	192,48	161,10
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Dimensão Econômica)	Pontos	0,25	NP	NP	NP	NP	47,2	33,0	39,3	43,0	NP	NP	NP	NP
INDICADORES OPERACIONAIS															
↑	IASC ANEEL	%	1	48,6%	62,4%	61,6%	69,0%	58,4%	69,0%	45,7%	66,6%	50,7%	66,7%	65,2%	65,4%
↓	$DEC = \frac{\sum Cx(t) \times T(t)}{Cx}$	horas	1	66,4	44,2	26,4	22,0	60,1	53,0	34,2	33,0	31,4	31,6	11,9	11,8
↓	$FEC = \frac{\sum Cx(t)}{Cx}$	ocorrências	1	55,5	38,9	20,1	15,1	50,2	50,0	26,1	23,0	25,8	28,9	23,8	20,0
↓	Perdas Técnicas + Perdas Não Técnicas	%	2	20,99%	20,15%	27,00%	25,33%	39,06%	36,61%	30,35%	28,09%	22,82%	23,00%	12,26%	13,07%
↓	INAD = Contas vencidas / faturamento bruto	%	1	15,5%	18,3%	17,7%	18,4%	11,2%	11,5%	23,0%	24,2%	20,3%	16,4%	29,2%	22,6%
INDICADORES SOCIOAMBIENTAIS															
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Dimensão Social)	Pontos	0,25	NP	NP	NP	NP	56,0	49,0	44,8	45,0	NP	NP	NP	NP
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Dimensão Ambiental)	Pontos	0,25	NP	NP	NP	NP	42,4	33,0	29,6	29,0	NP	NP	NP	NP
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa (Alterações climáticas)	Pontos	0,25	NP	NP	NP	NP	44,8	38,0	40,8	22,0	NP	NP	NP	NP
IPCM				-4,18		-3,82		1,08		-1,79		-0,24		1,00	

	ED. Acre	ED. Alagoas	ED. Amazonas DG	ED. Piauí	Ed. Rondonia	ED. Roraima
IPCM GLOBAL	-4,18	-3,82	1,08	-1,79	-0,24	1,00
IPCM - financeiro	-5,78	-5,24	1,93	-2,60	-0,53	1,51
IPCM - operacional	-1,00	-1,00	-0,50	-0,83	0,33	0,00
IPCM - socioambiental	NP	NP	1,00	2,67	ND	ND

Legenda

NA - Não se aplica
ND - Não disponível
NP - Indicador não pactuado

* - Indicador com apuração prejudicada (componentes negativos)

Legenda: ■ acima da meta ■ entre 95% e 100% da meta ■ entre 80% e 95% da meta ■ abaixo de 80% da meta

Eletroras Holding

A Holding teve IPCM negativo que foi fortemente influenciado pelo mau resultado dos indicadores financeiros de PMSO/ROL, EBITDA/ROL e LL /PL das empresas de G&T e D. Na dimensão socioambiental o resultado superou as metas estabelecidas.

Apuração das Metas CMDE 2012 - total do ano - Eletroras Holding

Sentido Melhor Desempenho	Indicadores e Componentes	Unidade	Avaliação CMDE					
			Peso	Realizado 2010 IFRS	Realizado 2011 IFRS	Realizado 2012 IFRS	Meta 2012	Desvio
INDICADORES ECONÔMICO-FINANCEIROS								
↓	<u>PMSO Holding Ajustado sem SPEs</u> ROL Holding	%	3	69,6%	74,9%	*	55,8%	*
	PMSO Holding Ajustado sem SPEs	R\$ Milhões		2.692,76	2.860,72	3.818,65	3.170,99	-20,4%
	ROL Holding	R\$ Milhões		3.869,09	3.819,62	-5.314,00	5.682,42	-193,5%
↓	<u>PMSO Sistema Eletroras Ajustado sem SPEs</u> ROL Sistema Eletroras	%	1	46,4%	45,2%	76,9%	43,2%	-78,1%
	PMSO Sistema Eletroras Ajustado sem SPEs	R\$ Milhões		10.759,08	10.987,22	14.219,73	12.230,04	-16,3%
	ROL Sistema Eletroras	R\$ Milhões		23.172,22	24.296,99	18.481,15	28.311,58	-34,7%
↑	<u>Ebitda (Holding)</u> ROL	%	2	30,4%	25,1%	-172,1%	44,3%	-488,8%
	Ebitda (Holding)	R\$ Milhões		1.176,34	958,91	-9.143,79	2.518,76	-463,0%
	ROL	R\$ Milhões		3.869,09	3.819,62	-5.314,00	5.691,16	-193,4%
↑	<u>Ebitda (Sistema)</u> ROL	%	1	24,1%	26,9%	22,4%	29,7%	-24,8%
	Ebitda (Sistema)	R\$ Milhões		5.574,39	6.847,60	6.723,66	8.171,86	-17,7%
	ROL	R\$ Milhões		23.118,64	25.438,64	30.062,81	27.471,96	9,4%
↑	<u>Lucro Líquido Holding</u> Patrimônio Líquido Holding	%	2	2,4%	1,5%	-13,2%	3,8%	-446,9%
	Lucro Líquido Holding	R\$ Milhões		1.783,69	1.131,16	-8.816,79	3.082,65	-386,0%
	Patrimônio Líquido Holding	R\$ Milhões		74.724,77	76.286,19	66.811,29	81.044,31	-17,6%
↑	<u>Investimento Realizado Consolidado</u> Investimento Aprovado Consolidado	%	2	68,1%	79,8%	78,4%	84,4%	-7,1%
	Investimento Realizado Consolidado	R\$ Milhões		6.938,25	9.864,76	9.826,49	11.215,46	-12,4%
	Investimento Aprovado Consolidado	R\$ Milhões		10.190,81	12.363,83	12.530,29	13.288,46	-5,7%
INDICADORES DE GESTÃO, GOVERNANÇA E SOCIEDADE								
↑	Índice de Satisfação dos Colaboradores	%	1	68,3%	62,0%	NA	66,2%	NA
↑	Pontuação Obtida no Índice Down Jones	Pontos	0,5	62,00	61,00	70,00	61,00	14,8%
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa - ISE - Geral	Pontos	0,167	65,00	61,00	76,80	61,00	25,9%
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa - ISE - Governança Corporativa	Pontos	0,167	52,00	55,00	65,00	55,00	18,2%
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa - ISE - Natureza do Produto	Pontos	0,167	97,00	100,00	100,00	100,00	0,0%
IPCM				-	0,60	-6,58		

2.4.1. Estratégia de Atuação Frente às Responsabilidades Institucionais

ELETROBRAS

Investimentos

Em **2012**, o Sistema Eletrobras realizou **78,6%** do valor previsto para o orçamento global de investimentos, destacando os principais empreendimentos e seus percentuais.

Na Geração e Transmissão

Furnas: Usina Hidrelétrica de Batalha (**98,5%**), Usina Hidrelétrica de Simplicio (**93,2%**).

Eletronuclear: Usina Termonuclear de Angra III (**43,3%**).

Eletrosul: Usina Hidrelétrica São Domingos (**96,3%**) e Usina Hidrelétrica Passo São João (**100%**)

Eletronorte: Reforços e Melhorias no Sistema de Transmissão da Região Norte (**71,5%**)

Chesf: Irrigação de lotes na Usina de Itaparica (**73,2%**), Implantação de Parque Eólico Casa Nova (**47,1%**) e das Subestações Suape II,III, Recife II e Pirapama II (**79,4%**).

CGTEE: Usina Termelétrica de Candiota III (**77,2%**).

Na Distribuição

ED Amazonas Energia: Ampliação da Rede Rural de Energia- Luz Para Todos (**78,4%**).

ED Piauí: Ampliação da Rede Rural de Energia- Luz Para Todos (**99,8%**).

ED Rondônia: Ampliação da Rede Rural de Energia- Luz Para Todos (**84,7%**).

Empreendimentos com Sociedades de Propósito Específico - SPE's:

Durante o exercício de **2012**, as Empresas do Sistema Eletrobras participaram de diversos empreendimentos associadas com outras empresas na modalidade de Sociedades de Propósito Específicos - SPE's, destacando:

Usinas Hidrelétricas de Belo Monte, Jirau e Santo Antônio.

Linha de Transmissão Porto Velho (RO)/Araquara 2 (SP).

Linha de Transmissão Oriximiná (PA)/Itacoatiara-Cariri (AM) e Subestações Itacoatiara e Cariri (AM).

IV) Natureza dos Investimentos

Natureza dos Investimentos - R\$ milhões	2012	2011	%
Geração	2.388	3.138	-23,9
Transmissão	2.052	2.515	-18,4
Distribuição	1.044	779	34,0
Qualidade Ambiental	146	56	160,7
Pesquisa	20	14	42,9
Infraestrutura	274	272	0,7
Total Corporativo	5.924	6.775	-12,6
Geração	2.885	2.109	36,8
Transmissão	945	918	2,9
Total SPE's	3.925	3.027	29,7
Total dos Investimentos	9.849	9.802	0,5

A Evolução do Processo de Planejamento e Gestão do Sistema Eletrobras

Em 2012, deu-se continuidade à elaboração de Planos de Negócios 2012-2016 para cada uma das empresas Eletrobras, envolvendo um amplo processo de negociação com a holding. O trabalho foi realizado tendo como base o Plano Estratégico do Sistema Eletrobras 2010-2020, os Planos Diretores de Negócios do Sistema Eletrobras para o período 2011-2015 – com suas análises, diagnósticos, premissas e carteira de projetos e de ações – e também o Plano Diretor de Gestão do Sistema Eletrobras, com a sua respectiva carteira de projetos

Com o advento da Medida Provisória 579 de 11/09/2012 – convertida na Lei nº 12.783 de 11/01/2013 – que impactou profundamente a estratégia de atuação da Eletrobras em função dos ajustes praticados pelo Governo Federal sobre a dinâmica de operação, manutenção e expansão do Setor Elétrico Brasileiro, o processo de planejamento e gestão, que estava em curso, foi revisto, de modo a contemplar as novas condições em que as concessões vincendas foram prorrogadas. O trabalho de desenvolvimento dos Planos de Negócios das empresas Eletrobras sofreu interrupção, uma vez que uma série de premissas neles adotadas sobre geração de caixa, financiamentos e captações, estratégias de expansão foram afetadas pelas disposições introduzidas na citada MP.

Em posicionamento imediato para o realinhamento estratégico da Eletrobras à nova realidade, buscou-se a elaboração de diretrizes de curto e médio prazo contemplando as seguintes condicionantes:

- A definição de um conjunto de orientações estratégicas para desdobramento em uma carteira de projetos críticos, voltados para a gestão e para os eixos de negócios do Sistema Eletrobras;
- A incorporação pela referida carteira de projetos, de indicadores de desempenho e metas associadas, permitindo fácil acompanhamento e aferição de resultados;
- A revisitação do Plano Estratégico Corporativo para o período 2013 a 2022;
- Como consequência do item anterior, a retomada em novas bases da construção dos Planos de Negócios das Empresas Eletrobras relativos ao período 2013-2017.

As diretrizes estratégicas advindas desta readequação agrupam-se em três eixos de atuação:

- **Eficiência Operacional:** a ser buscada como objetivo de curto prazo (3 anos), contemplando ações de redução de custeio e aumento de receitas, através de uma carteira de projetos comum a todas as empresas, que reflita diretamente as condições adotadas para as projeções financeiras que suportaram a recomendação de se aceitar a prorrogação das concessões vincendas.
- **Expansão:** de forma a preservar a liderança no mercado nacional, priorizando a participação em projetos estruturantes, no país e no exterior, estritamente pautada por critérios de seleção de empreendimentos segundo sua viabilidade técnica e econômico-financeira.
- **Modelo de Negócios e de Gestão:** contemplando as dimensões econômico-financeira, societária, organizacional, jurídica, regulatório e maior eficiência na gestão dos ativos existentes, de forma a assegurar a continuidade de suas atividades e a qualidade de seus resultados.

Desempenho Operacional

Condições financeiras e patrimoniais gerais

Eletrobras alcançou um prejuízo de R\$ 6.879 milhões no ano de 2012. No mesmo período do exercício de 2011 a empresa lucrou R\$ 3.733 milhões, o que representa um decréscimo de aproximadamente 284% no seu resultado. No 4º trimestre a empresa registrou um prejuízo no valor de R\$ 10.499 milhões contra um lucro de 557 milhões no mesmo período, que resultou em uma variação de 1.985%. Cabe ressaltar, que desconsiderando os efeitos contábeis ocasionados pela publicação da lei 12.783/2013 e MP 591/2012 na ordem de R\$ 10.085.380 mil, a empresa apresenta um resultado operacional positivo na ordem de R\$ 2.769 milhões. Os efeitos da Lei 12.783/2013 e MP 591/2012 que impactaram negativamente o resultado da Eletrobras estão segregados da seguinte forma:

Geração:

Perdas de R\$ 1.802.402 Mil na indenização;

Perdas de R\$ 2.825.060 Mil com ajustes a VNR(valor novo de reposição);

Perdas de R\$ 1.591.200 Mil com contratos onerosos;

Perdas de R\$ 1.119.198 Mil referente à impairment.

Transmissão:

Perda de R\$ 1.242.395 Mil na indenização;

Perda de R\$ 331.602 Mil com ajustes à VNR(valor novo de reposição);

Perda de R\$ 1.491.195 Mil referente à Contratos Onerosos;

Perda de R\$ 41.511Mil referente à impairment;

Distribuição:

Ganho da ordem de R\$ 359.182 Mil com ajustes à VNR(valor novo de reposição);

A receita financeira líquida fundamentalmente decorrente dos financiamentos e empréstimos concedidos gerou um ganho de R\$ 3.254 milhões, mantendo o ganho em linha, em relação ao exercício anterior (R\$ 3.106 milhões). Devido a Lei 12.783/2013 e MP 591/2012 há uma atualização monetária positiva do valor a receber de indenização na ordem de R\$ 326.379 mil com atualização.

Em 2012 a ELETROBRAS registrou um ganho cambial de R\$ 577 milhões, contra R\$ 750 milhões em 2011. No tocante às variações monetárias decorrentes dos níveis internos de preços, no exercício de 2012 a Companhia verificou um ganho de R\$ 947 milhões, enquanto que em 2011, foi apurado um ganho de R\$ 1.016 milhão.

A Eletrobras encerrou o ano de 2012 com uma dívida líquida de aproximadamente R\$ 17.703 milhões, resultante do seu endividamento total de R\$ 49.651 milhões e de seu saldo de caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários R\$ 11.456 milhões. O patrimônio líquido da Eletrobras no final do exercício de 2012 corresponde a R\$ 67.084 milhões.

Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

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 2012 o índice de alavancagem financeira foi de 40%.

V) Dívida Líquida

Em R\$	31/12/2012
Total dos Empréstimos	49.651.200
(-) Caixa e Equivalente Caixa	4.475.047
Dívida Líquida	45.226.153
(+) Total do Patrimônio Líquido	67.178.418
Total do Capital	112.404.571
Índice de alavancagem financeira	40%

A seguir tabela demonstrando a dívida da Eletrobras em 31.12.2012, controladora:

VI) Dívida Bruta

31.12.2012	em R\$ mil			
	Encargos Circulante		Principal	
	Tx. Média	Valor	Circulante	Não Circulante
Moeda Estrangeira				
Instituições Financeiras				
BID	4,400%	8.782	38.021	171.097
BIRD	1,254%	138	88	3.439
CAF	2,540%	49.927	330.236	1.862.531
KFW	2,000%	717	0	35.832
Eximbank	2,000%	5.466	52.067	234.296
BNP Paribas	1,394%	8.043	70.769	595.628
Outras	5,880%	1.457	9.909	10.184
Bônus		0	0	0
Dresdner Bank	7,750%	54.299	0	613.050
Santander 1.75 BI	5,750%	3.576.125	0	3.576.125
Credit Suisse	6,875%	160.561	0	2.043.500
Moeda Nacional				
RGR				
Outras		11.869	123.649	33.254
Total		3.877.383	624.741	9.178.934

Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes

As principais fontes de financiamento para capital de giro e investimento em ativos não circulantes da Eletrobras são (i) sua própria geração de fluxo de caixa operacional, (ii) empréstimos recebidos

de diversas fontes nacionais e internacionais, inclusive o Fundo RGR, o BNDES, CEF e certas agências internacionais e (iii) recursos decorrentes de diversas aplicações que a Eletrobras realiza com o Banco do Brasil S.A., tendo em vista que a Eletrobras é obrigada por lei a depositar neste banco quaisquer de seus excedentes de ativos em dinheiro.

Os produtos dos financiamentos concedidos à Eletrobras têm sido usados geralmente para capital de giro e para financiar a expansão de seus sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

A geração de caixa operacional da Eletrobras é suficiente para cumprir as obrigações de capital de giro e passivo circulante. Caso os Diretores da Eletrobras entendam ser necessário contrair empréstimos para financiar as obrigações de capital de giro e passivo circulante da Eletrobras, os mesmos acreditam que a Eletrobras tem capacidade para contratá-los atualmente.

Caso seja necessário para realizar investimentos em ativos não-circulantes, a Eletrobras pode vir a obter financiamentos junto ao BNDES, CEF e Agências Multilaterais tais como BID, BIRD, CAF e JBIC, além de realizar operações junto a instituições financeiras, principalmente na modalidade A/B Loan e ou ainda emitir bônus no mercado internacional.

Os prazos dos financiamentos, empréstimos ou títulos que vierem a ser emitidos não de ser compatíveis com o cronograma de construção dos projetos de geração e transmissão de energia da Eletrobras, da mesma forma que o custo tem que ser adequado ao fluxo de caixa do projeto, considerando as características de competição dos leilões de concessão de geração e transmissão de energia.

Contratos de empréstimo e financiamento relevantes

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. Em 2011 foi celebrado contrato com o BIRD no valor de US\$ 495,000 destinados a investimentos nas empresas de distribuição do Sistema Eletrobras, principalmente com o objetivo de redução do nível de perdas. Desse valor só foram sacados US\$ 1,237, em maio de 2011, para pagamento de taxa do próprio empréstimo, além de US\$ 400 até dezembro de 2012 ficando o saldo restante a ser sacado.

Nos contratos tipo empréstimos na modalidade A/B Loan, entre a CAF e bancos comerciais, sem garantia da União, a Companhia possui cláusulas usualmente praticadas no mercado, dentre as quais, existência de garantias corporativas, alteração de controle societário, conformidades às licenças e autorizações e limitação à venda significativa de ativos. Ainda, seguindo as cláusulas usuais de mercado, há dois contratos de financiamento coordenados pelo BNP e CDB, assinados em 2007, no valor de US\$ 149,000 e de US\$ 281,000, sem garantia da União, mas que se tornaram efetivos somente em 2008. Os recursos desses dois contratos foram destinados ao financiamento da Usina Termelétrica de Candiota II, Fase C, da CGTEE.

Em 1º de novembro de 2012, houve a assinatura da segunda tranche do contrato de financiamento celebrado junto ao KfW, no valor de EUR 45,900, com garantia da União, contando com 5 anos de carência e prazo total de 30 anos e taxa de juros média de 2,93% ao ano. Os recursos serão destinados ao projeto do Complexo de São Bernardo, pertencente à Eletrosul, que visa à implantação de 4 PCHs no estado de Santa Catarina. O contrato de empréstimo relativo a Tranche 1 foi assinado em 12 de dezembro de 2008, no valor de EUR 13,294.

Foi também assinado, em 21 de dezembro de 2012, o contrato de financiamento junto à Caixa Econômica Federal, no valor de R\$ 3.800.000, cujos recursos serão destinados à aquisição de máquinas e serviços importados da Usina nuclear de Angra III. Este contrato conta com garantia da União, taxa de juros de 6,5% ao ano e prazo de 25 anos de repagamento (com 5 anos de carência).

Além dos bônus emitidos em 2005, de US\$ 300,000, com o antigo Dresdner Bank AG, bem como outra emissão realizada pelo Credit Suisse em 2009, de US\$ 1,000,000, a Companhia emitiu notas no valor de US\$ 1,750,000, em operação conjunta dos bancos Santander e Credit Suisse, em outubro de 2011. Os recursos obtidos no mercado internacional, por meio das emissões citadas, foram destinados ao fundo financiador do Programa de Investimentos das empresas do Sistema Eletrobras.

Em outubro de 2012, a subsidiária Furnas celebrou um contrato de financiamento junto ao Banco do Brasil, no valor R\$ 750.000, com prazo total de pagamento de 6 (seis) anos, amortizados via bullet no último dia do contrato, contando com juros remuneratórios de 107,3% sobre a taxa média do Certificado de Depósito Interbancário – CDI. Os recursos contratados serão destinados ao programa de investimento da controlada e contam com o aval corporativo da Companhia.

Foram celebrados 2 (dois) contratos de financiamento entre a RS Energia – empresa que tem 100% do seu capital social pertencente a subsidiária Eletrosul – e o BNDES, com o objetivo de financiar a construção e operacionalização de Linhas e Subestações de Transmissão localizadas no estado do Rio Grande do Sul, objeto de concessão através do leilão da Aneel nº 008/2010.

O primeiro contrato de financiamento foi assinado em 04 de abril de 2012, no valor de R\$ 41.898, a uma taxa de juros média de 1,96% ao ano acrescidos da TJLP, sendo a amortização realizada via SAC, por um período de 168 meses. O segundo contrato de financiamento foi assinado em 30/04/2012, no valor complementar de R\$ 9.413, contando com as mesmas condições de juros e prazo do financiamento anterior. Vale ressaltar que os dois contratos contam com a interveniência e fiança corporativa da Companhia.

componentes importantes da receita

A receita da Controladora é composta pela comercialização da Energia de ITAIPU e embora apresentado em linha destacada, há também o resultado de participações societárias.

destaques do resultado consolidado de 2012:

- Receita Operacional Líquida: R\$ 34.064 milhões (16,6% superior em relação a 2011)
- Resultado Operacional: R\$ 1.668 milhões (redução de 56,3% em relação a 2011), influenciado principalmente pela Provisão Operacional, que apresentou aumento de R\$ 2,5 bilhões em relação a 2011 () e pelo Repasse de Itaipu.
- Pessoal, Material e Serviços (PMS): R\$ 8.439 milhões em 2012 (10,0% superior a 2011).
- PMS/ROL: 24,8%, 1,5 ponto percentual inferior a 2011.
- Ebitda Consolidado Ajustado: R\$ 5.520 milhões, 8,4% inferior a 2011. Dentre as variáveis que influenciaram essa redução se destacam: receita do Repasse de Itaipu, que passou de R\$ 836 milhões em 2011 para R\$ 414 milhões em 2012; e as provisões para Impairment, que passaram de R\$ 435 milhões em 2011 para R\$ 1.059 milhões para em 2012.
- Resultado Líquido da Variação Cambial: R\$ 421 milhões (37,1% inferior a 2011).
- Repasse de Itaipu, R\$ 414 milhões (50,5% inferior a 2011).
- Efeitos Atípicos (impairment, contratos onerosos e indenizações): R\$ 11.693 milhões

VII) Principais Indicadores (Consolidado)

valores em R\$ Milhões			
Receitas Operacionais	2012	2011	%
Receita Operacional Líquida	34.064	29.211	17%
Pessoal, Material e Serviço	-8.439	-7.671	10%
PMS / Receita Operacional Líquida	24,8%	26,3%	-1,5 p.p
Financiamentos à Pagar e debentures – sem RGR (1)	41.506	34.485	20,4%
Caixa, Títulos e Valores Mobiliários	11.456	16.611	-31,0%
Financiamentos à Receber – sem RGR	6.478	6.448	0,5%
Dívida Líquida (2)	23.572	11.427	106,3%
Patrimônio Líquido	67.281	77.202	-13%
Lucro Líquido	-6.879	3.733	-284%
Lucro Líquido / Patrimônio Líquido	-10%	5%	-15 p.p
EBITDA (Item I.4.1)	-6.173	6.028	-202%
Margem Ebitda	-18%	21%	-39 p.p.

(1) O valor contém parcela da dívida de Itaipu para com terceiros

(2) Dívida Líquida= Financiamentos a pagar e debentures (sem RGR)– Caixa, Títulos e Valores Mobiliários – Financiamentos a Receber (sem RGR)

VIII) Resultado do Consolidado (R\$ milhões)

valores em R\$ Milhões		
2012	2011	
34.064	29.211	Receita Operacional Líquida (a)
-8.439	-7.671	(-) Pessoal, Material e Serviços
-4.574	-3.386	(-) Energia comprada para revenda
-1.764	-1.421	(-) Uso da rede elétrica
-5.027	-4.280	(-) Construção
-709	-163	(-) Combustível para produção de energia elétrica
-1.652	-1.329	(-) Remuneração e Ressarcimento
-1.775	-1.724	(-) Depreciação e amortização
10.125	9.238	
469	483	Participações societárias
-5.327	-2.849	Provisões operacionais
-3.130	-2.568	Outros resultados
2.137	4.304	
2.499	2.422	Receita de juros e aplicações financeiras
858	653	Atualização monetária
421	670	Variação cambial
-2.334	-1.709	Encargos da dívida
-572	-1.179	Encargos de Recursos de Acionistas
-240	-623	Outros resultados financeiros
2.769	4.539	
-	0	Perdas - Lei 12.783/2013
10.085	390	Imposto de Renda e Contribuição Social
-6.926	3.762	Lucro líquido do período
47	-29	Participação atribuída aos não controladores
-6.879	3.733	Lucro líquido Consolidado

IX) Demonstração do Fluxo Financeiro de Projetos ou Programas Financiados com Recursos Externos.

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

Empresa	Empreendimento	Valor Liberado em 2012 (em R\$ milhões)	Valor Liberado até 2011 (em R\$ milhões)
Eletrobras CGTEE	UTE Candiota 2, Fase C	-	-
Eletrobras Eletrosul	PCH's do Complexo São Bernardo	-	1,4

Este item não se aplica ao Cepel.

Conta de Consumo de Combustível – CCC – Sistemas Isolados

A CCC foi criada pela Lei 5.899/1973 e regulamentada pelo DEC 73.102/1973 com o objetivo de ratear os ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis, para atender às necessidades dos Sistemas Interligados. Em 1992 passou a considerar a cobertura dos Sistemas Isolados, e posteriormente, em 1998, a cobertura dos empreendimentos sub-rogados ao Fundo, com intuito de buscar a economicidade e a substituição de derivados de petróleo.

Com o advento da MP 466/2009, convertida na Lei 12.111/2009, regulamentada pelo DEC 7.246/2010, a CCC passou a reembolsar o Custo Total da Geração - CTG e não mais somente os combustíveis, como feito desde a sua criação. Este novo diploma legal não alterou a forma da captação de recursos, sendo mantidos os recolhimentos de duodécimos pelas empresas distribuidoras, permissionárias e transmissoras de energia elétrica. Os beneficiários da CCC são as empresas atuantes nas áreas não integradas ao Sistema Interligado Nacional - SIN, localizados em sua imensa maioria na região Norte do Brasil, tendo o subsídio função de levar para os consumidores destes Sistemas Isolados uma tarifa de energia elétrica a um custo semelhante ao pago pelos consumidores do SIN.

Estão incluídos no CTG os combustíveis e suas despesas acessórias, o custo da geração própria e as contratações de potência e energia elétrica, sendo descontado desse total o valor hipotético da energia, se adquirida no ambiente de contratação regulada. Também faz parte dos custos da CCC a recuperação para o empreendedor dos custos de projetos que trazem economicidade atual ou futura para o fundo, ou que reduzam a utilização de combustíveis fósseis, representados pelo investimento em linhas de transmissão, instalação de pequenas centrais hidroelétricas e eficientização de máquinas.

A partir da publicação da MP 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, e da MP 605/2013, ambas regulamentadas pelo DEC 7.891/2013, foi incluído no cálculo do reembolso da CCC, a partir do ano de 2013, a figura do nível eficiente de perdas como redutor e, no caso das receitas, determinou a exclusão desse encargo das tarifas de todas as concessionárias do País, passando o custo da CCC a ser suprido via Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

No decorrer de 2012, foram arrecadados, por meio das quotas mensais das empresas distribuidoras, transmissoras e permissionárias, R\$ 4.837 milhões, que, com o acréscimo de cerca de R\$ 391 milhões, provenientes de multas, parcelamentos, aplicações e outros, permitiram repasses da ordem de R\$ 5.447 milhões, sendo R\$ 159 milhões para as sub-rogações e o restante para cobertura dos demais custos de geração de energia elétrica.

X) Ingressos e Aplicações em 2012:

Movimentação	(R\$ milhões)
Ingressos:	5.229
Quotas Distribuidoras	4.345
Quotas Permissionárias	27
Quotas Transmissoras	465
Parcelamentos	171
Rendimento de Aplicações Financeiras	217
Outras Fontes	4
Aplicações:	5.447
Custo Total da Geração	5.288
Sub-rogações	159
Outras Aplicações	-

2.4.2. Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica:

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.

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, estruturando-se para ter 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.

A ELETROBRÁS, ao longo dos anos, financiou e capitalizou suas distribuidoras na expectativa de obter retorno na forma de juros e amortização ou como dividendos e juros sobre capital próprio.

Porém, as condições dos financiamentos concedidos pela ELETROBRÁS e a postergação do pagamento da dívida resultou em um aumento do endividamento das distribuidoras, em níveis superiores à sua efetiva capacidade de pagamento, culminando com a autorização de aumentar o capital das EDE, mediante a capitalização dos créditos da ELETROBRAS decorrente do saldo devedor dos financiamentos concedidos com recursos ordinários, num montante superior a R\$ 2,2 bilhões.

Concomitantemente foram criadas novas regras de governança corporativa mediante a celebração de um Contrato de Metas de Desempenho Empresarial - CMDE, através do qual a distribuidora se comprometeu a dar cumprimento às orientações estratégicas ali definidas, visando o atendimento de metas e resultados estabelecidos pela Holding.

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

Ressalta-se que em 2011 a ELETROBRAS conseguiu recuperar R\$ 455 milhões dos clientes inadimplentes das suas seis distribuidoras e vem aumentando suas ações para reduzir o máximo as ligações clandestinas, investindo na blindagem de parte de sua rede de distribuição, bem como no monitoramento do consumo de grandes clientes por meio da telemedição.

No exercício de 2012, em continuidade aos objetivos estratégicos e empresariais definidos no Plano Diretor de Negócios 2011 – 2015, as Empresas de Distribuição da Eletrobras (EDE) obtiveram resultados positivos quando comparado aos anos anteriores.

Em um ambiente econômico promissor, cujo fornecimento de energia elétrica tem crescido a taxas

médias de 3,5%, as EDE obtiveram um crescimento de 12,1%. Em 2012, foram incorporados ao cadastro 163.873 novos consumidores, representando crescimento de 4,7% em relação a 2011, alcançando 3.653.609 consumidores, distribuídos nos 463 municípios do Estado do Amazonas, Acre, Alagoas, Piauí, Rondônia e do Município de Boa Vista.

No ano de 2012, foram ampliadas as redes de distribuição em 11.363 km, bem como foram iniciados diversos projetos importantes, que perfizeram um investimento de R\$ 1,459 bilhão, que irão garantir o atendimento a demanda crescente de energia elétrica na área de concessão.

No campo da responsabilidade socioambiental, as EDE, por meio do Programa Luz para Todos, até o fim de 2012, levou eletricidade a 417.139 domicílios rurais, atingindo 97,6% do termo de compromisso de 427.556.

Ao findar o ano de 2012, e iniciar um novo ciclo, no qual se insere um importante momento, o da renovação das concessões de distribuição, as Empresas de Distribuição da Eletrobras renovam seu compromisso de ofertar com confiabilidade energia elétrica de qualidade, a preços módicos para os consumidores e com o retorno esperado para os seus acionistas.

Comercialização de Energia Elétrica

Em 2012 o Mercado Faturado foi de 15.236 GWh e cresceu 12,1 % em relação a 2011, sendo que nos últimos anos vinha crescendo numa taxa de 7% a.a. É um crescimento bastante expressivo, levando-se em consideração que ele ocorreu em um ano de baixo crescimento econômico, onde a taxa do PIB não deve superar a 1,0 %. Neste período o mercado brasileiro de eletricidade cresceu 3,6%.

Atribuimos esse crescimento substancial de 2012 à dinâmica do mercado das Regiões atendidas e ao plano de recuperação das perdas. Nessa área, registramos o êxito das ações de fiscalização e de regularização de unidades consumidoras, com a cobrança da energia deixada de faturar em anos anteriores, bem como a melhorias no processo de faturamento.

Todas as Classes de Consumo tiveram crescimento expressivo, sendo que se destaca a Classe Rural com taxa de 20,9%, bastante influenciada pela atividade de irrigação, tendo em vista a seca histórica ocorrida na Região Nordeste.

A Classe de Consumo de menor crescimento foi a Industrial, com taxa de 5,6 %, pelos efeitos negativos da queda da produção industrial em Manaus e da migração para consumidor livre de uma grande indústria do Piauí.

A Carga de Energia consolidada cresceu 7,8% e as Perdas Totais reduziram de 34,2% para 31,0%, aumentando a margem entre a Energia Comprada e a Energia Faturada em todas as Distribuidoras. Do crescimento de 12,1 % do Mercado Faturado, atribuimos cerca de 3,0 % ao crescimento do número de consumidores, 5,0 % ao aumento do consumo médio e 4% às ações de combate às perdas.

A carga de energia que atendeu ao mercado faturado e cobriu as perdas técnicas e comerciais, foi em parte gerada pelas próprias empresas (28%), em parte contratada de terceiros (15%) e em parte contratada no Ambiente de Contratação Regulado – ACR (57%).

No cômputo geral a energia disponibilizada foi 2,19% maior do que a carga de energia. A energia contratada no ACR e não consumida pelo mercado foi liquidada no mercado de curto prazo gerido pela CCEE.

XI) Fornecimento Consolidado

Fornecimento Consolidado de Energia Elétrica - (GWh)						
Classe	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Residencial	3.331	3.753	4.030	4.574	4.906	3.144
Comercial	2.009	2.226	2.378	2.662	2.874	5.565
Industrial	2.465	2.628	2.443	2.814	2.978	3.316
Rural	400	490	508	539	586	708,803
Outras Classes	1.561	2.061	2.159	3.746	2.316	2.503
Total	9.766	11.158	11.518	14.335	13.660	15.236

XII) Fornecimento Empresa e por Classe de Consumo 2012:

ED - Roraima	
Classe de consumo	Em MW por Classe
Residencial	14.239
Comercial	297.843
Industrial	138.374
Rural	12.830
Outros	121.982
Total	585.268

ED - Alagoas	
Classe de consumo	Em MW por Classe
Residencial	584.373
Comercial	1.094.798
Industrial	633.334
Rural	210.218
Outros	484.249
Total	3.006.972

ED -Piauí	
Classe de consumo	Em MW por Classe
Residencial	227.822
Comercial	1.194.233
Industrial	572.242
Rural	128.646
Outros	504.887
Total	2.627.830

ED - Rondônia	
Classe de consumo	Em MW por Classe
Residencial	457.204
Comercial	1.060.689
Industrial	603.134
Rural	249.313
Outros	342.744
Total	2.713.084

ED -Acre	
Classe de consumo	Em MW por Classe
Residencial	43.823
Comercial	362.026
Industrial	188.643
Rural	38.943
Outros	178.267
Total	811.702

Amazonas Energia	
Classe de consumo	Em MW por Classe
Residencial	1.816.288
Comercial	1.555.129
Industrial	1.180.408
Rural	68.853
Outros	870.742
Total	5.491.420

Revisão Tarifária

Os índices de reajuste das tarifas das Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica estabelecidos pela ANEEL em 2012 encontram-se na tabela abaixo.

XIII) Índice de Reajuste Tarifário

Índice de Reajuste Tarifário – IRT 2012	ED Acre	ED Alagoas	Amazonas Energia	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima
IRT Econômico	5,05%	7,83%	2,36%	8,80%	20,48%	1,73%
Componentes Financeiros	0,41%	1,37%	-1,42%	0,19%	-7,26%	0,78%
IRT Total	5,46%	9,20%	0,94%	9,00%	13,22%	2,51%
Efeito Médio Consumidor Cativo (preliminar)	8,80%	10,24%	-2,09%	6,07%	7,24%	4,54%
Diferimento ¹	R\$ 50 mi	-	-	-	-	-
Efeito Médio Consumidor Cativo (final)	8,80%	10,24%	-2,09%	6,07%	7,24%	4,54%

¹ A ser considerado como componente financeiro no cálculo do próximo reajuste tarifário da ED Acre, em 2012, atualizado pela variação do IGP-M.

Controle de Perdas Comerciais

Durante o ano de 2012 as seis Empresas de Distribuição da Eletrobras - EDE apresentaram redução dos níveis percentuais de Perdas Totais de forma consolidada, o índice foi reduzido em 3 pontos percentuais, registrando 31,01% em dezembro de 2011, conforme quadro analítico.

As principais ações foram o incremento nas fiscalizações das unidades consumidoras, a renovação do parque de medidores, a regularização de clandestinos e o início do Projeto Energia+.

Para o exercício de 2013 estão previstos quatro projetos com financiamento do Banco Mundial visando à implantação de infraestrutura avançada para telemedição e monitoramento de UC e para blindagem da rede. O investimento total previsto para estes projetos é de cerca de R\$609 milhões.

XIV) Perdas Técnicas e Não Técnicas

Empresas Eletrobras	Perdas Técnicas (%)		Perdas não Técnicas (%)		Perdas Totais (%)	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Amazonas Energia	7,71	7,71	31,35	34,13	39,06	41,84
ED Acre	11,87	11,87	9,12	11,51	20,99	23,38
ED Alagoas	8,42	8,42	18,58	21,53	27,00	29,95
ED Piauí	13,16	12,45	17,19	20,58	30,35	33,03
ED Rondônia	12,74	12,74	10,08	15,04	22,82	27,78
ED Roraima	6,62	6,62	5,64	9,16	12,26	15,78

DEC/FEC

Em 2012, os indicadores de qualidade dos serviços de restabelecimento da energia elétrica nas Empresas de Distribuição da Eletrobras, de forma consolidada, continuaram praticamente no mesmo patamar do ano anterior.

Observando os indicadores por empresas constatam-se os seguintes resultados:

A Eletrobras Amazonas Energia obteve índices 60 para o DEC e 50 para o FEC, enquanto que os admitidos são um DEC de 62 horas e FEC de 62 interrupções. Em relação ao ano anterior o DEC aumentou 10% e o FEC diminuiu 1%.

A ED Acre teve um aumento nos seus índices em comparação com o ano anterior, passando os valores de DEC de 46 para 66 e os de FEC de 45 para 55. Os indicadores da empresa ficaram acima dos limites admitidos pela ANEEL.

Em 2012, a ED Alagoas obteve o índice de DEC de 26 horas e de FEC de 20 interrupções. Estes valores são maiores que os praticados no ano anterior, onde o DEC foi 25 e o FEC 17.

De 2011 para 2012, os indicadores da ED Piauí diminuíram. O DEC foi de 42 para 34 e o FEC passou de 30 para 26. No ano de 2012 os limites definidos de DEC e FEC pela ANEEL para a concessionária foram 26 e 21, respectivamente.

Os indicadores de qualidade da ED Rondônia ficaram abaixo tanto dos limites admitidos pela ANEEL quanto pelo CMDE. Com relação ao ano passado, o DEC foi 7 horas menor e o FEC com 3 interrupções a menos.

Por último, a ED Roraima finalizou o exercício de 2012 com índices abaixo dos que são exigidos pela ANEEL, apesar de seus indicadores de qualidade estarem acima dos valores pactuados pelo CMDE. Verificou-se um DEC de 12 horas e FEC de 24 interrupções.

Contribuíram para estes resultados, além das intempéries regionais, as quantidades de falhas acidentais causadas por defeito nos materiais e equipamentos utilizados, assim como o contato de árvores e animais na rede. Houve também alguns atrasos em obras para melhoramento da malha elétrica, impactando negativamente nos índices de qualidade de energia elétrica.

Como forma de melhorar os índices de qualidade, estão sendo reforçadas as podas de árvores, trocados transformadores de distribuição por outros mais potentes e construídas novas subestações. Também está sendo prevista a colocação e manutenção de religadores, alimentadores, reguladores na rede e outros equipamentos, além da revisão dos ajustes na proteção dos equipamentos.

XV) DEC/FEC

Interrupções de Fornecimento por Consumidor (DEC) - Hora/Ano						
Ano	ED Acre	ED Alagoas	Amazonas Energia	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima
2010	45	20	72	41	32	17
2011	46	25	55	42	38	13
2012	66	26	60	34	31	12
Variação 2012x2011 (%)	44%	3%	10%	-18%	-17%	-6%
Frequência de Interrupções por Consumidor (FEC) - nº Interrupções/Ano						
Ano	ED Acre	ED Alagoas	Amazonas Energia	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima
2010	44	14	60	32	30	22
2011	45	17	51	30	29	21
2012	55	20	50	26	26	24
Variação 2012x2011 (%)	23%	22%	-2%	-13%	-11%	14%

Inadimplência

O total da inadimplência ativa dos consumidores para com as empresas de Distribuição da Eletrobras em 2012, compreendendo somente o valor histórico, sem multas, juros e correção monetária, é de R\$ 1,173 bilhão.

Este montante cresceu 13% em relação a 2011 frente a um aumento no faturamento de 18%, o que resultou numa melhoria dos níveis dos índices de controle.

As medidas desenvolvidas que levaram à redução dos níveis da inadimplência em relação ao faturamento foram fruto do cumprimento rigoroso da Régua de Cobrança, que prevê ações operacionais sistemáticas de suspensão do fornecimento pelo atraso no pagamento, negativação junto aos organismos de restrição de crédito (SERASA e CADIN) e ações judiciais.

Além disto, foram equacionados débitos emblemáticos importantes, mediante negociações e deslinde de ações judiciais, além de campanhas de incentivo à adimplência.

XVI) Inadimplência Consolidada

Inadimplência Consolidada das Distribuidoras (R\$ mil)						
Classe	2012	2011	2010	2009	2008	Varição 2012x2011 (%)
Residencial	359.118	232.059	190.263	268.284	246.026	55%
Comercial	153.288	134.395	113.286	127.318	119.908	14%
Industrial	185.212	230.392	194.757	203.012	171.969	-20%
Rural	72.683	69.317	60.258	53.356	46.457	5%
Poder Público	127.106	111.757	118.444	125.093	98.997	14%
Serviço Público	237.998	226.225	221.374	203.979	276.020	5%
Iluminação Pública	37.566	37.732	52.147	52.449	64.843	0%
Total	1.172.971	1.041.877	950.529	1.033.491	1.024.220	13%

XVII) Inadimplência por Distribuidora

ED-Roraima	
Classe de Consumo	Em R\$ mil
Residencial	20.641
Comercial	934
Industrial	3.196
Rural	892
Poder Público	29.562
Serviço Público	12.909
Iluminação Pública	0
TOTAL	68.135

ED-Alagoas	
Classe de Consumo	Em R\$ mil
Residencial	50.291
Comercial	68.889
Industrial	35.498
Rural	37.059
Poder Público	12.191
Serviço Público	4.810
Iluminação Pública	5.087
TOTAL	213.824

ED-Piauí	
Classe de Consumo	Em R\$ mil
Residencial	96.260
Comercial	23.356
Industrial	37.545
Rural	15.154
Poder Público	22.646
Serviço Público	106.915
Iluminação Pública	10.231
TOTAL	312.107

ED-Rondônia	
Classe de Consumo	Em R\$ mil
Residencial	84.062
Comercial	19.368
Industrial	24.344
Rural	12.886
Poder Público	14.469
Serviço Público	85.017
Iluminação Pública	17.096
TOTAL	257.242

ED-Acre	
Classe de Consumo	Em R\$ mil
Residencial	34.954
Comercial	3.283
Industrial	9.681
Rural	3.749
Poder Público	12.311
Serviço Público	1.060
Iluminação Pública	3.404
TOTAL	68.443

Amazonas Energia	
Classe de Consumo	Em R\$ mil
Residencial	72.910
Comercial	69.381
Industrial	43.024
Rural	2.942
Poder Público	35.927
Serviço Público	27.285
Iluminação Pública	1.749
TOTAL	253.219

Atendimento aos Clientes

XVIII) Distribuição de Postos de Atendimento

A adição de novos consumidores ao mercado foi expressiva, com a incorporação de 163.873 novas unidades consumidoras, num crescimento de 4,7%, totalizando ao final do exercício 3,65 milhões de clientes, fruto do crescimento vegetativo, das ações de regularização de clandestinos, do Programa Minha Casa Minha Vida e do Programa Luz para Todos.

Os números apresentados para as operações de atendimento refletem as diversas melhorias implantadas, tanto na qualidade do atendimento, quanto no aperfeiçoamento de nossas operações comerciais e técnicas.

Dentre as melhorias no atendimento destacamos o favorecimento ao acesso, através da implantação de novos canais, principalmente os Terminais Automáticos e a internet.

De forma destacada, registramos a implantação de nova Central de Teleatendimento (CTA) nas Empresas de Distribuição. Além da estrutura em cada Estado, a CTA dispõe de uma base comum, que permite otimizar a sua operação em termos de custos e de cumprimento dos padrões de qualidade de serviço.

Destaca-se o recadastramento dos consumidores classificados como baixa renda, com a inclusão de mais de 270 mil clientes que passaram a receber o benefício da tarifa social, correspondendo a um crescimento de 59% na base anterior.

Descrição	2012 (unidade)	2011 (unidade)	Varição 2012x2011 (%)
Total de Consumidores	3.653.609	3.489.736	5
Total de Municípios Atendidos	463	463	0
Quantidade de Agência de Atendimento/Postos de Atendimento	480	526	-9
Total de atendimentos Realizados (Agência e Postos)	1.771.363	2.569.731	-31
Quantidade de Pontos de Atendimentos	530	526	1
Total de Ligações Atendidas (CTAs)	4.977.675	6.327.783	-27

Unidades Consumidoras por Classe	2012 (unidade)	2011 (unidade)	Varição 2012x2011 (%)
Industrial	12.903	12.816	0,7
Residencial	3.103.062	2965.428	4,6
Comercial	266.020	254.915	4,4
Rural	222.516	210.358	5,8
Outros	49.108	46.219	6,3
Total	3.653.609	3.489.736	4,7

Investimentos

O crescimento do Mercado e a obsolescência do sistema elétrico das Distribuidoras levam para um elevado investimento nessas empresas. Considerando ano de 2012, a média do valor investido (R\$) por número de consumidores nas EDE, R\$ 405,20/consumidor, é maior do que o dobro da média das 37 principais distribuidoras do país, R\$ 154,23/consumidor.

O investimento em 2012 aumentou em 31% em relação a 2011. Além do mais, em relação ao orçamento revisado, o investimento em 2012 teve um desempenho melhor. Enquanto em 2011 as Distribuidoras da Eletrobras realizaram 65,7% do orçamento, em 2012 essa relação foi de 80%. As empresas que obtiveram melhor resultado foram a ED-Piauí com realização de 89%, ED-Rondônia E a ED-Roraima, ambas com 85% de realização.

Os investimentos se concentraram, principalmente, no segmento de Distribuição (41,6% do orçamento de investimento realizado), seguida pelo Programa Luz Para Todos (29,6%) e Geração (18,9%).

XIX) Investimento por Distribuidora

Investimentos - Empresas Eletrobras	2012 (R\$ mil)	2011 (R\$ mil)	2010 (R\$ mil)	Varição 2012x2011 (%)
ED Acre	52.903	39.786	58.112	33%
ED Alagoas	104.962	86.110	138.032	22%
Amazonas Energia	750.954	503.822	489.831	49%
ED Piauí	314.648	299.974	275.916	5%
ED Rondônia	209.704	154.359	154.508	36%
ED Roraima	26.726	32.680	10.270	-18%
Consolidado	1.459.897	1.116.731	1.126.668	31%

XX) Ebitida por Distribuidora

EBITDA (R\$ milhões)						
	Roraima	Alagoas	Piauí	Rondônia	Acre	Amazonas Energia
2011	-143,1	-53,3	97,1	-90,3	-42,8	-9,9
2012	-106,3	-98,5	22,1	-227,6	-51,6	-241,6

Receita Operacional Líquida

XXI) Receita Operacional Líquida por Distribuidora

Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)						
	Roraima	Alagoas	Piauí	Rondônia	Acre	Amazonas Energia
2011	159,1	705,0	805,2	723,4	262,2	1.611,7
2012	192,5	876,1	1.162,1	982,5	301,2	2.070,4

Evolução do Lucro Líquido / Prejuízo Líquido

XXII) Evolução do Lucro Líquido/Prejuízo Líquido por Distribuidora

Evolução do Lucro Líquido / Prejuízo (R\$ milhões)						
	Roraima	Alagoas	Piauí	Rondônia	Acre	Amazonas Energia
2011	-174,4	-48,5	41,9	-139,2	-86,3	-626,2
2012	-125,4	-83,8	-36,5	-197,2	60,0	-828,4

CEPEL

XXIII) Índice de Satisfação de Clientes Externos

O Cepel possui o indicador de qualidade, "Pesquisa de Satisfação dos Clientes Externos" que permite uma constante avaliação e aperfeiçoamento dos trabalhos desenvolvidos para os serviços prestados pelos laboratórios de ensaio e de calibração.

A fonte de dados do índice é um sistema informatizado, com acesso controlado por login, que encaminha a pesquisa de satisfação para todos os clientes, via mensagem eletrônica. Os dados compilados são analisados durante as reuniões de análise crítica do Sistema de Gestão da Qualidade.

Satisfação de Clientes Externos: Janeiro a Dezembro de 2012

Valor desejado: $\geq 4,5$ nos últimos doze meses

Valor aceitável: $\geq 4,0$ nos últimos doze meses

NOME DO INDICADOR	DESCRIÇÃO DO INDICADOR	FÓRMULA DE CÁLCULO	META	REALIZADO
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.	Média ponderada dos itens: a) Atendimento quando nos procurou; b) Agilidade na emissão da proposta; c) Período marcado pelo laboratório para a realização do serviço; d) Qualidade do serviço técnico realizado (mão de obra, equipamentos); e) Qualidade da apresentação do relatório de ensaio/Certificado de calibração; f) Conteúdo do relatório de ensaio/certificado de calibração; e g) Prazo de entrega do relatório de ensaio/certificado de calibração. (Itens do questionário Clientes Externos dos Laboratórios)	4,50	4,40

Total de Pesquisas Processadas: 65

Laboratórios: Alta Corrente, Alta e Média Potência, Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletroeletrônicos, Alta Tensão, Corona, Poluição, Referência em Medição de Alta Tensão, Análises Químicas, Metalografia, Propriedades Mecânicas, Propriedades Elétricas e Magnéticas, Refrigeração e Iluminação.

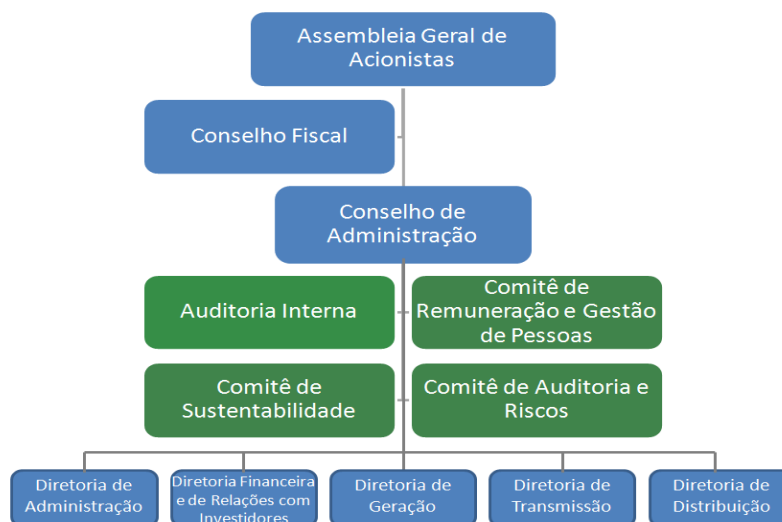
Além deste indicador, anualmente são pactuadas com o DEST do Ministério do Planejamento Orçamento e Gestão metas anuais globais na área de pesquisa, desenvolvimento e laboratórios.

3. ESTRUTURAS DE GOVERNAÇÃO E DE AUTOCONTROLE DA GESTÃO

3.1. Estrutura de Governança

ELETRORBRAS

A estrutura de governança corporativa da Eletrobras conta com a Assembleia Geral de Acionistas, Conselho Fiscal, Conselho de Administração e Diretoria Executiva, assim representados:



Todos esses órgãos possuem seus papéis e responsabilidades definidos no estatuto social da companhia.

Ligados ao Conselho de Administração estão a Auditoria Interna e os Comitês de Sustentabilidade das Empresas Eletrobras, Auditoria e Riscos e Remuneração e Gestão de Pessoas.

A Assembleia Geral de Acionistas:

A Assembleia Geral Ordinária é realizada dentro dos quatro primeiros meses seguintes ao término do exercício social. Extraordinariamente, a Assembleia Geral se reunirá nos casos previsto sem lei e sempre que o Conselho de Administração achar conveniente.

Ligados ao Conselho de Administração estão a Auditoria Interna e os Comitês de apoio, com funções específicas definidas nos respectivos regimentos internos.

Conselho de Administração

É um órgão de deliberação colegiado, O Conselho de Administração da Eletrobras é um órgão de deliberação colegiado encarregado do processo de decisão dos negócios da empresa em relação ao seu direcionamento estratégico, eleito pela Assembleia Geral dos Acionistas e composto por até 10 membros, 7 dos quais são indicados pelo acionista majoritário; 1 é representante dos empregados; 1 pelos acionistas minoritários detentores de ações ordinárias; e outro – através de votação em separado, excluído o acionista controlador – pelos minoritários detentores de ações preferenciais que representem no mínimo 10% do capital social da companhia. Em 2012, o Conselho de Administração contou com 9 membros efetivos, a vaga pertencente ao acionista minoritário preferencialista não foi preenchida, devido ao não atendimento aos requisitos estabelecidos no Estatuto Social. Neste período, o Conselho realizou 15 reuniões, dentre as quais 3 extraordinárias.

Conselho Fiscal

Possui caráter permanente e está devidamente adequado às exigências da Securities and Exchange Commission (SEC) para atuar como Comitê de Auditoria. Compõe-se por até 5 membros e respectivos suplentes, cabendo aos acionistas minoritários ordinários e preferenciais o direito a indicar 1 representante cada.

Diretoria Executiva

À Diretoria Executiva compete a gestão dos negócios da Eletrobras, seguindo as diretrizes estratégicas estabelecidas pelo Conselho de Administração. Composta por 6 membros, incluindo o Diretor-Presidente, possui suas funções estabelecidas no Estatuto Social da companhia.

O Presidente e os diretores não poderão exercer funções de direção, administração ou consultoria em empresas de economia privada, concessionárias de serviços públicos de energia elétrica ou em empresas de direito privado ligadas de qualquer forma ao setor elétrico, salvo nas subsidiárias, controladas, sociedades de propósito específico e empresas concessionárias sob controle dos Estados, em que a Eletrobras tenha participação acionária, onde poderão exercer cargos nos Conselhos de Administração e Fiscal, observadas as disposições da Lei nº 9.292, de 12 de julho de 1996, quanto ao recebimento de remuneração.

CEPEL

Informação Sobre a Estrutura Orgânica de Controle

Conforme art. 14º do Estatuto da empresa de 09/02/12, a Associação contará com um Conselho Deliberativo, e será administrada por uma Diretoria Executiva, constituída por um Diretor-Geral, e Diretores; será fiscalizada por um Conselho Fiscal e seus Associados reunir-se-ão, em Assembleia Geral, para fins especificamente previstos em seu Estatuto.

Na Assembleia Geral do CEPEL realizada em 04/09/12, Ata da 15ª Reunião e 2ª do Exercício de 2012, a Associação passou a ser composta por uma Diretoria Executiva constituída por um Diretor-Geral, um Diretor de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, um Diretor Administrativo e Financeiro e um Diretor de Laboratórios e Pesquisa Experimental.

O prazo do mandato dos membros da Diretoria é de 3 anos, podendo ser reeleitos.

Conforme artigo 18º do Estatuto compete ao Conselho Deliberativo deliberar sobre:

- I. Diretrizes e linhas de atuação do CEPEL;*
- II. Plano de organização dos serviços básicos do CEPEL;*
- III. Normas para a execução de trabalhos para Associados, Participantes e Colaboradores, ou terceiros;*
- IV. Seu Regimento Interno;*
- V. Composição do programa de trabalho;*
- VI. Plano salarial dos empregados da Associação;*
- VII. Empréstimos internos e externos da Associação;*
- VIII. Orçamento anual apresentado pela Diretoria Executiva;*
- IX. Aquisição, alienação ou oneração de bens imóveis pertencentes ao patrimônio da Associação, ou de bens móveis quando o negócio não estiver contemplado no orçamento aprovado pelo Conselho e seu valor exceda a 5% (cinco por cento) do patrimônio líquido*

do último exercício e corrigido até a data, ou quando, em qualquer hipótese, haja necessidade da avaliação de eventual comprometimento pelo negócio pretendido, da estabilidade econômico-financeira da Associação;

- X. *Quantitativo de funções de confiança da gerência superior do CEPEL, atribuídas a técnicos e especialistas, estranhos ao quadro permanente do Centro, limitado ao máximo de 5 (cinco);*
- XI. *Quaisquer outros assuntos que lhe forem submetidos pela Diretoria Executiva;*
- XII. *Regimento do Conselho Consultivo;*
- XIII. *Demais assuntos atribuídos pelo presente Estatuto.*

As competências do Conselho Fiscal estão dispostas no art. 23 do Estatuto:

- I. *Eleger seu Presidente;*
- II. *Fiscalizar os atos da Administração e verificar o cumprimento dos seus deveres legais e estatutários;*
- III. *Opinar sobre o relatório anual da Diretoria Executiva, fazendo constar de seu parecer as informações complementares que julgar necessárias ou úteis à manifestação do Conselho Deliberativo e da Assembleia Geral;*
- IV. *Opinar sobre as propostas da Diretoria Executiva, a serem submetidas ao Conselho Deliberativo, relativas a planos de investimentos e relatórios de execução do orçamento;*
- V. *Denunciar à Diretoria Executiva e, se esta não tomar as providências necessárias para a proteção dos interesses da entidade, ao Conselho Deliberativo, os erros, fraudes ou outros ilícitos de que tiver conhecimento, envolvendo bens ou serviços do CEPEL, e sugerir providências a respeito, que reputar úteis à Associação;*
- VI. *Examinar o balancete e demonstrações financeiras do exercício associativo e sobre eles opinar;*
- VII. *Tomar conhecimento e analisar a documentação contábil, orçamentária, financeira e técnica do CEPEL, que, de acordo com as normas vigentes, lhe deva ser apresentada, bem como apreciar as demais matérias que, dentro de suas atribuições, lhe forem submetidas;*
- VIII. *Solicitar à Diretoria Executiva, sempre que entender necessário, esclarecimentos ou informações, assim como a elaboração de demonstrações financeiras ou contábeis especiais;*
- IX. *Elaborar seu Regimento Interno.*

O CEPEL conta também, com uma Auditoria Interna que foi criada em 07/08/95, através da Resolução de Diretoria nº. 023, e em conformidade ao § 3º do art. 15 do Decreto nº. 3.591/00, está hierarquicamente subordinada ao Conselho Deliberativo, vinculando-se administrativamente e funcionalmente ao Diretor-Geral.

Está estabelecida nos normativos internos, consolidados na Resolução de Diretoria RES-112/11, de 21/12/11, e também espelhada no organograma do Centro, segundo a sua última revisão, em 04/09/12.

A missão da Auditoria Interna é prestar assessoramento à Alta Administração, avaliando a eficácia das operações da empresa e propor a adoção de medidas que propiciem melhor atuação na condução de suas atividades, além de atender aos órgãos externos de fiscalização.

O CEPEL conta ainda, com uma Auditoria Independente que analisa e emite Parecer sobre as Demonstrações Financeiras do Centro.

3.2. Avaliação do Funcionamento dos Controles Internos

ELETOBRAS

QUADRO A.3.1 – AVALIAÇÃO DO SISTEMA DE CONTROLES INTERNOS DA UJ

ELEMENTOS DO SISTEMA DE CONTROLES INTERNOS A SEREM AVALIADOS	VALORES				
	1	2	3	4	5
Ambiente de Controle					
1. A alta administração percebe 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 e atividades 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. Não há ocorrência de fraudes e perdas que sejam 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 relacionadas com os objetivos de controle.				X	
Informação e Comunicação	1	2	3	4	5
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 para as unidades internas e pessoas da 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
Análise Crítica: Estamos investindo sistematicamente na adequação dos controles internos e auxiliando os gestores de negócios da companhia em ações de melhoria do ambiente de controles internos. Percebe-se que houve uma evolução significativa em relação ao último exercício e que foram realizados ajustes pontuais em determinados elementos do sistema de controles internos.					
Escala de valores da Avaliação:					
(1) Totalmente inválida: Significa que o conteúdo da afirmativa é integralmente não observado no contexto da UJ.					
(2) Parcialmente inválida: Significa que o conteúdo da afirmativa é parcialmente observado no contexto da UJ, porém, em sua minoria .					
(3) Neutra: Significa que não há como avaliar se o conteúdo da afirmativa é ou não observado no contexto da UJ.					
(4) Parcialmente válida: Significa que o conteúdo da afirmativa é parcialmente observado no contexto da UJ, porém, em sua maioria .					
(5) Totalmente válida. Significa que o conteúdo da afirmativa é integralmente observado no contexto da UJ.					

QUADRO A.3.1 – AVALIAÇÃO DO SISTEMA DE CONTROLES INTERNOS

ELEMENTOS DO SISTEMA DE CONTROLES INTERNOS A SEREM AVALIADOS	VALORES				
	1	2	3	4	5
Ambiente de Controle					
1. A alta administração percebe 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 e atividades 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. Não há ocorrência de fraudes e perdas que sejam 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 relacionadas com os objetivos de controle.				x	
Informação e Comunicação	1	2	3	4	5
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 para as unidades internas e pessoas da 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	
Análise Crítica:					
Escala de valores da Avaliação:					
(1) Totalmente inválida: Significa que o conteúdo da afirmativa é integralmente não observado no contexto da UJ.					
(2) Parcialmente inválida: Significa que o conteúdo da afirmativa é parcialmente observado no contexto da UJ, porém, em sua minoria .					
(3) Neutra: Significa que não há como avaliar se o conteúdo da afirmativa é ou não observado no contexto da UJ.					
(4) Parcialmente válida: Significa que o conteúdo da afirmativa é parcialmente observado no contexto da UJ, porém, em sua maioria .					
(5) Totalmente válido. Significa que o conteúdo da afirmativa é integralmente observado no contexto da UJ.					

3.3. Remuneração Paga a Administradores

3.3.1. Política de Remuneração dos Membros da Diretoria Estatutária e dos Conselhos de Administração e Fiscal.

ELETROBRAS

- 1) Base normativa da remuneração;
- 2) Objetivos da política ou prática de remuneração;

Diretoria estatutária

A prática de remuneração adotada pela Eletrobras tem como principal finalidade promover o alinhamento dos interesses dos administradores com os interesses dos acionistas da Companhia. Para tal, a remuneração dos administradores da Eletrobras é fixada utilizando como parâmetros os seguintes fatores: (a) a responsabilidade, o tempo dedicado à função, a competência e reputação profissional dos administradores, bem como (b) as práticas de remuneração aplicadas pelo mercado para empresas de porte semelhante ao da Eletrobras.

Conselho de Administração

A remuneração tem como objetivo remunerar os serviços de cada conselheiro, dentro do escopo de responsabilidade atribuído ao Conselho de Administração da Companhia.

Os membros do Conselho de Administração não fazem jus a (i) benefícios diretos e indiretos, exceto seguro funeral, fazendo jus somente a remuneração por participação em comitês.

Conselho Fiscal

A remuneração tem como objetivo remunerar os serviços de cada conselheiro, dentro do escopo de responsabilidade atribuído ao Conselho Fiscal da Companhia.

Os membros do Conselho Fiscal não fazem jus a (i) benefícios diretos e indiretos, exceto seguro funeral, fazendo jus somente a remuneração por participação em comitês.

- 3) Composição da remuneração, indicando:

- a) a descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles;

Remuneração Fixa Anual.

Os membros da Diretoria Estatutária da Eletrobras fazem jus a uma remuneração fixa mensal correspondente aos honorários atribuídos ao exercício da função acrescidos dos seguintes benefícios: gratificação de férias, previdência privada complementar, ajuda de custo de transferência, seguro de vida em grupo, seguro funeral, despesas médicas, auxílio refeição, auxílio moradia e abono especial.

O abono especial refere-se à gratificação natalina paga a todos os membros da Diretoria Executiva. Toda a Diretoria da Eletrobras é Estatutária.

A remuneração tem como objetivo remunerar os serviços de cada Diretor Estatutário, dentro do escopo de responsabilidade atribuído à sua função.

Remuneração Variável

Os membros da Diretoria Estatutária fazem jus a participação nos lucros e resultados da Companhia, com a finalidade de reconhecer a participação do Diretor no desempenho da Companhia.

Conselho de Administração

A remuneração dos membros do Conselho de Administração é fixada em um décimo da remuneração média mensal dos membros da [Diretoria Executiva (Presidente e Diretores)] (excluídos os valores referentes aos benefícios diretos e indiretos concedidos aos referidos diretores) acrescida de valores destinados ao custeio pelos conselheiros de despesas de locomoção e estada necessárias ao desempenho da função

Conselho Fiscal

A remuneração dos membros do Conselho Fiscal é fixada em um décimo da remuneração média mensal dos membros da [Diretoria Executiva (Presidente e Diretores)] (excluídos os valores referentes aos benefícios diretos e indiretos concedidos aos referidos diretores) acrescida de valores destinados ao custeio pelos conselheiros de despesas de locomoção e estada necessárias ao desempenho da função

b) a proporção de cada elemento na remuneração total;

Composição da Remuneração	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Diretoria Não estatutária	- Comitês
Remuneração Fixa Mensal					
Salário ou pró-labore	0%	0%	65%	N.A	N.A
Benefícios Diretos ou Indiretos	0%	0%	11%	N.A	N.A
Participação em Comitês	97%	98%	0%	N.A	N.A
Outros	0%	0%	15%	N.A	N.A
Remuneração Variável					
Bônus	0%	0%	0%	N.A	N.A
Participação nos Resultados	0%	0%	9%	N.A	N.A
Participações em Reuniões	0%	0%	0%	N.A	N.A
Comissões	0%	0%	0%	N.A	N.A
Outros – Diária de Viagem	3%	2%	0%	N.A	N.A
Benefícios Pós-Emprego	0%	0%	0%	N.A	N.A
Cessação do Exercício do Cargo	0%	0%	0%	N.A	N.A
Total	100%	100%	100%	N.A	N.A

Exercício Social 2012

c) a metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração;

O montante referente à remuneração dos administradores acima mencionados é previamente definido pelo Departamento de Coordenação e Controle das Empresas Estatais (DEST) do Ministério do Planejamento Orçamento e Gestão (MPOG), que define os valores individuais de remuneração de cada órgão de administração da Eletrobras;

O Departamento de Coordenação e Controle das Empresas Estatais (DEST) encaminha o valor proposto para a remuneração dos administradores para aprovação da Secretaria do Tesouro Nacional;

A Secretaria do Tesouro Nacional, após a aprovação do montante proposto, encaminha o

referido montante, sob a forma de sugestão, para aprovação em Assembleia Geral Ordinária de Acionista da Eletrobras.

O reajuste da remuneração dos administradores é limitado ao IPCA de abril do exercício anterior a março do ano corrente.

d) as razões que justificam a composição da remuneração.

A composição da remuneração dos administradores da Eletrobras acompanha um alinhamento às práticas de remuneração aplicadas pelo mercado para empresas de porte semelhante ao da Eletrobras.

A composição é estabelecida pelos acionistas majoritários com a participação do órgão controlador (MPGO/DEST) levando-se em consideração o índice inflacionário, bem como a responsabilidade do cargo a eles atribuído.

4) Principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração;

Remuneração fixa sem indicador vinculado.

5) Como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho;

Remuneração sem indicador de desempenho vinculado.

6) Como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses da unidade jurisdicionada;

A remuneração dos administradores da Eletrobras se baseia no desempenho e evolução da Companhia, de acordo com o planejamento estratégico estabelecido, tanto no curto como no médio e longo prazo e de modo alinhado com o retorno aos acionistas.

7) Existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos;

Não há qualquer remuneração ou benefício para os membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Diretores Estatutários, Diretores Não Estatutários e membros dos Comitês de Assessoramento suportado por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos.

8) Existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário da companhia;

Não há qualquer remuneração ou benefício para os membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Diretores Estatutários, Diretores Não Estatutários e membros dos Comitês de Assessoramento vinculados à ocorrência de determinado evento societário.

9) Caso exista plano de remuneração dos membros da diretoria estatutária e do conselho de administração baseado em ações, descrever:

Não existe plano de remuneração dos membros da diretoria estatutária e do conselho de administração baseado em ações.

a) termos e condições gerais;

- b) objetivos do plano;
- c) número máximo de ações abrangidas;
- d) condições de aquisições de ações;
- e) forma de liquidação;
- f) efeitos sobre os direitos previstos no plano de remuneração baseado em ações, quando o administrador sair do órgão.

10) Em relação à remuneração variável, comentar sobre:

- a) os mecanismos de remuneração variável (% lucros, bônus, ações, opções de ações, etc.);

Participação nos Lucros e Resultados: Os membros da Diretoria Estatutária da Eletrobras recebem como remuneração variável somente a participação nos lucros ou resultados (PLR). A referida remuneração é estruturada para refletir o atendimento da Empresa a indicadores de desempenho negociados com o Departamento de Coordenação e Controle das Empresas Estatais (DEST) e por ocasião das negociações de Acordo Coletivo de Trabalho entre a Eletrobras e as entidades sindicais tais como: Sindicato dos Engenheiros, Sindicato dos Administradores, Sindicato das Secretárias, Sindicato dos Trabalhadores nas empresas de Energia Elétrica do Rio de Janeiro e Região, Sindicato dos Economistas e Associação dos Empregados, dentre outros. Os referidos indicadores também estão alinhados com os resultados financeiros apresentados pela Eletrobras no exercício social.

- b) os indicadores/métricas de desempenho usados no programa de remuneração variável;

Indicadores para pagamento de Participação nos Lucros ou Resultados:

- Liquidez Corrente;
- Liquidez Geral;
- Despesa de PMS/REC de OP. com energia Elétrica.

- c) os níveis de premiação-alvo (pagos em caso de cumprimento de 100% das metas);

O valor pago a título de Participação nos Lucros ou Resultados, está vinculado aos indicadores acima mencionados, limitado a duas folhas de pagamento do mês de dezembro, sendo realizada a distribuição na seguinte proporção:

- 30% (trinta por cento) do montante, distribuídos igualmente entre os empregados, dirigentes e requisitados.
- 70% (setenta por cento) restantes, distribuídos proporcionalmente à remuneração de cada empregado.

- d) a descrição dos benefícios oferecidos.

O único benefício oferecido em remuneração variável é a Participação nos Lucros ou Resultados - PLR, descritos nos itens “a”, “b” e “c”.

CEPEL

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 dois Diretores, Diretor Geral e de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, 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.

O Diretor de Administração e Finanças foi cedido pela Eletrobras e o Diretor de Laboratórios e Pesquisa Experimental foi cedido por Furnas, ambos não recebem remuneração como Diretores do Cepel, recebem o salário nas suas empresas de origem.

No estatuto do Cepel ou normas internas não há previsão para remunerar seus diretores, a remuneração é decorrente da relação de emprego com o próprio Centro ou do vínculo com suas empresas de origem, como é o caso dos atuais Diretores.

3.3.2. Demonstrativo da Remuneração Mensal de Membros de Conselhos

QUADRO A.3.2 – Remuneração dos Conselhos de Administração e Fiscal

Conselho de Administração															
Nome do Conselheiro(a)	Período		Remuneração - 2012												
	Início	Fim	jan	fev	mar	abr	mai	jun	Jul	ago	set	out	nov	dez	Total
ARLINDO MAGNO DE OLIVEIRA	30.04.2007	18.05.2012	3.906,52	4.146,52	3.906,52	4.026,52	4.453,54								20.439,62
BETO FERREIRA M VASCONCELOS	19.08.2011	-	3.906,52	4.026,52	3.906,52	3.906,52	4.384,46	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	8.290,98	53.294,46
JOSE ANTONIO CORREA COIMBRA	30.04.2008	-	4.386,52	3.906,52	3.906,52	3.906,52	4.744,46	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	8.290,98	54.014,46
JOSE DA COSTA CARVALHO NETO	25.02.2011	-	3.385,66	3.906,52	3.906,52	3.906,53	4.384,46	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	8.290,98	52.653,61
JOSE LUIZ ALQUERES	18.05.2012	01.12.2012					1.796,37	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	1.865,48	28.534,79
LINDEMBERG DE LIMA BEZERRA	29.05.2009	-	4.146,52	3.906,52	3.906,52	3.906,52	4.384,46	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	8.290,98	53.414,46
MARCELO GASPARINO DA SILVA	03/12/2012													4.214,58	4.214,58
MARCIO PEREIRA ZIMMERMANN	13.02.2008	-	480,00					120,00						-	600,00
MAURICIO MUNIZ B DE CARVALHO	16.06.2011	-	4.146,52	4.026,52	3.906,52	3.906,52	4.384,46	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	8.290,98	53.534,46
THADEU FIGUEIREDO ROCHA	18/05/2012						1.796,37	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	6.218,25	32.887,56
VIRGINIA PARENTE DE BARROS	07.08.2009	18.05.2012	11.700,04	4.146,52	4.266,52	4.146,52	4.813,54								29.073,14
WAGNER BITTENCOURT DE OLIVEIRA	30.04.2008	-	3.906,52	3.906,52	3.906,52	3.906,52	4.384,46	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	8.290,98	53.174,46
Conselho Fiscal															
Nome do Conselheiro(a) (T/S)	Período		Remuneração - 2012												
	Início	Fim	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	ou	nov	dez	Total
ANA LUCIA DE PLORENA FREITAS	30.04.2008	18.05.2012	3.906,52	3.906,52	3.906,52	3.906,52	4.453,54								20.079,62
CHARLES CARVALHO GUEDES	30.04.2010	-	4.146,52	4.146,52	4.146,52	4.146,52	4.384,46	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.385,49	4.145,49	4.385,49	8.770,98	55.094,46
DANILO DE JESUS VIEIRA FURTADO	01.10.2008	-	4.266,52	4.266,52	4.171,52	4.322,17	4.744,46	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.625,49	4.145,49	4.745,49	8.290,98	56.015,11
FERNANDO PESSOA LOPES	18/05/2012						1.796,37	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.385,49	4.145,49	4.385,49	6.218,25	33.367,56
JARBAS RAIMUNDO DE A MATO	16.06.2011		3.906,52	4.026,52	4.026,52	3.906,52	4.384,46	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.505,49	4.145,49	4.385,49	8.290,98	54.014,46
MANUEL JEREMIAS LEITE	18/05/2012						1.796,37	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	4.145,49	6.218,25	32.887,56

3.3.3. Demonstrativo Sintético da Remuneração de Membros de Diretoria e de Conselhos

Identificação do Órgão			
Órgão: Diretoria Estatutária			
Remuneração dos Administradores	EXERCÍCIO		
	2010	2011	2012
Número de membros:	6	6	6
I – Remuneração Fixa (a+b+c+d)	3.802.024,89	4.120.256,21	4.242.974,50
a) salário ou pró-labore	2.765.303,82	2.857.300,05	3.037.272,62
b) benefícios diretos e indiretos	200.155,96	416.819,35	504.858,09
c) remuneração por participação em comitês	-	-	-
d) outros	836.565,11	846.136,81	700.843,79
II – Remuneração variável (e+f+g+h+i)	444.800,44	376.899,75	435.476,69
a) bonus	-	-	-
b) participação nos resultados	444.800,44	376.899,75	435.476,69
c) remuneração por participação em reuniões	-	-	-
d) comissões	-	-	-
e) outros	-	-	-
III – Total da Remuneração (I + II)	4.246.825,33	4.497.155,96	4.678.451,19
IV – Benefícios pós-emprego	-	-	-
V – Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	-	-	-
VI – Remuneração baseada em ações	-	-	-

Órgão: Conselho de Administração			
Remuneração dos Administradores	EXERCÍCIO		
	2010	2011	2012
Número de membros:	8	8	8
I – Remuneração Fixa (a+b+c+d)	322.297,50	350.198,74	424.322,08
a) salário ou pró-labore			
b) benefícios diretos e indiretos			
c) remuneração por participação em comitês	322.297,50	350.198,74	424.322,08
d) outros			
II – Remuneração variável (e+f+g+h+i)	0,00	0,00	11.513,52
a) bonus	-	-	-
b) participação nos resultados	-	-	-
c) remuneração por participação em reuniões	-	-	-
d) comissões	-	-	-
e) outros - Diária de Viagens	-	-	11.513,52
III – Total da Remuneração (I + II)	322.297,50	350.198,74	435.835,60
IV – Benefícios pós-emprego	-	-	-
V – Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	-	-	-
VI – Remuneração baseada em ações	-	-	-

Órgão: Conselho Fiscal			
Remuneração dos Administradores	EXERCÍCIO		
	2010	2011	2012
Número de membros:	4	4	5
I – Remuneração Fixa (a+b+c+d)	187.500,00	196.316,77	245.378,12
a) salário ou pró-labore			
b) benefícios diretos e indiretos			
c) remuneração por participação em comitês	187.500,00	196.316,77	245.378,12
d) outros			
II – Remuneração variável (e+f+g+h+i)	0,00	0,00	6.080,65
a) bonus	-	-	-
b) participação nos resultados	-	-	-
c) remuneração por participação em reuniões	-	-	-
d) comissões	-	-	-
e) outros - Diária de Viagens	-	-	6.080,65
III – Total da Remuneração (I + II)	187.500,00	196.316,77	251.458,77
IV – Benefícios pós-emprego	-	-	-
V – Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	-	-	-
VI – Remuneração baseada em ações	-	-	-

3.3.4. Demonstrativo da Remuneração Variável dos Administradores

Identificação do Órgão			
Órgão: Diretoria Estatutária			
Reconhecimento de Bônus e Participação de Resultados	2010	2011	2012
I – Bônus (a+b+c+d)	0,00	0,00	0,00
a) valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
b) valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-
c) valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fosse atingidas	-	-	-
d) valor efetivamente reconhecido no resultado	-	-	-
II – Participação no Resultado (e+f+g+h)	444.800,44	376.899,75	435.476,69
e) valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
f) valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-
g) valor previsto no plano de remuneração, caso as metas estabelecidas fosse atingidas	-	-	-
h) valor efetivamente reconhecido no resultado	444.800,44	376.899,75	435.476,69
III – Total (I + II)	444.800,44	376.899,75	435.476,69

* Conselheiros não recebem PLR.

* Conselheiros e Diretores não recebem Bônus.

* A Eletrobras não pratica previsão de valores mínimo e máximo para PLR.

3.4. Sistema de Correição.

ELETOBRAS

As transgressões de natureza ética são apuradas pela Comissão Permanente de ética da Eletrobras.

A Comissão de Ética da Eletrobras - CEE foi instituída em conformidade com o Decreto 1.171 de 1994, que dispõe sobre a instalação de Comissões de Ética nas empresas públicas da administração direta e indireta, a Eletrobras estruturou sua Comissão Permanente de Ética – CEE, por meio da Resolução de Diretoria Executiva RES 103/2002 de 08 de março de 2002.

A Comissão de Ética da Eletrobras tem por função prover a empresa de um conjunto de normativos e procedimentos que forneçam a orientação apropriada aos seus empregados, prestadores de serviço, fornecedores e demais colaboradores nas questões de natureza ética.

Como parte de seus objetivos institucionais a Comissão de Ética é também responsável pela condução do sistema de gestão da ética na empresa. Essa função contempla a elaboração do Código de Ética, a manutenção e atualização do documento de acordo com as orientações recebidas da CEP – Comissão de Ética Pública e, ao mesmo tempo, buscar a integração de tais diretrizes aos requisitos demandados pelo ambiente corporativo e de mercado.

A partir de 2007, a Comissão de Ética da Eletrobras – CEE, passou a ser constituída por seis membros, escolhidos dentre os empregados do quadro de pessoal permanente das empresas Eletrobras, sendo três titulares e três suplentes, tudo de acordo com o Decreto 1171/94, Decreto 6029/2007 e Resolução nº 10 da Comissão de Ética Pública, aplicáveis à espécie.

Complementarmente, nos caso onde ocorram indícios de desvios de ordem administrativa a Eletrobras constitui Comissões de Sindicância específicas para apuração dos fatos e encaminhamento para a alta administração providências cabíveis.

CEPEL

Não houve no exercício de 2012, fatos que ensejassem a criação de Comissões de Inquérito com o intuito de apurar dano ao Erário, fraude ou corrupção, no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL

3.5. Cumprimento Pela Instancia de Correição da Portaria nº 1.043/2001 da CGU.

ELETRORBRAS

TABELA DE INFORMAÇÕES DE PROCEDIMENTOS DISCIPLINARES							
Número do Procedimento	Tipo de Procedimento	Fato sob Apuração	Envolvidos	Data do Conhecimento dos Fatos	Data de instauração	Situação Atual	Cadastro e Documentos no CGU/PAD
Determinação DA-009/12	Sindicância Investigativa	Irregularidades no registro de frequência	Sílvia Marcus Barroso Salgado Profissional de Nível Superior CPF 183.642.767-00	mai/12	29.06.2012	Empregado demitido da empresa em 18.01.2013	Não
			Luciano Carneiro Santiago Profissional de Nível Superior CPF 286.148.956-15			Empregado em licença médica. Demissão já autorizada pela Diretoria	

CEPEL

Não se aplica.

4. PROGRAMAÇÃO E EXECUÇÃO DA DESPESA ORÇAMENTÁRIA E FINANCEIRA

4.1. Informações sobre Programas do PPA

ELETROBRAS

4.1.1. Informações sobre Programas Temáticos

QUADRO A.4.1 – PROGRAMA DE GOVERNO CONSTANTE DO PPA – TEMÁTICO

Identificação do Programa de Governo				
Código Programa	2033			
Título	Energia Elétrica			
Órgão Responsável	Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras			
Fontes de Recursos (PPA e LOA) (em R\$ 1,00)				
Fontes de Recursos	Valores do Exercício 2012		a) Valor Remanescente (d – e)	
	e) Previsto no PPA	f) Fixado na LOA		
a) Orçamento Fiscal e da Seguridade Social				
b) Outras Fontes				
c) Subtotais (a + b)				
d) Valor Global Previsto no PPA	128.031.815,04			
Execução Orçamentária e Financeira do Programa (em R\$ 1,00)				
Despesa Empenhada	Despesa Liquidada	Restos a Pagar		Valores Pagos
		Processados	Não Processados	
0	13.817.557,00	-	-	13.817.557,00
Objetivos Relacionados ao Programa				
Código	Descrição	Órgão ou Unidade Responsável Pelo Gerenciamento		
2033	Interligação Elétrica Brasil x Uruguai	TE – Superintendência de Engenharia e Monitoramento de Obras de Transmissão		

OBS: Para este empreendimento não cabe o preenchimento dos quadros a A.4.2 a A.4.3, A.4.4, A.4.5 e A.4.6.

Análise Crítica

A baixa execução no ano de 2012 - o atraso do cronograma da linha de transmissão e da subestação foi causado por dois fatores preponderantes: a alteração no traçado da linha de transmissão e o atraso na liberação das licenças prévia e de instalação.

Não houve superação de metas traçadas no cronograma da Interligação Brasil x Uruguai. Não há valores inscritos como restos a pagar.

No que tange à Ação 9642 – Promoção da Universalização do Acesso à Energia associada ao Programa 273- Luz Para Todo e a Função Energia, tinha cunho não-orçamentário, sendo a Eletrobrás a responsável.

Entretanto, essas informações deixaram de receber o tratamento contábil de investimento e passaram a ser consideradas como despesas e, conseqüentemente deixaram de ser acompanhadas no PPA, pela Eletrobras, sendo o Ministério de Minas e Energia o órgão responsável pelo fornecimento de tais informações.

Entretanto, apresentamos as informações sobre o programa Luz para Todos .

Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica (Luz para Todos)

O Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica Luz Para Todos, institucionalizado pelo Decreto nº 4.873, de 11.11.2003, e alterado pelos Decretos nº 6.442, de 25/04/2008, nº 7.324, de 05/11/2010, nº 7.520, de 08/07/2011 e nº 7.656, de 23/12/2011, visa propiciar, até o ano de 2014, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público.

O Luz Para Todos é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, operacionalizado pela Eletrobras, executado pelas concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica e cooperativas de eletrificação rural (agentes executores) e conta também com a participação dos governos estaduais.

Os recursos necessários ao desenvolvimento do Programa vêm do governo federal por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), a título de subvenção econômica, e da Reserva Global de Reversão (RGR), a título de financiamento; dos governos estaduais envolvidos e dos agentes executores. Até o final do ano de 2012, esses recursos totalizaram R\$ 19,80 bilhões, sendo R\$ 14,32 bilhões (72%) referentes aos recursos setoriais administrados pela Eletrobras.

No ano de 2012, foram realizadas 120.131 novas ligações no âmbito do Programa, acumulando um montante de 3.022.529 ligações efetuadas desde 2004, o que corresponde a mais de 14,7 milhões de pessoas beneficiadas no meio rural brasileiro. Com relação às metas assumidas para o final de 2012, foram realizados 97% da meta global de 3.121.477 ligações, computados os compromissos dos executores com a Eletrobras e com os governos estaduais.

Considerando apenas os compromissos com a Eletrobras, foram cadastrados no Sistema de Gerenciamento de Projetos do Programa Luz Para Todos 47.191 projetos no ano de 2012, totalizando 479.826 projetos desde 2004. Este total de obras resultou no atendimento de 2.499.199 ligações, o que corresponde a 92% do total de ligações contratadas entre os agentes executores e a

Eletrobras, assim como: (I) a realização de ligações de unidades consumidoras no meio rural em 5.410 municípios brasileiros; (II) a construção de 632.291 km de redes elétricas de alta e baixa tensão; (III) a implantação de 6,55 milhões de postes; (IV) a instalação de 952.145 transformadores; e (V) a implantação de 2.078 sistemas fotovoltaicos.

Ainda no âmbito do Programa, foram identificadas diversas situações em que o atendimento está condicionado à execução de projetos com características especiais, uma vez que as localidades a serem atendidas encontram-se distantes das redes de distribuição de energia elétrica existentes, de difícil acesso, e geralmente com baixa densidade populacional. Nesses casos, em complemento aos Programas de Obras que utilizam predominantemente redes de distribuição tradicionais, foram criados os chamados Projetos Especiais, instituídos pela Portaria do MME nº 60, de 12/02/2009, focando o atendimento à população de extremo isolamento em áreas remotas, de forma sustentável, priorizando a utilização de Fontes Renováveis de Energia (FRE).

Desde 2010, a Eletrobras firmou com os agentes executores 18 contratos relacionados a Projetos Especiais, com recursos da CDE, no montante de R\$ 7,61 milhões, visando o atendimento de 377 unidades consumidoras por meio de geração descentralizada, utilizando FRE e a construção de pequenos trechos de rede de distribuição (minirredes). Deste montante, no ano de 2012, foi comprovada a ligação de 255 unidades consumidoras, por meio de inspeções físicas.

No contexto dos Projetos Especiais, a Eletrobras participou do desenvolvimento de alguns projetos nos estados do Pará, e do Amazonas, assumindo com as concessionárias locais, o compromisso de participar, por meio de parceria, desde a concepção dos projetos executivos até o monitoramento e avaliação dos dados operativos destes empreendimentos de eletrificação rural sob os aspectos técnicos e socioeconômicos.

Em 2012, foi liberado R\$ 0,85 bilhão, sendo R\$ 0,65 bilhão originado de recursos da CDE e R\$ 0,20 bilhão da RGR. Desde 2004, já foi liberado um montante de R\$ 12,03 bilhões (recursos da CDE e RGR), de um total contratado de R\$ 14,32 bilhões, ou seja, 84% do total de recursos contratados.

A seguir, são apresentados os montantes de recursos contratados e liberados de 2004 a 2012, distribuídos por região:

XXIV) Recursos Contratados e Liberados 2004/2012

Região	Recursos Setoriais até 31/12/2012 (R\$ milhões)					
	Contratados			Liberados		
	CDE	RGR	CDE+RGR	CDE	RGR	CDE+RGR
Norte	3.133,82	318,29	3.452,11	2.512,85	275,18	2.788,03
Nordeste	5.676,91	942,20	6.619,11	4.908,84	818,25	5.727,09
Centro-Oeste	765,84	590,82	1.356,66	678,78	526,85	1.205,63
Sudeste	847,95	1.191,42	2.039,37	724,44	941,74	1.666,18
Sul	339,87	511,90	851,77	266,09	374,81	640,90
Brasil	10.764,39	3.554,63	14.319,02	9.091,00	2.936,83	12.027,83

A seguir, são apresentadas as quantidades de ligações contratadas e cadastradas no Sistema de Gerenciamento de Projetos do Programa Luz Para Todos (Programas de Obras) acrescidas das ligações de Projetos Especiais comprovadas fisicamente pela Eletrobras até 31/12/2012, distribuídas por região:

XXV) Número de Ligações

Região	Números de Ligações até 31/12/2012	
	Contratadas entre os Agentes Executores* e a Eletrobras	Cadastradas no Sistema LPT + Comprovadas fisicamente nos Projetos Especiais
Norte	533.244	437.610
Nordeste	1.388.860	1.286.370
Centro-Oeste	198.056	178.490
Sudeste	422.643	417.453
Sul	180.613	179.531
Brasil	2.723.416	2.499.454

Os Agentes Executores são as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica e as cooperativas de eletrificação rural.

Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)

O PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica foi criado em 26 de abril de 2002 pela Lei nº. 10.438, e regulamentado através dos Decretos 5.025/04 e 5.882/08, iniciando o processo de sua implantação em 2004.

O programa tem cumprido seu objetivo de promover a diversificação da matriz energética brasileira a partir do aumento da participação de empreendimentos com base nas fontes Eólica, Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e Biomassa. À Eletrobras foi assegurado o direito à compra e comercialização da energia contratada das usinas do PROINFA pelo período de 20 anos a partir da data de entrada em operação comercial dos empreendimentos.

A realização do programa contribuiu para a diversificação da matriz energética do país por meio do aproveitamento de fontes energéticas locais, além de contribuir para a geração de cerca de 150.000 empregos diretos e indiretos em todo o país, proporcionando grandes demandas industriais e internalização de tecnologia de ponta.

Até 31 de dezembro de 2012, um total de 120 novos empreendimentos, divididos em 60 PCH (1.159,24 MW), 41 eólicas (963,99 MW) e 19 térmicas a biomassa (533,34 MW) foi adicionado à matriz elétrica brasileira, pelo PROINFA, totalizando 2.656,57 MW.

XXVI) Proinfa Quadro Resumo

Fontes	Resultados da Contratação		Total de empreendimentos em operação até 31/12/2012	
	Empreendimentos*	Potência (MW)	Empreendimentos	Potência (MW)
PCH	63	1.191,24	60	1.159,24
Eólica	54	1.422,92	41	963,99
Biomassa	27	685,24	19	533,34
Total	144	3.299,40	120	2.656,57

* Do total de 24 empreendimentos restantes para entrar em operação comercial no âmbito do PROINFA, 12 usinas encontram-se com processos administrativos de rescisão concluídos ou em andamento, 02 têm data prevista de início de operação comercial após 30/12/2011 e 10 empreendimentos encontram-se em avaliação.

Em 2013, foi assinada a Declaração de Eficácia da PCH Salto das Flores estabelecendo a data de entrada em operação comercial em 18/10/2011 e em conformidade com a Resolução Normativa ANEEL 492/2012, a PCH terá sua energia contabilizada, no âmbito do PROINFA, a partir de 01/01/2013 e recontabilizada no período entre 18/10/2011 e 31/12/2012.

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, destinado a promover o uso eficiente da energia elétrica no país e combater seu desperdício. A Eletrobras, na função de Secretária Executiva do Procel, é responsável pelo planejamento e execução das ações do programa, fornecendo suporte técnico e financeiro.

Em 2012, com investimentos de cerca de R\$ 28,4 milhões em projetos e custeio com infraestrutura e pessoal, excluídos os recursos da Reserva Global de Reversão (RGR), já mencionados no subprograma Procel Reluz, o Procel contribuiu para uma economia de energia elétrica estimada em 9,1 mil GWh. Esse resultado é equivalente ao consumo anual de aproximadamente 4,8 milhões de residências, representando um investimento postergado no setor elétrico de mais de R\$ 928 milhões, com base no custo marginal de expansão (CME).

CEPEL

Quadro A.4.1 – PROGRAMA DE GOVERNO CONSTANTE DO PPA – TEMÁTICO

Identificação do Programa de Governo				
Código Programa	2033			
Título	Energia Elétrica			
Órgão Responsável	Ministério de Minas e Energia			
Fontes de Recursos (PPA e LOA) (em R\$ 1,00)				
Fontes de Recursos	Valores do Exercício 2012		b) Valor Remanescente (d – e)	
	g) Previsto no PPA	h) Fixado na LOA		
e) Orçamento Fiscal e da Seguridade Social	25.075.000,00	25.075.000,00	74.675.625,00	
f) Outras Fontes				
g) Subtotais (a + b)	25.075.000,00	25.075.000,00		
h) Valor Global Previsto no PPA	99.750.625,00			
Execução Orçamentária e Financeira do Programa (em R\$ 1,00)				
Despesa Empenhada	Despesa Liquidada	Restos a Pagar		Valores Pagos
		Processados	Não Processados	
0,00	0,00	0,00	0,00	20.172.726,00
Objetivos Relacionados ao Programa				
Código	Descrição	Órgão ou Unidade Responsável Pelo Gerenciamento		
0439	Pesquisar fontes e tecnologias para o desenvolvimento e inovação no setor de energia elétrica.	Ministério de Minas e Energia		

Quadro A.4.2 – OBJETIVOS DE PROGRAMA TEMÁTICO DE RESPONSABILIDADE DA UJ

Identificação do Objetivo						
Código	0439					
Descrição	Pesquisar fontes e tecnologias para o desenvolvimento e inovação no setor de energia elétrica.					
Programa	2033 – Energia Elétrica					
Órgão Responsável	Ministério de Minas e Energia					
Execução Orçamentária e Financeira do Objetivo (em R\$ 1,00)						
Dotação		Despesa		Restos a Pagar		Valores Pagos
Inicial	Final	Empenhada	Liquidada	Processados	Não Processados	
17.152.483,00	25.075.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20.172.726,00
Metas do Exercício						
Ordem	Descrição	Unidade de Medida	Meta Física		Meta Financeira	
			Prevista	Realizada	Prevista	Realizada
1	Pesquisar fontes e tecnologias para o desenvolvimento e inovação no setor de energia elétrica.	1	25	20	25.075.000,00	20.172.726,00

Observação: O Cepel se enquadra em “Atividade”, ou seja, instrumento de programação para alcançar objetivos de um programa, envolvendo um conjunto de operações que se realizam de modo contínuo e permanente, ou seja, os percentuais do acompanhamento físico e financeiro do Cepel são idênticos, devido ao físico ser pulverizado nas inúmeras pesquisas.

Quadro A.4.3 – INICIATIVAS DE PROGRAMA TEMÁTICO DE RESPONSABILIDADE DA UJ

Identificação da Iniciativa						
Código	01GD					
Descrição	Realização de Pesquisas no Setor Elétrico					
Objetivo	0439 - Pesquisar fontes e tecnologias para o desenvolvimento e inovação no setor de energia elétrica.					
Órgão ou Unidade Responsável	32000 - Ministério de Minas e Energia					
Execução Orçamentária e Financeira da Iniciativa (em R\$ 1,00)						
Dotação		Despesa		Restos a Pagar		Valores Pagos
Inicial	Final	Empenhada	Liquidada	Processados	Não Processados	
17.152.483,00	25.075.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20.172.726,00
Metas do Exercício Para a Iniciativa						
Ordem	Descrição	Unidade de Medida	Meta Física		Meta Financeira	
			Prevista	Realizada	Prevista	Realizada
1	Pesquisar fontes e tecnologias para o desenvolvimento e inovação no setor de energia elétrica.	1	25	20	25.075.000,00	20.172.726,00

Quadro A.4.4 – AÇÕES VINCULADAS A PROGRAMA TEMÁTICO DE RESPONSABILIDADE DA UJ

Identificação da Ação						
Código	2745					
Descrição	Pesquisa de Tecnologia Avançada no Campo dos Equipamentos e Sistemas Elétricos.					
Iniciativa	01GD - Realização de Pesquisas no Setor Elétrico.					
Unidade Responsável	32000 - Ministério de Minas e Energia.					
Unidade Orçamentária	32201 – Centro de Pesquisas de energia Elétrica – Cepel.					
Execução Orçamentária e Financeira da Ação (em R\$ 1,00)						
Dotação		Despesa		Restos a Pagar		Valores Pagos
Inicial	Final	Empenhada	Liquidada	Processados	Não Processados	
17.152.483,00	25.075.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20.172.726,00
Metas do Exercício Para a Ação						
Ordem	Descrição	Unidade de Medida	Meta Física		Meta Financeira	
			Prevista	Realizada	Prevista	Realizada
1	Pesquisar fontes e tecnologias para o desenvolvimento e inovação no setor de energia elétrica.	1	25	20	25.075.000,00	20.172.726,00

Quadro A.4.5 – PROGRAMA DE GOVERNO CONSTANTE DO PPA – DE GESTÃO E MANUTENÇÃO
 Não se aplica.

Quadro A.4.6– AÇÕES VINCULADAS A PROGRAMA DE GESTÃO, MANUTENÇÃO E SERVIÇOS DE RESPONSABILIDADE DA UJ
 Não se aplica.

4.2. Informações sobre a Execução Orçamentária e Financeira da Despesa

ELETRORBRAS

Execução Orçamentária Eletrobras

Em R\$

REALIZADO	Revisado/Realizado	Realizado/Preliminar	Var. %
	2011	2012	12/11
DISPÊNDIOS DE CAPITAL	9.457.675.345	3.320.380.576	-64,89%
Investimento	15.012.675	4.713.971	-68,60%
Inversões Financeiras	3.450.674.442	1.229.217.867	-64,38%
Amortização de Principal	991.331.130	1.126.052.683	13,59%
<i>Operações Externas</i>	220.789.604	281.872.531	27,67%
<i>Outras Fontes</i>	770.541.526	844.180.152	9,56%
Concessão de Empréstimos e Financiamentos	3.227.688.935	960.396.055	-70,25%
Dividendos	1.772.968.163	-	-
DISPÊNDIOS CORRENTES	11.462.868.210	9.172.425.760	-19,98%
Pessoal e Encargos Sociais	253.750.113	208.628.407	-17,78%
Serviços de Terceiros	246.714.102	194.797.053	-21,04%
Utilidades e Serviços	9.042.966	7.626.191	-15,67%
Materiais e Produtos	9.104.752.161	7.234.975.092	-20,54%
Tributos e Encargos Parafiscais	412.317.533	280.470.690	-31,98%
Juros e Outros	682.667.575	634.051.515	-7,12%
<i>Operações Externas</i>	294.600.663	339.449.853	15,22%
<i>Outras Fontes</i>	388.066.912	294.601.662	-24,08%
Outros Dispêndios Correntes	753.623.760	611.876.812	-18,81%

CEPEL

PROGRAMA DE DISPÊNDIOS GLOBAIS - PDG 2011/2012

ACOMPANHAMENTO DO ORÇAMENTO REALIZADO - ECONÔMICO

Realizado econômico - Até Dezembro

DISPÊNDIOS	Revisão 2011	Até Dezembro 2011	SALDO	%	Revisão 2012	Até Dezembro 2012	SALDO	%
	(A)	(B)	(A-B)	(B/A)	(A)	(B)	(A-B)	(B/A)
DISPÊNDIO DE CAPITAL	24.000.000	14.096.175	9.903.825	59%	25.075.000	20.172.726	4.902.274	80%
- INVESTIMENTOS	24.000.000	14.096.175	9.903.825	59%	25.075.000	20.172.726	4.902.274	80%
DISPÊNDIOS CORRENTES	205.968.776	175.711.083	30.257.693	85%	204.188.923	188.495.417	15.693.506	92%
- PESSOAL E ENCARGOS	130.100.555	114.201.950	15.898.605	88%	126.733.301	122.352.912	4.380.389	97%
- MATERIAIS E PRODUTOS	2.035.567	1.914.368	121.199	94%	2.345.284	2.294.332	50.952	98%
- SERVIÇOS DE TERCEIROS	38.508.801	36.513.417	1.995.384	95%	42.095.300	39.876.922	2.218.378	95%
- UTILIDADES E SERVIÇOS	5.064.594	4.738.128	326.466	94%	5.558.147	4.803.593	755.554	86%
- TRIB. E ENC. PARAFISCAIS	1.322.949	1.013.537	309.412	77%	1.461.916	1.262.712	199.204	86%
- JUROS E OUTROS	1.173.176	1.104.499	68.678	94%	1.236.411	1.069.020	167.391	86%
- OUTROS DISPÊNDIOS	27.763.134	16.225.185	11.537.950	58%	24.757.564	16.835.926	7.921.638	68%
TOTAL DE DISPÊNDIOS	229.968.776	189.807.258	40.161.518	83%	229.263.923	208.668.143	20.595.780	91%

Observação: Os valores realizados de 2012 são preliminares.

Os quadros A.4.7, A.4.8, A.4.9, A.4.10, A.4.11, A.4.12 e A.4.13 não se aplicam a Eletrobras nem ao Cepel.

ELETOBRAS

DESPESAS POR MODALIDADE DE CONTRATAÇÃO

Valores em R\$ 1,00

Modalidade de Contratação	Despesa Liquidada		Despesa paga	
	2012	2011	2012	2011
1. Modalidade de Licitação (a+b+c+d+e+f)				
a) Convite	R\$ 4.490,00	R\$ 0,00		
b) Tomada de Preços	R\$ 936.028,06	R\$ 1.243.060,88		
c) Concorrência	R\$ 43.903.411,71	R\$ 41.443.660,29		
d) Pregão	R\$ 76.413.406,91	R\$ 67.308.159,62		
e) Concurso				
f) Consulta				
2. Contratações Diretas (g+h)				
g) Dispensa	R\$ 18.002.006,85	R\$ 19.597.191,01		
h) Inexigibilidade	R\$ 13.895.227,13	R\$ 7.384.747,71		
3. Regime de Execução Especial				
i) Suprimento de Fundos				
4. Pagamento de Pessoal (j+k)				
j) Pagamento em Folha				
k) Diárias				
5. Outros				
6. Total (1+2+3+4+5)				

Fonte: Sistema de Informação Gerencial (ERP-SAP). Utilizando relação de contratos vigentes no mês de dezembro dos respectivos exercícios.

CEPEL

DESPESAS POR MODALIDADE DE CONTRATAÇÃO

Valores em R\$ 1,00

Modalidade de Contratação	Despesa paga	
	2012	2011
7. Modalidade de Licitação (a+b+c+d+e+f)		
l) Convite	58.800	254.176
m) Tomada de Preços	389.210	1.076.810
n) Concorrência	998.400	-
o) Pregão	14.969.519	17.389.124
p) Concurso	-	-
q) Consulta	-	-
8. Contratações Diretas (g+h)		
r) Dispensa	13.758.994	13.977.856
s) Inexigibilidade	5.238.123	2.487.883
9. Regime de Execução Especial		
t) Suprimento de Fundos		
10. Pagamento de Pessoal (j+k)		
u) Pagamento em Folha	122.352.912	114.219.008
v) Diárias	589.782	452.926
11. Outros		
12. Total (1+2+3+4+5)	158.355.741	149.857.785

Fonte: Relatórios INFO, DVSU, DP e PDG-2012

4.3 Demonstração e análise do desempenho da Unidade na Execução Orçamentária e Financeira

Não se aplica a Eletrobras nem ao Cepel.

5. TÓPICOS ESPECIAIS DA EXECUÇÃO ORÇAMENTÁRIA E FINANCEIRA

5.1. Reconhecimentos de Passivos

Não houve ocorrência de passivo sem cobertura orçamentária.

5.2. Pagamentos e Cancelamentos de Restos a Pagar de Exercícios Anteriores

Não se aplicam a Eletrobras nem ao Cepel.

5.3. Transferências de Recursos

DG – Diretoria de Geração

QUADRO A.5.3 – CARACTERIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIAS VIGENTES NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A.									
CNPJ: 00.001.180/0002-07-RJ					UG/GESTÃO: Diretoria de Geração				
Informações sobre as Transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o Exercício	Início	Fim	
1	ECV- 277/2008 (Aditivos ECV- 277-A/2010, 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 (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)	442.469,54	4.611.020,36	01/09/2008	01/09/2013	1
1	ECV- 303/2009 (Aditivos ECV- 303-A/2010, 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\$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)	-	-	22/10/09	22/09/13	1

1	ECV-316/2010 (Aditivo ECV-316-A/2011)	Centrais Elétricas do Norte do Brasil - CNPJ: 00.357.038/0001-16	R\$16.000.000,00	R\$14.500.000,00	460.000,00	4.836.565,44	29/04/10	16/07/14	1
5	BRA/IICA/09/001	IICA	9.534.030,00	Não há.	4.500.000,00	7.213.530,00	18/03/2009	17/03/2014	1

LEGENDA

Modalidade:

- 1 - Convênio
- 2 - Contrato de Repasse
- 3 - Termo de Cooperação
- 4 - Termo de Compromisso
- 5 - Coop. Técnica Internacional

Situação da Transferência:

- 1 - Adimplente
- 2 - Inadimplente
- 3 - Inadimplência Suspensa
- 4 - Concluído
- 5 - Excluído
- 6 - Rescindido
- 7 - Arquivado

Fonte:

QUADRO A.5.4 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS CELEBRADOS PELA UJ NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome:	Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					
CNPJ:	00.001.180/0002-07-RJ					
UG/GESTÃO:	Diretoria de Geração					
Modalidade	Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício			Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00) ^B		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Convênio	-	-	1 ^A	902.469,54	1.443.302,14	5.842.395,13
Contrato de Repasse	-	-	-	-	-	-
Termo de Cooperação	-	-	-	-	-	-
Termo de Compromisso	-	-	-	-	-	-
Coop. Técnica Internac.	-	-	-	4.500.000,00	-	1.833.465,00
Totais	0	0	1 ^A	5.402.469,54	1.443.302,14	7.675.860,13

Fonte:

Observações:

A - Instrumento ECV-316/2010 (Aditivo ECV-316-A/2011)

B - Repasses relativos aos instrumentos ECV-250/2007, ECV-277/2008, ECV-316/2010 e Termo de Cooperação Técnica Internacional BRA/IICA/09/001.

QUADRO A.5.5 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIA QUE VIGERÃO EM 2013 E EXERCÍCIOS SEGUINTE

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					
CNPJ: 00.001.180/0002-07-RJ			UG/GESTÃO: Diretoria de Geração		
Modalidade	Qtd. de Instrumentos com Vigência em 2013 e Seguintes	Valores (R\$)			% do Valor Global Repassado até o Final do Exercício de 2012
		Contratados	Repassados até 2012	Previstos para 2013	
Convênio	3 ^{A, B, C}	128.520.040,00	9.047.147,00	20.495.187,66	7,04%
Contrato de Repasse	-	-	-	-	
Termo de Cooperação	-	-	-	-	
Termo de Compromisso	-	-	-	-	
Coop. Técnica Internac.	1 ^E	9.534.030,00	7.213.530,00	-	76%
Totais	4	138.054.070,00	16.260.677,00	20.495.187,66	11,78%

Fonte:

Observações:

A- Instrumento ECV-277/2008 (Aditivos ECV-277-A/2010, ECV-277-B/2010)

B- Instrumento ECV-303/2009 (Aditivos ECV-303-A/2010, ECV-303-B/2010)

C- Instrumento ECV-316/2010 (Aditivo ECV-316-A/2011)

D- R\$13.730.783,66 do montante apresentado (R\$20.495.187,66) é composto por US\$6.934.389,00 aplicado à taxa de câmbio do Banco Central R\$/US\$ vigente em 27/02/2012. Convênio celebrado em dólar americano.

E- Termo de Cooperação Técnica Internacional BRA/IICA/09/001.

**QUADRO A.5.6 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS
CONCEDIDAS PELA UJ NA MODALIDADE DE CONVÊNIO, TERMO DE COOPERAÇÃO
E DE CONTRATOS DE REPASSE.**

Valores em R\$
1,00

Unidade Concedente					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S/A.					
CNPJ: 00.001.180/0002-07-RJ		UG/GESTÃO: Diretoria de Geração			
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montante Repassados		Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
			Convênios	Termo de Cooperação	Contratos de Repasse
2012	Contas Prestadas	Quantidade	2 ^{C, D}	1 ^E	-
		Montante Repassado	R\$902.469,54	4.500.000,00	-
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	-	-	-
		Montante Repassado	-	-	-
2011	Contas Prestadas	Quantidade	1	1	-
		Montante Repassado	R\$11.201.220,50 ^(B)	-	-
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	-	-	-
		Montante Repassado	-	-	-
2010	Contas Prestadas	Quantidade	-	1	-
		Montante Repassado	-	1.833.465,00	-
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	-	-	-
		Montante Repassado	-	-	-
Anteriores a 2010	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	(A)	-	-
		Montante Repassado	(A)	-	-

Fonte:

Observações:

A – A DG desconhece a existência de contas prestadas e/ou pendentes nos anos indicados.

B – O montante total repassado ao conveniente foi de R\$11.201.220,50. Entretanto, na prestação de contas final houve a devolução de R\$6.661.890,64 ao concedente.

C - Instrumento ECV-277/2008 (Aditivos ECV-277-A/2010, ECV-277-B/2010).

D - Instrumento ECV-316/2010 (Aditivo ECV-316-A/2011)

E – Termo de Cooperação Técnica Internacional BRA/IICA/09/001.

QUADRO A.5.7 - 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.					
CNPJ: 00.001.180/0002-07-RJ			UG/GESTÃO: Diretoria de Geração		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse / Termo de Coop. Técnica
2012	Quantidade de Contas Prestadas			2 ^{B,C}	1 ^D
	Com Prazo de Análise ainda não Vencido	Quantidade	Contas Analisadas	2 ^{B,C}	1 ^D
			Contas Não Analisadas		-
		Montante Repassado (R\$)		R\$902.469,54	4.500.000,00
	Com Prazo de Análise Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada		-
			Quantidade Reprovada		-
			Quantidade de TCE		-
Contas NÃO Analisadas		Quantidade		-	
		Montante Repassado (R\$)		-	
2011	Quantidade de contas prestadas			1	1 ^D
	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada		1	1 ^D
		Quantidade Reprovada		-	-
		Quantidade de TCE		-	-
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade		-	-
Montante repassado (R\$)		-	-		
2010	Quantidade de Contas Prestadas			-	1 ^D
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		-	1 ^D
		Quantidade Reprovada		-	-
		Quantidade de TCE		-	-
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade		-	-
Montante Repassado		-	-		
Exercícios Anteriores a 2010	Contas NÃO Analisadas	Quantidade		(A)	(A)
		Montante Repassado		(A)	(A)

Fonte:

Observações:

A - A DG desconhece a existência de contas prestadas e/ou pendentes nos anos indicados.

B - Instrumento ECV-277/2008 (Aditivos ECV-277-A/2010, ECV-277-B/2010).

C - Instrumento ECV-316/2010 (Aditivo ECV-316-A/2011).

D - Termo de Cooperação Técnica Internacional BRA/IICA/09/001.

PCI – Assessoria de Relações Institucionais e Parlamentares

QUADRO A.5.3 – CARACTERIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIAS VIGENTES NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A									
CNPJ: 00357038/0001-16					UG/GESTÃO:				
Informações sobre as Transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o Exercício	Início	Fim	
1	ECV 307/09	00001180/0002-7	769.120,10	-	3.978,80	-	01/03/10	28/02/14	1
<p>LEGENDA</p> <p>Modalidade:</p> <ul style="list-style-type: none"> 6 - Convênio 7 - Contrato de Repasse 8 - Termo de Cooperação 9 - Termo de Compromisso <p>Situação da Transferência:</p> <ul style="list-style-type: none"> 8 - Adimplente 9 - Inadimplente 10 - Inadimplência Suspensa 11 - Concluído 12 - Excluído 13 - Rescindido 14 - Arquivado 									
Fonte:									

QUADRO A.5.4 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS CELEBRADOS PELA UJ NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome:	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A					
CNPJ:	00357038/0001-16					
UG/GESTÃO:						
Modalidade	Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício			Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00)		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Convênio			1	3.978,80	-	-
Contrato de Repasse						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
Totais						

Fonte:

QUADRO A.5.5 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIA QUE VIGERÃO EM 2013 E EXERCÍCIOS SEGUINTE

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome:					
CNPJ:			UG/GESTÃO:		
Modalidade	Qtd. de Instrumentos com Vigência em 2013 e Seguintes	Valores (R\$ 1,00)			% do Valor Global Repassado até o Final do Exercício de 2012
		Contratados	Repassados até 2012	Previstos para 2013	
Convênio	1	769.120,10	3.978,80		
Contrato de Repasse					
Termo de Cooperação					
Termo de Compromisso					
Totais					

Fonte:

**QUADRO A.5.6 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS
CONCEDIDAS PELA UJ NA MODALIDADE DE CONVÊNIO, TERMO DE COOPERAÇÃO
E DE CONTRATOS DE REPASSE.**

Valores em R\$
1,00

Unidade Concedente					
Nome:					
CNPJ:			UG/GESTÃO:		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montante Repassados		Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
			Convênios	Termo de Cooperação	Contratos de Repasse
2012	Contas Prestadas	Quantidade	01		
		Montante Repassado	3.978,80		
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	-		
		Montante Repassado	-		
2011	Contas Prestadas	Quantidade	1		
		Montante Repassado	-		
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	-		
		Montante Repassado	-		
2010	Contas Prestadas	Quantidade	1		
		Montante Repassado	-		
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	-		
		Montante Repassado	-		
Anteriores a 2010	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	-		
		Montante Repassado	-		

Fonte:

QUADRO A.5.7 - VISÃO GERAL DA ANÁLISE DAS PRESTAÇÕES DE CONTAS DE CONVÊNIOS E CONTRATOS DE REPASSE

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome:					
CNPJ:			UG/GESTÃO:		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse
2012	Quantidade de Contas Prestadas			1	
	Com Prazo de Análise ainda não Vencido	Quantidade	Contas Analisadas	1	
			Contas Não Analisadas	3.978,80	
	Montante Repassado (R\$)			-	
	Com Prazo de Análise Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	-	
			Quantidade Reprovada	-	
			Quantidade de TCE	-	
Contas NÃO Analisadas		Quantidade	-		
Montante Repassado (R\$)			-		
2011	Quantidade de contas prestadas				
	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
Montante repassado (R\$)					
2010	Quantidade de Contas Prestadas				
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
Montante Repassado					
Exercícios Anteriores a 2010	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
Fonte:					

DT – Diretoria de Transmissão

QUADRO A.5.3 – 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:				
Informações sobre as Transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o Exercício	Início	Fim	
1	ECV 238/07	06.272.793/0001-84	1.282.480,21*	264.999,84	0,00	353.754,49	14/10/08	13/08/12	1
1	ECV PR 001/11	04071106/0001-37 02646829/0001-91	10.025.000,00	2.150.000,00	6.300.000,00	6.300.000,00	5/10/11	4/10/213	1

LEGENDA

Modalidade:	Situação da Transferência:
10 - Convênio	15 - Adimplente
11 - Contrato de Repasse	16 - Inadimplente
12 - Termo de Cooperação	17 - Inadimplência Suspensa
13 - Termo de Compromisso	18 - Concluído
	19 - Excluído
	20 - Rescindido
	21 - Arquivada

Fonte:

Observações: * O valor global deste Convênio se refere a valores da Eletrobras (R\$ 674.758,76) e Eletronorte (R\$ 607.721,45) totalizando o valor de 1.282.480,21.

** contrapartidas - 04071106/0001-37 - R\$ 1.850.000,00 e 02646829/0001-91 – R\$ 300.000,00.

QUADRO A.5.4 – 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:						
Modalidade	Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício			Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00)		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Convênio				6.330.000,00	353.754,49	
Contrato de Repasse						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
Totais				6.330.000,00	353.754,49	

Fonte:

QUADRO A.5.5 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIA QUE VIGERÃO EM 2013 E EXERCÍCIOS SEGUINTE

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS					
CNPJ: 00.001.180/0002-07			UG/GESTÃO:		
Modalidade	Qtd. de Instrumentos com Vigência em 2013 e Seguintes	Valores (R\$ 1,00)			% do Valor Global Repassado até o Final do Exercício de 2012
		Contratados	Repassados até 2012	Previstos para 2013	
Convênio	1	- 040711060001-37 - 02646829/0001-91	6.300.000,00	1.575.000,00	80,38%
Contrato de Repasse					
Termo de Cooperação					
Termo de Compromisso					
Totais					

Fonte:

**QUADRO A.5.6 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS
CONCEDIDAS PELA UJ NA MODALIDADE DE CONVÊNIO, TERMO DE COOPERAÇÃO
E DE CONTRATOS DE REPASSE.**

Valores em R\$
1,00

Unidade Concedente					
Nome: CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS					
CNPJ: 00.001.180/0002-07			UG/GESTÃO:		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montante Repassados		Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
			Convênios	Termo de Cooperação	Contratos de Repasse
2012	Contas Prestadas	Quantidade	2		
		Montante Repassado	3.353.754,49		
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	1		
		Montante Repassado	3.300.000,00		
2011	Contas Prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2010	Contas Prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
Anteriores a 2010	Contas NÃO Prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			

Fonte:

QUADRO A.5.7 - 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:		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse
2012	Quantidade de Contas Prestadas				
	Com Prazo de Análise ainda não Vencido	Quantidade	Contas Analisadas	1	
			Contas Não Analisadas	1	
		Montante Repassado (R\$)		6.300.000,00	
	Com Prazo de Análise Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	1	
			Quantidade Reprovada	0	
		Contas NÃO Analisadas	Quantidade de TCE	0	
Quantidade			0		
Montante Repassado (R\$)		0,00			
2011	Quantidade de contas prestadas				
	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
Montante repassado (R\$)					
2010	Quantidade de Contas Prestadas				
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
Montante Repassado					
Exercícios Anteriores a 2010	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
		Montante Repassado			

Fonte:

PCO – Ouvidoria Geral

QUADRO A.5.3 – 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:				
Informações sobre as Transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o Exercício	Início	Fim	
Convênio	ECV245A/2011	Eletronorte	61.235,34	8.250,00	0	0	07/10/2011	06/10/2012	4

LEGENDA

Modalidade:	Situação da Transferência:
14 - Convênio	22 - Adimplente
15 - Contrato de Repasse	23 - Inadimplente
16 - Termo de Cooperação	24 - Inadimplência Suspensa
17 - Termo de Compromisso	25 - Concluído
	26 - Excluído
	27 - Rescindido
	28 - Arquivado

Fonte:

QUADRO A.5.4 – 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:						
Modalidade	Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício			Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00)		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Convênio	0	1	0	76.167,84	0	0
Contrato de Repasse	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	0	1	0	76.167,84	0	0

Fonte:

QUADRO A.5.5 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIA QUE VIGERÃO EM 2013 E EXERCÍCIOS SEGUINTE

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. / Eletrobras					
CNPJ: 00.001.180/0002-07			UG/GESTÃO:		
Modalidade	Qtd. de Instrumentos com Vigência em 2013 e Seguintes	Valores (R\$ 1,00)			% do Valor Global Repassado até o Final do Exercício de 2012
		Contratados	Repassados até 2012	Previstos para 2013	
Convênio	0	0	76.167,84	0	30,9
Contrato de Repasse	0	0	0	0	0
Termo de Cooperação	0	0	0	0	0
Termo de Compromisso	0	0	0	0	0
Totais	0	0	76.167,84	0	30,9

Fonte:

QUADRO A.5.6 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS CONCEDIDAS PELA UJ NA MODALIDADE DE CONVÊNIO, TERMO DE COOPERAÇÃO E DE CONTRATOS DE REPASSE.

Valores em R\$
1,00

Unidade Concedente					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. / Eletrobras					
CNPJ: 00.001.180/0002-07			UG/GESTÃO:		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montante Repassados		Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
			Convênios	Termo de Cooperação	Contratos de Repasse
2012	Contas Prestadas	Quantidade	1	0	0
		Montante Repassado	76.167,84	0	0
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0	0	0
		Montante Repassado	0	0	0
2011	Contas Prestadas	Quantidade	0	0	0
		Montante Repassado	0	0	0
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0	0	0
		Montante Repassado	0	0	0
2010	Contas Prestadas	Quantidade	0	0	0
		Montante Repassado	0	0	0
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0	0	0
		Montante Repassado	0	0	0
Anteriores a 2010	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0	0	0
		Montante Repassado	0	0	0

Fonte:

QUADRO A.5.7 - 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:		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse
2012	Quantidade de Contas Prestadas			1	0
	Com Prazo de Análise ainda não Vencido	Quantidade	Contas Analisadas	1	0
			Contas Não Analisadas	0	0
	Montante Repassado (R\$)			76.167,84	0
	Com Prazo de Análise Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	0	0
			Quantidade Reprovada	0	0
		Contas NÃO Analisadas	Quantidade de TCE	0	0
			Quantidade	0	0
Montante Repassado (R\$)			0	0	
2011	Quantidade de contas prestadas			0	0
	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada		0	0
		Quantidade Reprovada		0	0
		Quantidade de TCE		0	0
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade		0	0
Montante repassado (R\$)		0	0		
2010	Quantidade de Contas Prestadas			0	0
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		0	0
		Quantidade Reprovada		0	0
		Quantidade de TCE		0	0
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade		0	0
Montante Repassado		0	0		
Exercícios Anteriores a 2010	Contas NÃO Analisadas	Quantidade		0	0
		Montante Repassado		0	0

Fonte:

PCS – Departamento de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade

QUADRO A.5.3 – CARACTERIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIAS VIGENTES NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA - 2012

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A- ELETROBRAS									
CNPJ: 00.001.180/0002-07					UG/GESTÃO: PCS				
Informações sobre as Transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Global	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o Exercício	Início	Fim	
1	ECV-321/2010	Cinema Nosso	R\$ 389.074,00	R\$ 111.336,00	-	R\$ 261.102,87	02.08.10-	01.10.11	2
1	ECV-327/10	Associação de Moradores e Amigos do Centro Histórico de Salvador - AMACH	R\$ 392.328,38	R\$ 94.000,00	R\$13.273,91	R\$ 295.831,83	03.09.10-	02.02.12	2
1	ECV-330/2010	Centro de Atendimento Popular da Leopoldina - CAPL	R\$ 365.264,85	R\$ 83.859,00	R\$ 14.019,59	R\$ 254.889,04	28.08.10	27.08.11	2
1	ECV- PGR 001/2010	Fundação Pavel	R\$ 151.169,20	R\$ 51.096,00	R\$ 32.636,18	R\$ 99.052,70	04.11.10	03.01.12	2
1	ECV- PGR 002/2010	Instituto Ação Verde	R\$ 368.688,47	R\$ 96.502,32	-	R\$ 218.814,12	17.12.10	16.08.12	1
1	ECV-PGR 001/2011	ONG Esporte Mais	R\$ 614.000,00	R\$ 84.000,00	-	R\$ 403.200,00	07.02.11	06.04.12	2
1	ECV-PGR 002/2011	Fundação do Caminho	R\$ 323.990,56	R\$ 46.410,40	R\$ 45.363,00	R\$ 277.580,16	11.04.11-	10.04.12	4

1	ECV-PGR-003/11	Centro Comunitário de Produção (CCP) Sabores de Tomate	R\$ 47.476,37	R\$ 3.303,10	-	R\$ 44.173,09	28.04.11	26.11.11	4
1	ECV-PGR-004/2011	Associação Comunitária do Bairro Cachoeira do Cambuí	R\$ 147.878,99	R\$ 70.279,00	R\$ 77.599,99	R\$ 77.599,99	26.08.11	25.05.12	2
1	ECV-PGR-005/2011	ONG Esporte Mais	R\$ 996.894,40	R\$ 466.894,40	-	R\$ 494.000,00	18.07.11	17.10.12	2
1	ECV-PGR-006/2011	Federação de Instituições Beneficentes de Iniciativa Particular do Rio de Janeiro - FIB	R\$ 360.474,00	R\$ 42.494,00	-	R\$ 317.980,00	10.08.11-	09.08.12	4
1	ECV-PGR-007/2011	Instituto Nossa Senhora do Teatro	R\$ 284.802,14	R\$ 95.000,00	R\$ 35.300,00	R\$ 127.702,14	12.11.12	11.02.13	1
1	ECV-PGR-008/2011	Movimento de Mulheres de São Gonçalo- MMSG	R\$ 379.065,13	R\$ 79.732,83	R\$ 179.153,08	R\$ 298.886,00	12.12.11	11.03.13	1
1	ECV-PGR-001/2012	Projeto Centro Comunitário de Produção São Miguel	R\$ 64.418,46	R\$ 18.807,46	R\$ 43.581,00	R\$ 43.581,00	01.02.12	31.10.12	4
1	ECV-PCS-001/2012	Instituto Kabu	R\$ 389.516,85	R\$ 39.777,04	R\$ 389.516,85	R\$ 389.516,85	20.04.12	19.11.12	4
1	ECV-PGR-003/2012	Transmissão da Cidadania e do Saber	R\$ 134.887,51	R\$ 22.772,51	R\$ 112.115,00	R\$ 112.115,00	02.04.12	01.04.13	1

1	ECV-PCS-004/2012	Instituto de Ação Social e Desenvolvimento Sustentável COSTA VERDE	R\$ 405.966,00	R\$ 54.400,00	R\$ 246.096,20	R\$ 246.096,20	26.04.12	25.07.13	1
1	ECV-PCS-005/2012	Centro de Defesa dos Direitos Humanos de Petrópolis-CDDH	R\$ 152.045,46	R\$ 34.012,92	R\$ 59.016,27	R\$ 59.016,27	31.09.12	30.12.13	1
1	ECV-PCS-006/2012	Prefeitura de Candiota	R\$ 421.617,76	R\$ 86.950,00	R\$ 216.600,50	R\$ 216.600,50	31.09.12	30.12.13	1
1	ECV-PCS-007/2012	Associação Nacional dos Atingidos por Barragens	R\$3.977.000,01	R\$ 292.456,67	R\$ 864.871,08	R\$ 864.871,08	29.10.12	28.06.15	1

Fonte: \\Hsf04\depto-pgr\PGRS - PCSC\PGRS 2012\Administrativo Gerencial\Projetos Vigentes\Projetos Vigentes e assinados e 2012 e Indicadores Sociais.xls

LEGENDA

Modalidade:

- 18 - Convênio
- 19 - Contrato de Repasse
- 20 - Termo de Cooperação
- 21 - Termo de Compromisso

Situação da Transferência:

- 29 - Adimplente
- 30 - Inadimplente
- 31 - Inadimplência Suspensa
- 32 - Concluído
- 33 - Excluído
- 34 - Rescindido
- 35 - Arquivado

QUADRO A.5.4 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS CELEBRADOS PELA UJ NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome:						
CNPJ:						
UG/GESTÃO:						
Modalidade	Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício			Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00)		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Convênio	7	8	20	R\$ 2.353.482,30	R\$ 3.646.591,73	R\$ 2.975.464,08
Contrato de Repasse						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
Totais	7	8	20	R\$ 2.353.482,30	R\$ 3.646.591,73	R\$ 2.975.464,08

Fonte: \\Hsfs04\depto-pgr\PGRS - PCSC\PGRS 2012\Administrativo Gerencial\Projetos Vigentes\Projetos Vigentes e assinados e 2012 e Indicadores Sociais.xls
 \\Hsfs04\depto-pgr\PGRS - PCSC\PGRS 2011\3. ADMINISTRATIVO GERENCIAL\INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS\Indicadores Sociais 2011
 \\Hsfs04\depto-pgr\PGRS - PCSC\PGRS 2011\3. ADMINISTRATIVO GERENCIAL\Relatório 2011\ Backup de Tabelas e Gráficos - Relatório 2010 –

QUADRO A.5.5 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIA QUE VIGERÃO EM 2013 E EXERCÍCIOS SEGUINTE

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobras					
CNPJ: 00.001.180/0002-07			UG/GESTÃO: PCSC		
Modalidade	Qtd. de Instrumentos com Vigência em 2013 e Seguintes	Valores (R\$ 1,00)			% do Valor Global Repassado até o Final do Exercício de 2012
		Contratados	Repassados até 2012	Previstos para 2013	
Convênio	16	7.422.702,52	3.465.278,09	2.802.389,16	47%
Contrato de Repasse	-	-	-	-	-
Termo de Cooperação	-	-	-	-	-
Termo de Compromisso	-	-	-	-	-
Totais	16	7.422.702,52	3.465.278,09	2.802.389,16	47%

Fonte: <\\Hsfs04\depto-pgr\PGRS - PCSC\PCSC 2013\Administrativo Gerencial\Indicadores 2013\ Convênios Vigentes em 2013>

QUADRO A.5.6 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS CONCEDIDAS PELA UJ NA MODALIDADE DE CONVÊNIO, TERMO DE COOPERAÇÃO E DE CONTRATOS DE REPASSE.

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A.					
CNPJ: 00.001.180/0002-07		UG/GESTÃO: PCS			
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montante Repassados		Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
			Convênios	Termo de Cooperação	Contratos de Repasse
2012	Contas Prestadas	Quantidade	4	—	—
		Montante Repassado	894.030,20	—	—
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	2	—	—
		Montante Repassado	176.802,16	—	—
2011	Contas Prestadas	Quantidade	38	—	—
		Montante Repassado	2.944.311,73	—	—
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	5	—	—
		Montante Repassado	625.919,02	—	—
2010	Contas Prestadas	Quantidade	19	—	—
		Montante Repassado	3.324.237,17	—	—
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	3	—	—
		Montante Repassado	370.930,00	—	—
Anteriores a 2010	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	2	—	—
		Montante Repassado	230.030,29	—	—

Fonte: \\Hsfs04\depto-pgr\PGRS - PCSC\PGRS 2012\Administrativo Gerencial\Auditoria\TCU\Relatório de Gestão e Prestação de Contas no exercício 2011\Preenchidos conforme instruções Alexandre

Obs: Informamos que a partir do ano de 2012 foram considerados os números de convênios conforme nova instrução 5.3.4. contida no manual TCU. Os anos anteriores consideram número de parcelas.

QUADRO A.5.7 - 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: PCSC		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse
2012	Quantidade de Contas Prestadas			28	-
	Com Prazo de Análise ainda não Vencido	Quantidade	Contas Analisadas	4	-
			Contas Não Analisadas	-	-
		Montante Repassado (R\$)		283.343,92	-
	Com Prazo de Análise Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	18	-
			Quantidade Reprovada	4	-
			Quantidade de TCE	-	-
Contas NÃO Analisadas		Quantidade	2	-	
Montante Repassado (R\$)		82.098,09	-		
2011	Quantidade de contas prestadas			38	-
	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada		38	-
		Quantidade Reprovada		-	-
		Quantidade de TCE		-	-
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade		-	-
Montante repassado (R\$)		-	-		
2010	Quantidade de Contas Prestadas			32	-
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		31	-
		Quantidade Reprovada		1	-
		Quantidade de TCE		-	-
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade		-	-
Montante Repassado		-	-		
Exercícios Anteriores a 2010	Contas NÃO Analisadas	Quantidade		-	-
		Montante Repassado		-	-

Fonte:

Análise Crítica

- **Medidas adotadas para sanear as transferências na situação de inadimplente;**

Diante de não conformidades de despesas ou sua comprovação irregular, são realizadas glosas de valores para repasse, com vistas à regularização da situação. Diante de situação de inadimplência em razão de débitos fiscais, é imediatamente suspenso o repasse de valores firmados no âmbito do convênio. Se a inadimplência for relacionada ao atraso na entrega da prestação de contas, são tomadas providências com vistas à advertência verbal e escrita para que seja justificado o atraso. Não obstante a prestação de contas, sempre é aferida, mesmo com atraso. Para o caso de não ser apresentada a prestação de contas, a Eletrobras possui uma rotina formal de abertura de processo administrativo e também a propositura de ação judicial, se necessário, para a recuperação do débito.

- **Situação das transferências efetuadas no exercício frente ao disposto no Art. 35 do Decreto 93.872/86 e do art. 12 do Decreto 7.680/2012, ou legislação que o altere;**

Não são aplicáveis a Eletrobras.

- **Evolução das transferências efetuadas nos três últimos exercícios, quanto à quantidade e volume de recursos transferidos;**

Observando o quadro A.5.4 é possível afirmar que houve um decréscimo na quantidade e no valor de investimento em convênios de Responsabilidade Social firmados pela Eletrobras, sendo em 2010, 20 (vinte), em 2011, 08 (oito) e em 2012, 07 (sete).

O decréscimo no valor do investimento em 2012 deve-se ao fato de, além de um número menor de convênios celebrado sem relação aos anos anteriores, parte dos repasses serão realizados em exercícios futuros.

- **Medidas adotadas para gerir as transferências no exercício de 2012;**

Em 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 dessa Divisão teve como objetivo, dentre outros, segregar as funções de gestão e prestação de contas dos contratos e convênios firmados no âmbito do Departamento, garantindo maior controle e confiabilidade das informações. Mesmo antes desta reestruturação, a área gestora de convênios sempre realizou a prestação de contas e manteve o procedimento de visitar in loco todos os convênios celebrados, pelo menos uma vez, durante toda a execução, de forma a constatar a regularidade da aplicação dos recursos, do cronograma previsto e das contrapartidas negociadas.

Alem disso, por solicitação do Departamento de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade, a Eletrobras contratou uma empresa para criar um programa/sistema de gestão de contratos e convênios como ferramenta de apoio a seu corpo técnico gestor de contratos e convênios.

- **Análise da evolução das prestações de contas referentes às transferências expiradas até 2012, quanto à conformidade das prestações de contas com os prazos regulamentares;**

Conforme instrução contida no manual TCU, item 5.3.4, para o ano de 2012 foi considerado o número de convênios, e não o número de parcelas pagas no âmbito dos convênios, como nos anos anteriores (2010 e 2011).

Verifica-se um total de 06 (seis) convênios tendo como ano de 2012 a data limite para prestação de contas final. Destes, 04 (quatro) tiveram suas contas prestadas e aprovadas dentro do período estipulado; 02 (dois) convênios não tiveram sua prestação de contas finalizadas no período. Um, destes dois últimos, já realizou prestação de contas parcial; o outro ainda está pendente de prestação de contas final.

- **Análise da evolução das análises das prestações de contas referentes às transferências expiradas até 2012, quanto à eficiência e eficácia dos procedimentos adotados, bem como quanto à disponibilidade adequada de recursos humanos e materiais para tanto;**

A área específica para tratar da análise de prestação de contas auxilia a área gestora dos convênios nas medidas de ajustes a serem providenciados resultantes das avaliações parciais e finais das fiscalizações. Esse trabalho conjunto permite um olhar mais ampliado e complementar na gestão de todo o convênio e, portanto, confere maior eficiência e eficácia ao processo de análise de prestação de contas.

- **Estruturas de controle definidas para o gerenciamento das transferências, informando, inclusive, a capacidade de fiscalização in loco da execução dos planos de trabalho contratados;**

Para cada convênio celebrado, é designado um gestor e um fiscal, com seus respectivos suplentes, para acompanhamento de cada projeto. É respeitada a estrutura atual da área na qual a gestão dos convênios é realizada por uma divisão (Divisão de Promoção da Cidadania Empresarial e Projetos com a Sociedade) e a prestação de contas por outra divisão (Divisão de Acompanhamento de Contratos e Convênios) ambas do mesmo Departamento. O objetivo é segregar as ações de gestão e fiscalização, mantendo a imparcialidade, além da garantia de maior controle e confiabilidade das informações.

A Fiscalização in loco, é feita por meio de visitas técnicas realizadas com regularidade e periodicidade pelos gestores e fiscais dos respectivos convênios. É importante frisar, que a UJ possui formulários padronizados que são utilizados para cada ação informada.

Todas as transferências/repasses são registradas por formulários próprios e são realizadas através de um sistema, o sistema SAP, comum a toda a Eletrobras.

- **Análise da efetividade das transferências como instrumento de execução descentralizada das políticas públicas a cargo da UJ.**

A transferência de recursos para a execução de projetos que atendem algumas das políticas públicas se mostram efetivas uma vez que, os convênios de responsabilidade social celebrados pela empresa, em razão da gestão que é realizada, apresentaram execução idônea de seus objetos propostos, atingindo todas as suas finalidades nas seguintes linhas de atuação: Geração de emprego e Renda; Educação e Qualificação Profissional para Jovens e Adultos e Atendimento às Comunidades Atingidas por Empreendimentos da empresa.

CEPEL**INFORMAÇÃO SOBRE A TRANSFERÊNCIA MEDIANTE CONVÊNIOS****QUADRO A.5.3 – CARACTERIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIAS VIGENTES NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA**

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	26/12/12	1

LEGENDA

Modalidade:

- 1 - Convênio
- 2 - Contrato de Repasse
- 3 - Termo de Cooperação
- 4 - Termo de Compromisso

Situação da Transferência:

- 1 - Adimplente
- 2 - Inadimplente
- 3 - Inadimplência Suspensa
- 4 - Concluído
- 5 - Excluído
- 6 - Rescindido
- 7 - Arquivado

QUADRO A.5.3 – CARACTERIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIAS VIGENTES NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Ministério de Minas e Energia									
CNPJ: 37.115.383/0001-53					UG/GESTÃO: 320060 / 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	769362/2012	Cepel	59.276.345	3.267.500	0	0	28/05/12	24/05/15	1

LEGENDA

Modalidade:

- 1 - Convênio
- 2 - Contrato de Repasse
- 3 - Termo de Cooperação
- 4 - Termo de Compromisso

Situação da Transferência:

- 1 - Adimplente
- 2 - Inadimplente
- 3 - Inadimplência Suspensa
- 4 - Concluído
- 5 - Excluído
- 6 - Rescindido
- 7 - Arquivado

QUADRO A.5.3 – CARACTERIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIAS VIGENTES NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA

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	0	1.300.000	14/12/09	28/06/13	1
1	773762/2012	Cepel	1.184.000	384.000	300.000	300.000	23/12/05	22/11/11	1
LEGENDA Modalidade: 1 - Convênio 2 - Contrato de Repasse 3 - Termo de Cooperação 4 - Termo de Compromisso Situação da Transferência: 1 - Adimplente 2 - Inadimplente 3 - Inadimplência Suspensa 4 - Concluído 5 - Excluído 6 - Rescindido 7 - Arquivado									

QUADRO A.5.3 – CARACTERIZAÇÃO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIAS VIGENTES NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA

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	01.09.0539.00	Cepel	1.858.996	959.900	0	413.000	16/11/09	04/11/14	1
1	01.10.0513.00	Cepel	663.829	123.929	0	270.000	25/10/10	25/10/14	1
1	01.10.0617.00	Cepel	4.736.378	1.503.653	0	2.710.925	30/11/10	03/12/14	1
1	01.12.0324.00	Cepel	22.266.180	4.266.180	309.498	309.498	06/08/12	06/08/15	1
1	01.11.0222.00	Cepel	1.402.094	1.402.094	0	0	05/09/11	05/02/14	1
LEGENDA Modalidade: 1 - Convênio 2 - Contrato de Repasse 3 - Termo de Cooperação 4 - Termo de Compromisso Situação da Transferência: 1 - Adimplente 2 - Inadimplente 3 - Inadimplência Suspensa 4 - Concluído 5 - Excluído 6 - Rescindido 7 - Arquivado									

QUADRO A.5.4 – 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			Montantes repassados em cada exercício, independentemente do ano de celebração do instrumento (em R\$ 1,00)		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Convênio	1	0	0	300.000	0	1.930.000
Contrato de Repasse						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
Totais	1	0	0	300.000	0	1.930.000

Fonte: Convênio: 773762/2012

QUADRO A.5.4 – 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:	320060 / 00001					
Modalidade	Quantidade de instrumentos celebrados em cada exercício			Montantes repassados em cada exercício, independentemente do ano de celebração do instrumento (em R\$ 1,00)		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Convênio	1	0	0	0	0	0
Contrato de Repasse						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
Totais	1	0	0	0	0	0

Fonte: Convênio: 769362/2012

QUADRO A.5.4 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS CELEBRADOS PELA UJ NOS TRÊS ÚLTIMOS EXERCÍCIOS

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome:	FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos					
CNPJ:	33.749.086/0001-09					
UG/GESTÃO:						
Modalidade	Quantidade de instrumentos celebrados em cada exercício			Montantes repassados em cada exercício, independentemente do ano de celebração do instrumento (em R\$ 1,00)		
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Convênio	1	1	2	309.498	2.710.925	270.000
Contrato de Repasse						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
Totais	1	1	2	309.498	2.710.925	270.000

Fonte: Convênios: 01.10.0513.00, 01.10.0617.00, 01.11.0222.00 e 01.12.0324.00

QUADRO A.5.5 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIA QUE VIGERÃO EM 2013 E EXERCÍCIOS SEQUINTE

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Ministério de Minas e Energia					
CNPJ: 37.115.383/0001-53			UG/GESTÃO: 320060 / 0001		
Modalidade	Qtd. de instrumentos com vigência em 2013 e seguintes	Valores (R\$ 1,00)			% do Valor global repassado até o final do exercício de 2012
		Contratados	Repassados até 2012	Previstos para 2013	
Convênio	1	56.008.845	0	26.103.938	0%
Contrato de Repasse					
Termo de Cooperação					
Termo de Compromisso					
Totais	1	56.008.845	0	26.103.938	0%

Fonte: Convênio 769362/2012

QUADRO A.5.5 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIA QUE VIGERÃO EM 2013 E EXERCÍCIOS SEQUINTE

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 2013 e seguintes	Valores (R\$ 1,00)			% do Valor global repassado até o final do exercício de 2012
		Contratados	Repassados até 2012	Previstos para 2013	
Convênio	2	2.100.000	1.600.000	500.000	76,19%
Contrato de Repasse					
Termo de Cooperação					
Termo de Compromisso					
Totais	2	2.100.000	1.600.000	500.000	76,19%

Fonte: Convênios: 721906/2009 e 773762/2012

QUADRO A.5.5 – RESUMO DOS INSTRUMENTOS DE TRANSFERÊNCIA QUE VIGERÃO EM 2013 E EXERCÍCIOS SEQUINTE

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 2013 e seguintes	Valores (R\$ 1,00)			% do Valor global repassado até o final do exercício de 2012
		Contratados	Repassados até 2012	Previstos para 2013	
Convênio	5	22.671.721	3.703.423	9.274.418	16,33%
Contrato de Repasse					
Termo de Cooperação					
Termo de Compromisso					
Totais	5	22.671.721	3.703.423	9.274.418	16,33%

Fonte: Convênio 01.10.0513.00, 01.10.0617.00, 01.11.0222.00, 01.12.0324.00 e 01.09.0539.00

QUADRO A.5.6 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS
 CONCEDIDAS PELA UJ NA MODALIDADE DE CONVÊNIO, TERMO DE COOPERAÇÃO E
 DE CONTRATOS DE REPASSE.

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente					
Nome: Ministério das Minas e Energia					
CNPJ: 37.115.383/0001-53			UG/GESTÃO: 320010 / 00001		
Exercício da prestação das contas	Quantitativos e montante repassados		Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
			Convênios	Termo de Cooperação	Contratos de Repasse
2012	Contas prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2011	Contas prestadas	Quantidade	1		
		Montante Repassado	1.200.000		
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2010	Contas prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
Anteriores a 2010	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			

Fonte: Convênio: 706321/2009

QUADRO A.5.6 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS
 CONCEDIDAS PELA UJ NA MODALIDADE DE CONVÊNIO, TERMO DE COOPERAÇÃO E
 DE CONTRATOS DE REPASSE.

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente					
Nome: Ministério das Minas e Energia					
CNPJ: 37.115.383/0001-53			UG/GESTÃO: 320013 / 00001		
Exercício da prestação das contas	Quantitativos e montante repassados		Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
			Convênios	Termo de Cooperação	Contratos de Repasse
2012	Contas prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2011	Contas prestadas	Quantidade	2		
		Montante Repassado	4.957.700		
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2010	Contas prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
Anteriores a 2009	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			

Fonte: Convênios: 018/2004 e 004/2007

QUADRO A.5.6 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS
 CONCEDIDAS PELA UJ NA MODALIDADE DE CONVÊNIO, TERMO DE COOPERAÇÃO E
 DE CONTRATOS DE REPASSE.

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente					
Nome: Ministério das Minas e Energia					
CNPJ: 37.115.383/0001-53			UG/GESTÃO: 320002 / 00001		
Exercício da prestação das contas	Quantitativos e montante repassados		Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
			Convênios	Termo de Cooperação	Contratos de Repasse
2012	Contas prestadas	Quantidade	1		
		Montante Repassado	850.000		
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2011	Contas prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2010	Contas prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
Anteriores a 2010	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			

Fonte: Convênio: 706321/2009

QUADRO A.5.6 – RESUMO DA PRESTAÇÃO DE CONTAS SOBRE TRANSFERÊNCIAS
 CONCEDIDAS PELA UJ NA MODALIDADE DE CONVÊNIO, TERMO DE COOPERAÇÃO E
 DE CONTRATOS DE REPASSE.

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente					
Nome: FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos					
CNPJ: 33.749.086/0001-09			UG/GESTÃO:		
Exercício da prestação das contas	Quantitativos e montante repassados		Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
			Convênios	Termo de Cooperação	Contratos de Repasse
2012	Contas prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2011	Contas prestadas	Quantidade	1		
		Montante Repassado	15.000.000		
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
2010	Contas prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
Anteriores a 2010	Contas NÃO prestadas	Quantidade			
		Montante Repassado			

Fonte: Convênio: 01.06.0962.00

QUADRO A.5.7 - VISÃO GERAL DA ANÁLISE DAS PRESTAÇÕES DE CONTAS DE CONVÊNIOS E CONTRATOS DE REPASSE

Valores em R\$
1,00

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Ministério das Minas e Energia					
CNPJ: 37.115.383/0001-53			UG/GESTÃO: 320013 / 00001		
Exercício da prestação das contas	Quantitativos e montantes repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse
2012	Quantidade de contas prestadas				
	Com prazo de análise ainda não vencido	Quantidade	Contas analisadas		
			Contas Não analisadas		
		Montante repassado (R\$)			
	Com prazo de análise vencido	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		
			Quantidade Reprovada		
			Quantidade de TCE		
Contas NÃO analisadas		Quantidade			
Montante repassado (R\$)					
2011	Quantidade de contas prestadas			2	
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
	Contas NÃO analisadas	Quantidade		2	
Montante repassado (R\$)		4.957.700			
2010	Quantidade de contas prestadas			0	
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
	Contas NÃO analisadas	Quantidade			
Montante repassado					
Exercícios anteriores a 2010	Contas NÃO analisadas	Quantidade		5	
		Montante repassado		3.882.000	

Fonte: Convênios: 018/04 e 004/07 (2011) – 025/04, 026/04, 027/04, 028/04 e 029/04 (Anteriores a 2010)

QUADRO A.5.7 - VISÃO GERAL DA ANÁLISE DAS PRESTAÇÕES DE CONTAS DE
CONVÊNIOS E CONTRATOS DE REPASSE

Valores em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Ministério das Minas e Energia					
CNPJ: 37.115.383/0001-53			UG/GESTÃO: 320010 / 00001		
Exercício da prestação das contas	Quantitativos e montantes repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse
2012	Quantidade de contas prestadas			1	
	Com prazo de análise ainda não vencido	Quantidade	Contas analisadas		
			Contas Não analisadas	1	
		Montante repassado (R\$)		850.000	
	Com prazo de análise vencido	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		
			Quantidade Reprovada		
			Quantidade de TCE		
Contas NÃO analisadas		Quantidade			
		Montante repassado (R\$)			
2011	Quantidade de contas prestadas			1	
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
	Contas NÃO analisadas	Quantidade	1		
		Montante repassado (R\$)	630.000		
2010	Quantidade de contas prestadas			0	
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
	Contas NÃO analisadas	Quantidade			
Montante repassado					
Exercícios anteriores a 2010	Contas NÃO analisadas	Quantidade		0	
		Montante repassado		0	

Fonte: Convênio: 037/05 (2012) - 706321/2009 (2011)

QUADRO A.5.7 - 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 das contas	Quantitativos e montantes repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse
2012	Quantidade de contas prestadas			0	
	Com prazo de análise ainda não vencido	Quantidade	Contas analisadas		
			Contas Não analisadas		
		Montante repassado (R\$)			
	Com prazo de análise vencido	Contas analisadas	Quantidade Aprovada		
			Quantidade Reprovada		
			Quantidade de TCE		
Contas NÃO analisadas		Quantidade			
Montante repassado (R\$)					
2011	Quantidade de contas prestadas			1	
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
	Contas NÃO analisadas	Quantidade		1	
Montante repassado (R\$)		15.000.000			
2010	Quantidade de contas prestadas			0	
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
	Contas NÃO analisadas	Quantidade			
Montante repassado					
Exercícios anteriores a 2010	Contas NÃO analisadas	Quantidade		2	
		Montante repassado		1.049.500	

Fonte: Convênio 0962 (2011) – 0712 e 1014 (anteriores 2010)

5.4. Informação Sobre a Utilização de Suprimento de Fundos

Não se aplica a Eletrobras nem ao Cepel.

5.5. Informação Sobre Renúncia Tributária

Não se aplica a Eletrobras nem ao Cepel.

5.6. Informação Sobre Gestão de Precatórios

Não se aplica a Eletrobras nem ao Cepel.

6. GESTÃO DE PESSOAS, TERCEIRIZAÇÃO DE MÃO DE OBRA E CUSTOS RELACIONADOS.

6.1. Composição do Quadro de Servidores Ativos.

6.1.1. Demonstração da Força de Trabalho à Disposição da Unidade Jurisdicionada

ELETOBRAS

QUADRO A.6.1 – FORÇA DE TRABALHO DA UJ – SITUAÇÃO APURADA EM 31/12

Tipologias dos Cargos	Lotação		Ingressos no Exercício	Egressos no Exercício
	Autorizada	Efetiva		
1. Servidores em Cargos Efetivos (1.1 + 1.2)				
1.1. Membros de poder e agentes políticos				
1.2. Servidores de Carreira (1.2.1+1.2.2+1.2.3+1.2.4)				
1.2.1. Servidores de carreira vinculada ao órgão	1.206	1182	4	32
1.2.2. Servidores de carreira em exercício descentralizado				
1.2.3. Servidores de carreira em exercício provisório				
1.2.4. Servidores requisitados de outros órgãos e esferas		188*	6	16
2. Servidores com Contratos Temporários				
3. Servidores sem Vínculo com a Administração Pública	33**	31	2	1
4. Total de Servidores (1+2+3)		1401	12	49

Fonte: cadastro

* Não há quantidade autorizada

** Carta PR 117 de 17/05/2011, conforme Deliberação 352/2009 de 16/11/2009 – 9ª Reunião do Conselho de Administração.

CEPEL

Quadro A.6.1 – Força de Trabalho da UJ – Situação apurada em 31/12

Tipologias dos Cargos	Lotação		Ingressos no Exercício	Egressos no Exercício
	Autorizada	Efetiva		
1. Servidores em Cargos Efetivos (1.1 + 1.2)	570	490	2	13
1.1.Membros de poder e agentes políticos				
1.2.Servidores de Carreira (1.2.1+1.2.2+1.2.3+1.2.4)	570	483		12
1.2.1.Servidores de carreira vinculada ao órgão				
1.2.2.Servidores de carreira em exercício descentralizado				
1.2.3.Servidores de carreira em exercício provisório				
1.2.4.Servidores requisitados de outros órgãos e esferas		7	2	1
2.Servidores com Contratos Temporários				
3.Servidores sem Vínculo com a Administração Pública				
4.Total de Servidores (1+2+3)	570	490	2	13

Fonte: Relatório Gerencial - DGP

6.1.1.1. Situações que Reduzem a Força de Trabalho Efetiva da Unidade Jurisdicionada

ELETROBRAS

QUADRO A.6.2 – SITUAÇÕES QUE REDUZEM A FORÇA DE TRABALHO DA UJ – SITUAÇÃO EM 31/12

Tipologias dos afastamentos	Quantidade de Pessoas na Situação em 31 de Dezembro
1. Cedidos (1.1+1.2+1.3)	131
1.1. Exercício de Cargo em Comissão	
1.2. Exercício de Função de Confiança	
1.3. Outras Situações Previstas em Leis Específicas (especificar as leis)	131
2. Afastamentos (2.1+2.2+2.3+2.4)	
2.1. Para Exercício de Mandato Eletivo	
2.2. Para Estudo ou Missão no Exterior	
2.3. Para Serviço em Organismo Internacional	
2.4. Para Participação em Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu no País	
3. Removidos (3.1+3.2+3.3+3.4+3.5)	35
3.1. De Ofício, no Interesse da Administração	
3.2. A Pedido, a Critério da Administração	
3.3. A pedido, independentemente do interesse da Administração para acompanhar cônjuge/companheiro	
3.4. A Pedido, Independentemente do Interesse da Administração por Motivo de saúde	35
3.5. A Pedido, Independentemente do Interesse da Administração por Processo Seletivo	
4. Licença Remunerada (4.1+4.2)	
4.1. Doença em Pessoa da Família	0
4.2. Capacitação	
5. Licença não Remunerada (5.1+5.2+5.3+5.4+5.5)	1
5.1. Afastamento do Cônjuge ou Companheiro	
5.2. Serviço Militar	
5.3. Atividade Política	
5.4. Interesses Particulares	1
5.5. Mandato Classista	
6. Outras Situações (Especificar o ato normativo)	
7. Total de Servidores Afastados em 31 de Dezembro (1+2+3+4+5+6)	167

Fonte: Cadastro e Folha de Pagamento Eletrobras

CEPEL**Quadro A.6.2 Situações que reduzem a força de trabalho da UJ – Situação em 31/12**

Tipologias dos afastamentos	Quantidade de Pessoas na Situação em 31 de Dezembro
1. Cedidos (1.1+1.2+1.3)	30
1.1. Exercício de Cargo em Comissão	
1.2. Exercício de Função de Confiança	30
1.3. Outras Situações Previstas em Leis Específicas (especificar as leis)	
2. Afastamentos (2.1+2.2+2.3+2.4)	
2.1. Para Exercício de Mandato Eletivo	
2.2. Para Estudo ou Missão no Exterior	
2.3. Para Serviço em Organismo Internacional	
2.4. Para Participação em Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu no País	
3. Removidos (3.1+3.2+3.3+3.4+3.5)	
3.1. De Ofício, no Interesse da Administração	
3.2. A Pedido, a Critério da Administração	
3.3. A pedido, independentemente do interesse da Administração para acompanhar cônjuge/companheiro	
3.4. A Pedido, Independentemente do Interesse da Administração por Motivo de saúde	
3.5. A Pedido, Independentemente do Interesse da Administração por Processo Seletivo	
4. Licença Remunerada (4.1+4.2)	2
4.1. Doença em Pessoa da Família	
4.2. Capacitação	2
5. Licença não Remunerada (5.1+5.2+5.3+5.4+5.5)	3
5.1. Afastamento do Cônjuge ou Companheiro	
5.2. Serviço Militar	
5.3. Atividade Política	
5.4. Interesses Particulares	3
5.5. Mandato Classista	
6. Outras Situações (Especificar o ato normativo)	
7. Total de Servidores Afastados em 31 de Dezembro (1+2+3+4+5+6)	35

Fonte: Relatório Gerencial - DGP

6.1.2. Qualificação da Força de Trabalho

ELETROBRAS

QUADRO A.6.3 – DETALHAMENTO DA ESTRUTURA DE CARGOS EM COMISSÃO E FUNÇÕES GRATIFICADAS DA UJ (SITUAÇÃO EM 31 DE DEZEMBRO)

Tipologias dos Cargos em Comissão e das Funções Gratificadas	Lotação		Ingressos no Exercício	Egressos no Exercício
	Autorizada	Efetiva		
1. Cargos em Comissão				
1.1. Cargos Natureza Especial				
1.2. Grupo Direção e Assessoramento Superior				
1.2.1. Servidores de Carreira Vinculada ao Órgão				
1.2.2. Servidores de Carreira em Exercício Descentralizado				
1.2.3. Servidores de Outros Órgãos e Esferas				
1.2.4. Sem Vínculo	33	31	2	1
1.2.5. Aposentados				
2. Funções Gratificadas				
2.1. Servidores de Carreira Vinculada ao Órgão				
2.2. Servidores de Carreira em Exercício Descentralizado				
2.3. Servidores de Outros órgãos e Esferas				
3. Total de Servidores em Cargo e em Função (1+2)		31	2	1

Fonte: Cadastro Eletrobras

CEPEL

Quadro A.6.3 – Detalhamento da estrutura de cargos em comissão e funções gratificadas da UJ (Situação em 31 de dezembro)

Tipologias dos Cargos em Comissão e das Funções Gratificadas	Lotação		Ingressos no Exercício	Egressos no Exercício
	Autorizada	Efetiva		
1. Cargos em Comissão	5	5		
1.1. Cargos Natureza Especial				
1.2. Grupo Direção e Assessoramento Superior				
1.2.1. Servidores de Carreira Vinculada ao Órgão				
1.2.2. Servidores de Carreira em Exercício Descentralizado				
1.2.3. Servidores de Outros Órgãos e Esferas				
1.2.4. Sem Vínculo	5	5		
1.2.5. Aposentados				
2. Funções Gratificadas				
2.1. Servidores de Carreira Vinculada ao Órgão				
2.2. Servidores de Carreira em Exercício Descentralizado				
2.3. Servidores de Outros órgãos e Esferas				
3. Total de Servidores em Cargo e em Função (1+2)	5	5		

Fonte: Relatório Gerencial - DGP

6.1.2.1. Qualificação do Quadro de Pessoal da Unidade Jurisdicionada Segundo a Idade

ELETOBRAS

QUADRO A.6.4 – QUANTIDADE DE SERVIDORES DA UJ POR FAIXA ETÁRIA – SITUAÇÃO APURADA EM 31/12

Tipologias do Cargo	Quantidade de Servidores por Faixa Etária				
	Até 30 anos	De 31 a 40 anos	De 41 a 50 anos	De 51 a 60 anos	Acima de 60 anos
1. Provimento de Cargo Efetivo	142	352	242	350	96
1.1. Membros de Poder e Agentes Políticos					
1.2. Servidores de Carreira	142	352	242	350	96
1.3. Servidores com Contratos Temporários					
2. Provimento de Cargo em Comissão		1	2	7	13
2.1. Cargos de Natureza Especial					
2.2. Grupo Direção e Assessoramento Superior					
2.3. Funções Gratificadas		1	2	7	13
3. Totais (1+2)	142	353	244	357	109

Fonte: Cadastro Eletrobras

CEPEL

Quadro A.6.4 – Quantidade de servidores da UJ por faixa etária – Situação apurada em 31/12

Tipologias do Cargo	Quantidade de Servidores por Faixa Etária				
	Até 30 anos	De 31 a 40 anos	De 41 a 50 anos	De 51 a 60 anos	Acima de 60 anos
1. Provimento de Cargo Efetivo	16	69	122	214	62
1.1. Membros de Poder e Agentes Políticos					
1.2. Servidores de Carreira	16	69	122	214	62
1.3. Servidores com Contratos Temporários					
2. Provimento de Cargo em Comissão			1	2	2
2.1. Cargos de Natureza Especial					
2.2. Grupo Direção e Assessoramento Superior			1	2	2
2.3. Funções Gratificadas					
3. Totais (1+2)	16	69	123	216	64

Fonte: Relatório Gerencial - DGP

6.1.2.2. Qualificação do Quadro de Pessoal da Unidade Jurisdicionada Segundo a Escolaridade

ELETROBRAS

QUADRO A.6.5 – QUANTIDADE DE SERVIDORES DA UJ POR NÍVEL DE ESCOLARIDADE - SITUAÇÃO APURADA EM 31/12

Tipologias do Cargo	Quantidade de Pessoas por Nível de Escolaridade								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Provimento de Cargo Efetivo	-	-	-	55	189	515	303	103	17
1.1. Membros de Poder e Agentes Políticos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2. Servidores de Carreira	-	-	-	55	189	515	303	103	17
1.3. Servidores com Contratos Temporários	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2. Provimento de Cargo em Comissão	-	-	-	-	1	21	-	-	1
2.1. Cargos de Natureza Especial	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.2. Grupo Direção e Assessoramento Superior	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.3. Funções Gratificadas	-	-	-	-	1	21	-	-	1
3. Totais (1+2)	-	-	-	55	190	536	303	103	18

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/Pós Doutorado/PhD/Livre Docência; 10 - Não Classificada.

Fonte: Cadastro Eletrobras

CEPEL

Quadro A.6.5 – Quantidade de servidores da UJ por nível de escolaridade - Situação apurada em 31/12

Tipologias do Cargo	Quantidade de Pessoas por Nível de Escolaridade								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Provimento de Cargo Efetivo			3	49	150	137		84	60
1.1. Membros de Poder e Agentes Políticos									
1.2. Servidores de Carreira			3	49	150	137		84	60
1.3. Servidores com Contratos Temporários									
2. Provimento de Cargo em Comissão						3			2
2.1. Cargos de Natureza Especial									
2.2. Grupo Direção e Assessoramento Superior						3			2
2.3. Funções Gratificadas									
3. Totais (1+2)	0	0	3	49	150	140	0	84	62

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/Pós Doutorado/PhD/Livre Docência; 10 - Não Classificada.

Fonte: Relatório Gerencial - DGP

6.1.3. Demonstração dos Custos de Pessoal da Unidade Jurisdicionada

ELETROBRAS

Quadro A.6.6 - Quadro de custos de pessoal no exercício de referência e nos dois anteriores

Tipologias/ Exercícios	Vencimentos e vantagens fixas	Despesas Variáveis						Despesas de Exercícios Anteriores	Decisões Judiciais	Total
		Retribuições	Gratificações	Adicionais	Indenizações	Benefícios Assistenciais e previdenciários	Demais despesas variáveis			
Membros de poder e agentes políticos										
Exercícios	2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servidores de Carreira que não ocupam cargo de provimento em comissão										
Exercícios	2012	72.192.345,97	1.668.489,06	7.102.875,39	11.536.757,04	14.345.004,93	(*)	16.329.461,97	-	123.174.934,36
	2011	69.310.765,50	2.080.530,03	7.175.131,66	11.378.524,12	14.501.515,99	(*)	16.674.009,64	-	121.120.476,94
	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										
Exercícios	2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servidores Cedidos com ônus ou em Licença										
Exercícios	2012	13.236.999,54	469.866,82	1.258.231,64	1.548.161,57	2.884.727,15	(*)	2.820.634,21	-	22.218.620,93
	2011	11.617.875,88	431.180,04	1.019.218,41	1.103.088,57	2.422.334,91	(*)	2.226.427,27	-	18.820.125,08
	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										
Exercícios	2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servidores ocupantes de cargos do Grupo Direção e Assessoramento Superior										
Exercícios	2012	11.853.311,33	-	1.047.521,75	996.368,35	1.262.969,04	(*)	1.511.917,22	-	16.672.087,69
	2011	10.074.693,34	-	894.675,34	743.025,47	1.114.092,19	(*)	1.233.454,56	-	14.059.940,90
	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										
Exercícios	2012	33.337.408,77	6.279.861,94	3.753.276,79	3.841.779,73	3.159.915,16	(*)	6.069.041,79	-	56.441.284,18
	2011	23.487.053,83	7.789.995,67	2.957.636,92	3.325.528,17	2.745.196,65	(*)	5.513.033,87	-	45.818.445,11
	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

Servidores de Carreira que não ocupam cargo de provimento em comissão

Servidores com Contratos Temporários

Servidores Cedidos com ônus ou em Licença

Servidores ocupantes de Cargos de Natureza Especial

Servidores ocupantes de cargos do Grupo Direção e Assessoramento Superior

Servidores ocupantes de Funções gratificadas

Não se aplica

Empregados

Não se aplica

Cedidos e/ou empregados de licença recebendo complementação pela Eletrobras

Não se aplica

Dirigentes da alta administração e cargos em comissão

Empregados com funções gratificadas

(*) Benefícios Assistenciais e Previdenciários - Nos controles

2010 - R\$ 11.042.847,38

2011 - R\$ 10.642.454,51

2012 - R\$ 12.878.618,68

Fonte: Folha de Pagamento Eletrobras

CEPEL

Quadro A.6.6 - Quadro de custos de pessoal no exercício de referência e nos dois anteriores

Tipologias/ Exercícios	Vencimen- tos e Vantagens Fixas	Despesas Variáveis						Despes as de Exercí cios Anteri ores	Decisões Judiciais	Total	
		Retrib uições	Grati ficações	Adicionais	Inde nizações	Benefícios Assistencia is e Previdenci ários	Demais Despesas Variáveis				
Membros de Poder e Agentes Políticos											
Exercícios	2012										
	2011										
	2010										
Servidores de Carreira que não Ocupam Cargo de Provisão em Comissão											
Exercícios	2012	41.521.925			9.978.121		5.703.150	14.319.032		9.033,00	71.522.229
	2011	38.148.998			8.905.989		5.937.913	14.932.880		0	67.925.780
	2010	36.080.167			8.208.813		4.757.228	13.925.414		226.900,31	62.971.622
Servidores com Contratos Temporários											
Exercícios	2012										
	2011										
	2010										
Servidores Cedidos com Ônus ou em Licença											
Exercícios	2012	160.226			66.613		13.034	58.718			298.591
	2011	146.539			62.660		1.697	56.267			267.163
	2010	118.025			69.625		8.499	71.334			267.483
Servidores Ocupantes de Cargos de Natureza Especial											
Exercícios	2012										
	2011										
	2010										
Servidores Ocupantes de Cargos do Grupo Direção e Assessoramento Superior											
Exercícios	2012	1.115.894			56.412		1.669	84.250			1.258.224
	2011	969.117			42.881		2.538	113.473			1.128.009
	2010	826.400			42.763		9.902	184.987			1.064.052
Servidores Ocupantes de Funções Gratificadas											
Exercícios	2012										
	2011										
	2010										

Fonte: Relatório Gerencial - DGP

6.1.4. Composição do Quadro de Servidores Inativos e Pensionistas.

6.1.4.1. Classificação do Quadro de Servidores Inativos da Unidade Jurisdicionada Segundo o Regime de Proventos e de Aposentadoria.

O quadro A.6.7 não se aplica a Eletrobras nem ao Cepel.

6.1.4.2. Demonstração das Origens das Pensões Pagas pela Unidade Jurisdicionada

O quadro A.6.8 não se aplica a Eletrobras nem ao Cepel.

6.1.5. Acumulação Indevida de Cargos, Funções e Empregos Públicos.

Nada Consta da Eletrobras nem do Cepel.

6.1.6 Providências Adotadas nos Casos de Acumulação Indevida de Cargos, Funções e Empregos Públicos.

Nada consta da Eletrobras nem do Cepel.

6.1.7 Informações Sobre os Atos de Pessoal Sujeitos a Registros e Comunicação

6.1.7.1 Atos Sujeitos à Comunicação ao Tribunal por intermédio do SISAC.

ELETOBRAS

QUADRO A.6.9 – ATOS SUJEITOS AO REGISTRO DO TCU (ART. 3º DA IN TCU 55/2007)

Tipos de Atos	Quantidade de atos sujeitos ao registro no TCU		Quantidade de atos cadastrados no SISAC	
	Exercícios		Exercícios	
	2012	2011	2012	2011
Admissão	2	77	2	64
Concessão de aposentadoria				
Concessão de pensão civil				
Concessão de pensão especial a ex-combatente				
Concessão de reforma				
Concessão de pensão militar				
Alteração do fundamento legal de ato concessório				
Totais	2	77	2	64

Obs.: A diferença de 13 Atos em 2011 representa o ajuste efetuado referente ao cadastramento feito tendo como registro “cancelamento de desligamento”, conforme orientação do TCU, anteriormente os anistiados eram registrados no sistema como admissões.

QUADRO A.6.10 – ATOS SUJEITOS À COMUNICAÇÃO AO TCU (ART. 3º DA IN TCU 55/2007)

Tipos de Atos	Quantidade de atos sujeitos à comunicação ao TCU		Quantidade de atos cadastrados no SISAC	
	Exercícios		Exercícios	
	2012	2011	2012	2011
Desligamento	32	49	34	47
Cancelamento de concessão				
Cancelamento de desligamento	2	107	109	0
Totais	34	156	143	47

QUADRO A.6.11 – REGULARIDADE DO CADASTRO DOS ATOS NO SISAC

Tipos de Atos	Quantidade de atos de acordo com o prazo decorrido entre o fato caracterizador do ato e o cadastro no SISAC			
	Exercício de 2012			
	Até 30 dias	De 31 a 60 dias	De 61 a 90 dias	Mais de 90 dias
Atos Sujeitos ao Registro pelo TCU (Art. 3º da IN TCU 55/2007)				
Admissão	2			
Concessão de aposentadoria				
Concessão de pensão civil				
Concessão de pensão especial a ex-combatente				
Concessão de reforma				
Concessão de pensão militar				
Alteração do fundamento legal de ato concessório				
Total				
Atos Sujeitos à Comunicação ao TCU (Art. 3º da IN TCU 55/2007)				
Desligamento	32			2 (*)
Cancelamento de concessão				
Cancelamento de desligamento	01			108 (**)
Total	35			110

(*) ato declarado com mais de 90 dias devido a demora no recebimento da informação do falecimento de dois empregados aposentados por invalidez, que devido a legislação ficam com o contrato suspenso.

(**) ato declarado com mais de 90 dias devido a nova orientação, os atos de empregados anistiados devem ser informados como cancelamento de desligamento

CEPEL

O quadro A.6.9 não se aplica ao Cepel.

QUADRO A.6.10 – Atos Sujeitos à Comunicação ao TCU (Art. 3º da IN TCU 55/2007)

Tipos de Atos	Quantidade de atos sujeitos à comunicação ao TCU		Quantidade de atos cadastrados no SISAC	
	Exercícios		Exercícios	
	2012	2011	2012	2011
Desligamento	6	6	6	6
Cancelamento de concessão				
Cancelamento de desligamento				
Totais	6	6	6	6

Fonte: Relatório Gerencial - DGP

QUADRO A.6.11 – Regularidade do Cadastro dos Atos no SISAC

Tipos de Atos	Quantidade de atos de acordo com o prazo decorrido entre o fato caracterizador do ato e o cadastro no SISAC			
	Exercício de 2012			
	Até 30 dias	De 31 a 60 dias	De 61 a 90 dias	Mais de 90 dias
Atos Sujeitos ao Registro pelo TCU (Art. 3º da IN TCU 55/2007)				
Admissão	0	0	0	0
Concessão de aposentadoria				
Concessão de pensão civil				
Concessão de pensão especial a ex-combatente				
Concessão de reforma				
Concessão de pensão militar				
Alteração do fundamento legal de ato concessório				
Total	0	0	0	0
Atos Sujeitos à Comunicação ao TCU (Art. 3º da IN TCU 55/2007)				
Desligamento	5	1	0	0
Cancelamento de concessão				
Cancelamento de desligamento				
Total	5	1	0	0

Fonte: Relatório Gerencial - DGP

6.1.7.2 Atos Sujeitos à Remessa ao TCU em meio físico

O quadro A.6.12 não se aplica a Eletrobras nem ao Cepel.

6.1.7.3 Informações da Atuação do Órgão de Controle Interno (OCI) Sobre os Atos

No caso da Eletrobras e do Cepel não houve atuação do OCI – Órgão Interno de Controle.

6.1.8 Indicadores Gerenciais Sobre Recursos Humanos

ELETROBRAS

- Absenteísmo;

O índice de absenteísmo na Eletrobras em 2012 foi de 0,04%.

- Acidentes de Trabalho e Doenças Ocupacionais;

Aconteceram 4 (quatro) Acidentes de Trabalho com afastamento em 2012 e nenhuma doença ocupacional.

- Rotatividade (*turnover*);

O índice de turnover na Eletrobras em 2012 foi de 1,52%.

- Educação Continuada;

O Departamento de Desenvolvimento de Pessoas elabora, anualmente, um Plano de Educação Corporativa – PEC, tendo como base, o Planejamento Estratégico das empresas Eletrobras e, o Plano de Desenvolvimento Individual – PDI – dos seus empregados. A gestão é realizada de forma compartilhada com representantes de Educação Corporativa das empresas do sistema, de modo a efetuar os ajustes requeridos ao longo do ano.

Para o desenvolvimento da liderança, a Universidade das empresas Eletrobras – Unise implementou o Programa Líder, integrando 2.374 gestores das empresas Eletrobras, na modalidade online. Visando o desenvolvimento de futuros líderes, 140 profissionais foram treinados no Programa FOCCUS – desenvolvimento de competências comportamentais para liderança. Com o foco voltado para a gestão de empresas estatais, 45 gestores, incluindo possíveis sucessores, foram treinados no MBA de Liderança e Gestão de Empresas Estatais.

A ação de destaque direcionada ao público externo, se refere à participação da Eletrobras no Programa Ciência sem Fronteira, instituído pelo Governo Federal. Esse programa objetiva “investir na formação de pessoal altamente qualificado nas competências e habilidades necessárias para o avanço da economia do conhecimento, com foco nos grandes desafios nacionais, em particular, nas engenharias e demais áreas tecnológicas”. A Eletrobras, em seu papel estratégico de desenvolvimento sustentável do Brasil, em sua atuação no setor de energia elétrica, fomenta o fortalecimento da economia do conhecimento no País. Nesse sentido, a Eletrobras apoia e complementa financeiramente o programa, com a concessão de 2.500 bolsas de estudo no exterior, destinadas a alunos de Universidades e Instituições de Ciência e Tecnologia, cientistas renomados, empregados das empresas Eletrobras e técnicos e especialistas de órgãos e/ou entidades da Administração Pública Federal direta ou indireta, vinculadas ao Setor Elétrico.

Diante disso, tivemos ao longo de 2012, 1.583 participações dos empregados da Holding em ações educacionais de diversas naturezas e em diversas modalidades. No âmbito da Unise, tivemos 3.740 participações de empregados de todas as empresas Eletrobras em ações de educação continuada.

- Disciplina;

Foi aplicada medida disciplinar de advertência a 1(um) empregado.

- Aposentadoria *versus* reposição do quadro.

Não houve reposição do quadro de pessoal em função de aposentadoria.

CEPEL

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 Eletrobrás e que há um estudo que continua 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 2012, 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 $[(N^{\circ} \text{ de horas de ausência ao trabalho no período} / N^{\circ} \text{ de horas potenciais de trabalho}^{(1)} \text{ no período}) * 100]$, 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: {Total de empregados x Hora diária de trabalho x 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 $(\Sigma \text{ de Acidentes de Trabalho com afastamento} / N^{\circ} \text{ de horas trabalhadas})$, através dos parâmetros Total de Acidentes de Trabalho com Afastamento e Total de Horas Trabalhadas no período.

• Doenças Ocupacionais:

Não se utiliza indicador relacionado a esse aspecto.

• 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 / Média de Empregados Efetivos no Ano), através dos parâmetros N°. 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.

- **Disciplina:**

Não se utiliza indicador relacionado a esse aspecto.

- **Aposentadoria versus Reposição do Quadro:**

Não se utiliza indicador relacionado a esse aspecto.

6.2. Terceirização de Mão de Obra Empregada e Contratação de Estagiários.

Informações sobre Terceirização de Cargos e Atividades do Plano de Cargos do Órgão.

ELETROBRAS

Não se aplica.

CEPEL

Quadro A.6.14 – Cargos e atividades inerentes a categorias funcionais do plano de cargos da unidade jurisdicionada

Descrição dos cargos e atividades do plano de cargos do órgão em que há ocorrência de servidores terceirizados	Quantidade no final do exercício				Ingressos no exercício	Egressos no exercício
	2012	2011	2010	2009		
<p>Profissional de Nível Superior Analista de Contratos - Elaborar editais, contratos e termos aditivos; Elaborar pesquisa de mercado, justificativa técnica e especificações de serviço; Acompanhamento dos contratos; Efetuar publicações de editais, contratos e termos aditivos na imprensa oficial</p>	2	2	2	1	1	1
<p>Profissional de Nível Superior Assessor Especializado - Elaboração de documentação para cotação de material; Tomada de Cotação; Pedido e atualização de Invoice; Análise de valores RCP/Invoice de acordo com os procedimentos internos; Emissão de PO e ; Cadastro de fornecedores internacionais; Elaboração de documentação para cotação de Frete Interno e Internacional; Enquadramento dos equipamentos no Sistema Harmonizado (NCM); Utilização do SISCOMEX para elaboração de LI s; Solicitação de embarque de material; Instrução para fechamento de câmbio e abertura de Carta de Credito. Tradução e interpretação de documentos, cartas, telefonemas. Tradução, conferência e ajuste de editais e contratos de Concorrência Internacional. (Inglês - Português, Português - Inglês); Elaboração e conferência de relatórios de RCP's (RCPs FINEP; Acompanhamento de Verba CNPq; Projetos CNPq X RCP's...); Conferência e ajuste dos Cadernos de Projeto a serem submetidos ao Conselho; Acompanhamento e controle da verba concedida pelo CNPq destinada para importações com isenção fiscal</p>	1	1	1	1	-	-
<p>Profissional de Nível Médio Suporte Assistente Administrativo - Elaborar correspondências internas e externas, gráficos demonstrativos e relatórios gerenciais diversos, referentes à sua área de atuação; utilizar sistemas e bancos de dados internos; realizar contato e atendimento a empregados, representantes de outras empresas e/ou fornecedores, visando a contratação de serviços, fornecendo e colhendo informações e/ou esclarecendo dúvidas</p>	2	2	2	2	1	1
<p>Profissional de Nível Superior Supervisor Administrativo – Coordenar e supervisionar as atividades dos demais contratados, conforme orientação do CEPEL; coordenar a elaboração de relatórios gerenciais; participar no planejamento e controle dos cronogramas de atividades de sua área de atuação; participar na elaboração de especificações para a contratação de serviços</p>	0	0	1	1	-	
<p>Profissional de Nível Superior Supervisor de Fiscalização - Coordenar e supervisionar as atividades de fiscalização de contratos, zelando pelo cumprimento das obrigações trabalhistas e tributárias; Analisar e conferir os processos de pagamentos das empresas terceirizadas; Participar de reuniões com representantes das contratadas; Emitir relatórios, Termos de Referência e Justificativas Técnicas para licitações.</p>	1	1	1	1	-	-
Análise crítica da situação da terceirização no órgão						
Os Prestadores de Serviços relacionados acima estão no Termo de Ajuste de Conduta-TAC nº 279/2005, e serão substituídos a partir da realização de seleção pública, conforme programado com o Ministério Público do Trabalho.						

Fonte: Contratos 02/043/06 com a empresa VP Serviços Terceirizados Ltda (até 22/03/2012) e 0079/2012 com a empresa Plus (a partir de 23/03/2012).

6.2.2 Informações sobre a Substituição de Terceirizados em Decorrência da Realização de Concurso Público.

Não se aplica a Eletrobras nem Cepel.

6.2.3 Autorizações Expedidas pelo Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão para Realização de Concursos Públicos para Substituição de Terceirizados.

Não houve solicitação e autorização para concurso no período em estudo (2012) nem na Eletrobras e nem no Cepel.

6.2.4 Informações sobre a Contratação de Serviços de Limpeza, Higiene e Vigilância Ostensiva pela Unidade Jurisdicionada.

ELETROBRAS

QUADRO A.6.17 - CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE LIMPEZA E HIGIENE E VIGILÂNCIA OSTENSIVA

Unidade Contratante													
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A.													
UG/Gestão: DAA							CNPJ: 00.001.180/0002-07						
Informações sobre os Contratos													
Ano do Contrato	Área	Natureza	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	
2011	L	O	ECE-DAC-671/2011	07.592.889/0001-92	11/07/2011	10/07/2013	85	85	2	2	2	2	A
2012	V	O	ECE-DAC-779/2012	31.376.361/0001-60	16/01/2012	12/07/2012	16	16	113	113	3	3	E
2012	V	O	ECE-DAC-866/2012	31.376.361/0001-60	13/07/2012	10/10/2012	16	16	113	113	3	3	E
2012	V	O	ECE-DAC-889/2012	31.376.361/0001-60	11/10/2012	10/10/2013	16	16	113	113	3	3	A
Observações:													
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.													

Fonte:

CEPEL**QUADRO A.6.17 – Contratos de Prestação de Serviços de Limpeza e 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	
2008	V	O	02/058/08	02.060.306/0001-69	22/10/2008	21/10/2013	62	23	-	38	-	1	P
2010	L	O	02/046/10	08.901.884/0001-67	05/07/2010	04/07/2014	50	48	-	2	-	-	P
2010	L	O	02/076/10	02.182.621/0001-69	15/12/2010	14/12/2012	11	9	-	2	-	-	P
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)

6.2.5 Informações sobre Locação de Mão de Obra para Atividades não Abrangidas pelo Plano de Cargos do Órgão.
ELETOBRAS

QUADRO A.6.18 - 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	Natureza	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	
2010	11	O	ECE-551/10, ECE-551-A/10, ECE-551-B/11, ECE-551-C/12 e ECE-551-D/13	33.285.255/0001-05	19/01/2010	18/01/2014					112	109	A
2010	11	O	ECE-577/10, ECE-577-A/11, ECE-577-B/12	02.630.719/0001-31	05/05/2010	04/05/2013			71	71			A
2011	11	O	ECE - DAC - 600 - A/2011	04.130.335/0001-85	26/08/2011	26/07/2012					3	3	A
2012	11	O	ECE - DAC - 600 - B/2012	04.130.335/0001-85	27/08/2012	26/02/2013					3	3	A

Observações:

CEPEL

QUADRO A.6.18 – 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	
2007	1	O	02/043/06	04.607.444/0001-40	13/01/2007	22/03/2012	31	5	-	20	-	6	E
2007	6	O	02/050/07	33.621.319/0001-93	01/10/2007	27/12/2013	16	16	-	-	-	-	P
2010	7	O	02/034/10	09.060.537/0001-11	01/06/2010	27/05/2013	5	4	-	1	-	-	P
2010	2	O	02/042/10	02.566.106/0001-82	01/08/2010	21/10/2013	15	9	1	7	1	1	P
2010	7	O	02/057/11	02.566.106/0001-82	01/09/2011	23/09/2013	13	6	-	7	-	-	P
2012	1	O	0377/12	32.185.480/0001-07	10/12/2012	09/12/2013	-	-	-	-	8	7	A
2012	1	O	0079/12	10.420.132/0001-26	23/03/2012	22/03/2013	-	-	2	1	4	5	A
2011	1	O	02/059/11	07.579.905/0001-07	01/11/2011	31/10/2012	-	-	-	-	8	7	E
2012	1	O	080/12	10.243.854/0001/52	23/03/2012	22/03/2013	24	17	-	7	-	-	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 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: Controle de Contratos
(Fiscalização)

6.2.6 Composição do Quadro de Estagiários.

ELETOBRAS

QUADRO A.6.19 - COMPOSIÇÃO DO QUADRO DE ESTAGIÁRIOS

Nível de escolaridade	Quantitativo de contratos de estágio vigentes				Despesa no exercício (em R\$ 1,00)
	1º Trimestre	2º Trimestre	3º Trimestre	4º Trimestre	
1. Nível superior					
1.1 Área Fim					
1.2 Área Meio	211	219	207	217	1.849.827,35
2. Nível Médio					
2.1 Área Fim					
2.2 Área Meio	27	29	30	3	195.060,79
3. Total (1+2)	238	248	237	220	2.044.888,14

Fonte: Cadastro Eletrobras

CEPEL

QUADRO A.6.19 – Composição do Quadro de Estagiários

Nível de escolaridade	Quantitativo de contratos de estágio vigentes				Despesa no exercício (em R\$ 1,00)
	1º Trimestre	2º Trimestre	3º Trimestre	4º Trimestre	
1. Nível superior	106	112	111	101	1.341.097
1.1.Área Fim	33	38	34	34	
1.2.Área Meio	73	74	77	67	
2. Nível Médio	8	7	7	5	84.208
2.1.Área Fim	7	7	6	3	
2.2.Área Meio	1	0	1	2	
3.Total (1+2)	114	119	118	106	1.425.305

Fonte: Relatório Gerencial - DGP

7. GESTÃO DO PATRIMÔNIO MOBILIÁRIO E IMOBILIÁRIO.

7.1. Gestão da Frota de Veículos Próprios e Contratados de Terceiros.

ELETROBRAS

Frota de Veículos Automotores de Propriedade da Unidade Jurisdicionada

a) Legislação que regula a constituição e a forma de utilização da frota de veículos;
Norma EAG-12 e respectivos Procedimentos (VEÍCULO DA FROTA DA ELETROBRAS).

b) Importância e impacto da frota de veículos sobre as atividades da UJ;
A ELETROBRAS dispõe de Frota de Veículos Corporativos atendendo as cidades do Rio de Janeiro e o Distrito Federal.

A Frota é composta por veículos executivos e veículos integrantes do Pool.

- Veículos Executivos de uso exclusivo: são aqueles que estão à disposição do Presidente e dos Diretores da ELETROBRAS;

- Veículos para uso em serviço (Pool): são aqueles destinados às pessoas autorizadas pela ELETROBRAS para utilização a serviço da empresa (veículos conduzidos por Agentes de Segurança).

c) Quantidade de veículos em uso ou na responsabilidade da UJ, discriminados por grupos, segundo a classificação que lhes seja dada pela UJ (por exemplo, veículos de representação, veículos de transporte institucional etc.), bem como sua totalização por grupo e geral;

A frota de veículos próprios da Eletrobras era composta por 12 veículos. Desse total, 09 estavam desativados, em processo de alienação junto à divisão de patrimônios da Eletrobras, cujo processo de leilão foi realizado em dezembro/2012. Os demais são 03 veículos elétricos, sendo 01 utilizado no escritório de Brasília e 02 veículos no Rio de Janeiro.

Os veículos elétricos modelo Palio Weekend são protótipos desenvolvidos pelas empresas ITAIPU BINACIONAL e KWO, juntamente com a montadora FIAT.

Esses veículos possuem uma bateria recarregável, com autonomia de aproximadamente 80 km. Assim, são utilizados em atendimentos específicos e de menores distâncias, sob a supervisão da área de transportes da DAAG.

d) Média anual de quilômetros rodados, por grupo de veículos, segundo a classificação contida na letra “c” supra;

- Média anual por veículo elétrico: 1.000 Km / ano

e) Idade média da frota, por grupo de veículos;

- Pálio Weekend Elétrico KNU-7213: ano fabricação 2007 – ano modelo 2008.

- Pálio Weekend Elétrico LPS-9821: ano fabricação 2009 – ano modelo 2010.
 - Pálio Weekend Elétrico JIJ-2033: ano fabricação 2009 – ano modelo 2010.
- f) Custos associados à manutenção da frota (Por exemplo, gastos com combustíveis e lubrificantes, revisões periódicas, seguros obrigatórios, pessoal responsável pela administração da frota, entre outros);
Custo com alimentação elétrica: 7,24 kWh/ano
- g) Plano de substituição da frota;
A ELETROBRAS reestruturou sua frota de veículos, substituindo os veículos próprios (exceção para os veículos elétricos) por veículos terceirizados.
- h) Razões de escolha da aquisição em detrimento da locação;
Conforme resposta do item acima, não se aplica, pois não houve aquisição de veículos em 2012.
- i) Estrutura de controles de que a UJ dispõe para assegurar uma prestação eficiente e econômica do serviço de transporte.
Escritório do Rio de Janeiro: Estrutura formada por Coordenação com 02 colaboradores, 01 Posto de Supervisor (2 turnos), 07 postos motoristas do Pool (agentes de Segurança) e 06 postos de motoristas executivos para a Diretoria (2 turnos).
Escritório de Brasília: Estrutura formada por 01 colaborador, 01 secretária, 02 motoristas da Eletrobras e 03 postos de motorista (Contrato).

Frota de Veículos Automotores a Serviço da UJ, mas contratada de terceiros

- a) Estudos técnicos realizados para a opção pela terceirização da frota e dos serviços de transporte;

Em 2011 foi elaborado Certame Licitatório para contratação de serviços de locação de veículos corporativos na ELETROBRAS, face a estudo detalhado que recomendou a terceirização da frota na empresa, em função da viabilidade econômica da contratação.

- b) Nome e CNPJ da empresa contratada para a prestação do serviço de transporte;

Pantanal Veículos Ltda ME

CNPJ: 07.319.323/0001-91

- c) Tipo de licitação efetuada, nº do contrato assinado, vigência do contrato, valor contratado e valores pagos desde a contratação até o exercício de referência do Relatório de Gestão;

Tipo de Licitação: Pregão Eletrônico

Contrato Nº ECE-DAC-653/2011

Vigência: 24 meses / Término em 19 de junho de 2013

Valor do Contrato: R\$ 1.240.398,18

XXVII) Valores pagos desde a contratação:

Mês	Nº da Nota Fiscal	Valor da NF
Junho 2011	2082	R\$ 18.973,16
Julho 2011	2121	R\$ 51.745,00
Agosto 2011	2204	R\$ 51.745,00
Setembro 2011	2275	R\$ 51.745,00
Outubro 2011	2320	R\$ 51.745,00
Novembro 2011	2357	R\$ 51.745,00
Dezembro 2011	2438	R\$ 51.745,00
Janeiro 2012	2483	R\$ 48.745,00
Fevereiro 2012	2512	R\$ 48.745,00
Março 2012	2583	R\$ 48.745,00
Abril 2012	2634	R\$ 48.745,00
Mai 2012	2684	R\$ 46.078,33
Junho 2012	2800	R\$ 48.745,00
Julho 2012	2804	R\$ 48.745,00
Agosto 2012	2896	R\$ 44.375,00
Dif. Jun./Jul./Ago.2012	2926	R\$ 5.791,23
Setembro 2012	2925	R\$ 51.192,00
Outubro 2012	2990	R\$ 51.192,00
Novembro 2012	3078	R\$ 51.192,00
Dezembro 2012	3121	R\$ 51.192,00

- d) Legislação que regula a constituição e a forma de utilização da frota de veículos;

Norma EAG-12 e respectivos Procedimentos (VEÍCULO DA FROTA DA ELETROBRAS).

e) Importância e impacto da frota de veículos sobre as atividades da UJ;

A ELETROBRAS dispõe de Frota de Veículos Corporativos atendendo as cidades do Rio de Janeiro e o Distrito Federal.

A Frota é composta por veículos executivos e veículos integrantes do Pool.

- Veículos Executivos de uso exclusivo: são aqueles que estão à disposição do Presidente e dos Diretores da ELETROBRAS;

- Veículos para uso em serviço (Pool): são aqueles destinados aos técnicos e às pessoas autorizadas pela ELETROBRAS para utilização exclusiva quando à serviço da empresa (são conduzidos por Agentes de Segurança).

f) Quantidade de veículos existentes, discriminados por grupos, segundo a classificação que lhes seja dada pela UJ (por exemplo, veículos de representação, veículos de transporte institucional etc.), bem como sua totalização por grupo e geral;

A frota atual é composta por 20 veículos locados (Contrato Nº ECE-DAC-653/2011):

- Os **veículos executivos** estão assim distribuídos:

XXVIII) Quadros Distribuição Veículos Executivos

Rio de Janeiro

Modelo	Quantidade
Ford - Fusion 2.5	2
Fiat - Linea LX	5

Distrito Federal

Modelo	Quantidade
Ford - Fusion 2.5	1
Fiat - Linea LX	2
Toyota Corolla	1

- Os **veículos integrantes do “POOL”** estão assim distribuídos:

XXIX) Quadros Distribuição Veículos do POOL

Rio de Janeiro

Modelo	Quantidade
GM - Zafira Comfort	6
Fiat - Linea LX	1
Renault – Kangoo (exclusivo p/ carga)	1

Distrito Federal

Modelo	Quantidade
GM - Zafira Comfort	1

- g) Média anual de quilômetros rodados, por grupo de veículos, segundo a classificação referida no atendimento da letra “f” supra;
- Média anual de quilômetros rodados – frota RJ: 145.553 km
 - Média anual de quilômetros rodados – frota DF: 77.031 km
- h) Idade média anual, por grupo de veículos;
- Todos os veículos referentes ao Contrato de locação ECE-DAC-653/2011 são ano fabricação 2011 – ano modelo 2011.
- i) Custos associados à manutenção da frota (Por exemplo, gastos com combustíveis e lubrificantes, revisões periódicas, seguros obrigatórios, pessoal responsável pela administração da frota, entre outros), caso tais custos não estejam incluídos no contrato firmado;
- Custo de Abastecimento em 2012 – frota RJ: R\$ 72.897,78
 - Custo de Abastecimento em 2012 – frota DF: R\$ 24.129,59
 - Reparo Veículo Fusion JIO-0208: R\$ 957,45
 - Confecção de Chave Reserva – Linea JLL-4915: R\$ 460,00
 - Reparo Veículo Fusion JIO-0218: R\$ 1.527,48
 - Multas de Trânsito – frota RJ e DF: R\$ 1.606,75
- j) Estrutura de controle existente na UJ para assegurar a prestação do serviço de transporte de forma eficiente e de acordo com a legislação vigente.
- Estrutura formada por: Coordenação com 02 colaboradores, 01 Posto de Supervisor (2 turnos), 07 postos motoristas do Pool e 06 postos de motoristas de Diretoria (2 turnos).
- Escritório de Brasília: Estrutura formada por 01 colaborador, 01 secretária, 02 motoristas da Eletrobras e 03 postos de motorista (Contrato).

CEPEL

Frota de Veículos Automotores de Propriedade da Unidade Jurisdicionada

- a) Legislação que regula a constituição e a forma de utilização da frota de veículos;
- Lei 8666/93
 - Uso Institucional e da Diretoria do Cepel, com utilização atendendo a cidade do Rio de Janeiro.
- b) Importância e impacto da frota de veículos sobre as atividades da UJ;
- Oferece maior mobilidade e rápido acesso para o desenvolvimento de atividades fora do seu local de trabalho.
 - Contribui para a celeridade e otimização dos processos e ações, visando eficiência empresarial.

- Meio facilitador quanto ao deslocamento para o trabalho de pesquisa e acesso em atividades de campo corporativas.
 - O CEPEL dispõe de Frota de Veículos Corporativos que atendem aos Diretores e serviços resultantes de processos internos como o traslado de empregados entre as duas Unidades, deslocamento de empregados para atividades corporativas externas e transporte para a realização de pequenas compras, entre outros.
- c) Quantidade de veículos em uso ou na responsabilidade da UJ, discriminados por grupos, segundo a classificação que lhes seja dada pela UJ (por exemplo, veículos de representação, veículos de transporte institucional etc.), bem como sua totalização por grupo e geral.

XXX) Quadro Distribuição de Veículos

- UJ: FUNDÃO E ADRIANÓPOLIS

ITEM	UNIDADE	VEÍCULO	ORGÃO	QUD
1	FUNDÃO	RENAULT MEGANE	DL	1
2	FUNDÃO	RENAULT MEGANE	DP	1
3	FUNDÃO	RENAULT MEGANE	DA	1
4	FUNDÃO	ELBA	INSTITUCIONAL	1
5	FUNDÃO	FORD FOCUS	DG	1
6	FUNDÃO	SANTANA	INSTITUCIONAL	1
7	FUNDÃO	RENAULT TRAFIC	DGP (AMBULÂNCIA)	1
8	ADRIANÓPOLIS	RENAULT MASTER	DGP (AMBULÂNCIA)	1
9	ADRIANÓPOLIS	FORD RANGER	INSTITUCIONAL	1
10	ADRIANÓPOLIS	KOMBI	INSTITUCIONAL	1

- d) Média anual de quilômetros rodados, por grupo de veículos, segundo a classificação contida na letra “c” supra.

XXXI) Quadro Média anual de Km Rodados

- UJ: FUNDÃO E ADRIANÓPOLIS

VEÍCULO	PLACA	KM MÉDIA ANUAL
RENAULT MEGANE EXPRESSION HI-FLEX 1.6 16V	LTR2392	21.386
RENAULT MEGANE EXPRESSION HI-FLEX 1.6 16V	LTR2393	39.909
RENAULT MEGANE EXPRESSION HI-FLEX 1.6 16V	KRQ0943	15.394
FIAT ELBA 1.6 i.e	LBG8091	0
FORD FOCUS SEDAN 2.0 FLEX 16V	LPS4939	30.343
VW SANTANA	LSE1047	14.760
RENAULT TRAFIC	LOK1599	267
RENAULT MASTER	LTL0906	25
FORD RANGER	KNV9362	1.920
KOMBI	LIH5516	379

e) Idade média da frota, por grupo de veículos.

XXXII) Idade Média da Frota

- UJ: FUNDÃO E ADRIANÓPOLIS

VEÍCULO	PLACA	ANO - FABRICAÇÃO / MODELO
RENAULT MEGANE	LTR2392	2008 / 2009
RENAULT MEGANE	LTR2393	2008 / 2009
RENAULT MEGANE	KRQ0943	2008 / 2009
ELBA	LBG8091	1996 / 1996
FORD FOCUS	LPS4939	2010 / 2011
SANTANA	LSE1047	2005 / 2005
RENAULT TRAFIC	LOK1599	2001 / 2002
RENAULT MASTER	LTL0906	2005 / 2005
FORD RANGER	KNV9362	2009 / 2010
KOMBI	LIH5516	1992 / 1992

f) Custos associados à manutenção da frota (Por exemplo, gastos com combustíveis e lubrificantes, revisões periódicas, seguros obrigatórios, pessoal responsável pela administração da frota, entre outros).

XXXIII) Custo de Manutenção da Frota

- UJ: FUNDÃO E ADRIANÓPOLIS

VEÍCULO	PLACA	ANO - FABRICAÇÃO / MODELO	Manutenção 2012
RENAULT MEGANE EXPRESSION HI-FLEX 1.6 16V	LTR2392	2008 / 2009	R\$ 20.920,01
RENAULT MEGANE EXPRESSION HI-FLEX 1.6 16V	LTR2393	2008 / 2009	R\$ 22.928,20
RENAULT MEGANE EXPRESSION HI-FLEX 1.6 16V	KRQ0943	2008 / 2009	R\$ 19.285,01
FIAT ELBA 1.6 i.e	LBG8091	1996 / 1996	R\$ 2.164,19
FORD FOCUS SEDAN 2.0 FLEX 16V	LPS4939	2010 / 2011	R\$ 18.921,25
VW SANTANA	LSE1047	2005 / 2005	R\$ 13.680,67
RENAULT TRAFIC - ambulância	LOK1599	2001 / 2002	R\$ 8.112,54
RENAULT MASTER - ambulância	LTL0906	2005 / 2005	R\$ 5.587,17
FORD RANGER	KNV9362	2009 / 2010	R\$ 16.571,24
KOMBI	LIH5516	1992 / 1992	R\$ 7.488,99

g) Plano de substituição da frota.

- Programada a substituição de acordo com a periodicidade de uso, vantajosidade financeira e economicidade (custo e despesas).

h) Razões de escolha da aquisição em detrimento da locação.

- Fundamentação quanto vantajosidade financeira e economicidade (custo e despesas).

i) Estrutura de controles de que a UJ dispõe para assegurar uma prestação eficiente e econômica do serviço de transporte.

- UJ Fundão:
03 empregados efetivos: 01 Gestor e 02 fiscais.
04 empregados contratados: 04 motoristas contratados
- UJ Adrianópolis:
02 empregados efetivos: 01 Gestor e 01 fiscais.
01 empregados contratados: motoristas / 01 motorista contratado.
- Controles utilizados:
Boletim Diário de Veículos do Cepel - BDVC

Frota de Veículos Automotores a Serviço da UJ, mas contratada de terceiros

- a) Estudos técnicos realizados para a opção pela terceirização da frota e dos serviços de transporte.

Conclusão:

- Meio utilizado como facilitador ao deslocamento para o trabalho e acesso as atividades corporativas.
- Uso Institucional. Utilização atende aos empregados do Cepel na cidade do Rio de Janeiro quanto ao deslocamento sentido residência – trabalho / ida e volta.

- b) Nome e CNPJ da empresa contratada para a prestação do serviço de transporte.

- EMPRESA SOLAZER
- CNPJ nº: 29.108.107/0001-30
- EMPRESA REAL BRASIL
- CNPJ nº: 40.160.558/0001-59
- EMPRESA COOPERNOVA
- CNPJ nº: 05.029.926/0001-23

- c) Tipo de licitação efetuada, nº do contrato assinado, vigência do contrato, valor contratado e valores pagos desde a contratação até o exercício de referência do Relatório de Gestão.

- Tipo de Licitação: Pregão eletrônico

- EMPRESA SOLAZER

Contrato nº: 02/092/2009

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPTEL – Unidade Fundão.

Vigência: 01/12/11 a 30/11/13

Valor contratado: R\$ 2.096.236,80

Valores pagos desde a contratação até o exercício de referência do Relatório de Gestão: R\$ 5.775.320,13

- EMPRESA REAL BRASIL

Contrato nº: 02/093/09

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPEL – Unidade Fundão.

Vigência: R\$ 01/12/11 a 30/11/13

Valor contratado; R\$ 1.517.670,00

Valores pagos desde a contratação até o exercício de referência do Relatório de Gestão: R\$ 4.172.975,81

- EMPRESA REAL BRASIL

Contrato nº: 02/007/07

Prestação de Serviços de transporte de passageiros, malotes e cargas - Unidades Fundão e Adrianópolis.

Vigência: 13/05/12 a 31/05/12

Valor contratado; R\$ 1.263.318,60

Valores pagos desde a contratação até o exercício de referência do Relatório de Gestão: R\$ 6.308.153,37

- EMPRESA COOPERNOVA

Contrato nº: 134/2012

Prestação de Serviços de Transportes de Passageiros, Malotes e Cargas na Unidade Fundão e Adrianópolis.

Vigência: 01/06/12 a 31/05/14

Valor contratado: R\$ 1.200.000,00

Valores pagos desde a contratação até o exercício de referência do Relatório de Gestão: R\$ 600.000,00

d) Legislação que regula a constituição e a forma de utilização da frota de veículos.

- Lei 8666
- Horário e saída do expediente dos empregados do Cepel.

e) Importância e impacto da frota de veículos sobre as atividades da UJ;

- Importante ao oferecer maior mobilidade e rápido acesso para o desenvolvimento das atividades no Cepel.
- Impacta na celeridade e otimização dos processos e ações, visando contribuir para a eficiência empresarial.

f) Quantidade de veículos existentes, discriminados por grupos, segundo a classificação que lhes seja dada pela UJ (por exemplo, veículos de representação, veículos de transporte institucional etc.), bem como sua totalização por grupo e geral.

- EMPRESA SOLAZER

Contrato nº: 02/092/2009

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPEL – Unidade Fundão.

Vigência: 01/12/11 a 30/11/13

Quantidade de veículos: 09

- EMPRESA REAL BRASIL

Contrato nº: 02/093/09

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPEL – Unidade Adrianópolis.

Vigência: R\$ 01/12/11 a 30/11/13

Quantidade de veículos: 06

- EMPRESA REAL BRASIL

Contrato nº: 02/007/07

Prestação de Serviços de transporte de passageiros, malotes e cargas - Unidades Fundão e Adrianópolis.

Vigência: 13/05/12 a 31/05/12

Quantidade de veículos: 08 (oito) veículos – 05 (cinco) UJ Fundão e 03 (três) - UJ Adrianópolis

- EMPRESA COOPERNOVA

Contrato nº: 134/2012

Prestação de Serviços de Transportes de Passageiros, Malotes e Cargas na Unidade Fundão e Adrianópolis.

Vigência: 01/06/12 a 31/05/14

Quantidade de veículos: 08 (oito) veículos – 05 (cinco) UJ Fundão e 03 (três) - UJ Adrianópolis

g) Média anual de quilômetros rodados, por grupo de veículos, segundo a classificação referida no atendimento da letra “f” supra.

- EMPRESA SOLAZER

Contrato nº: 02/092/2009

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPEL – Unidade Fundão.

Vigência: 01/12/11 a 30/11/13

Média anual de quilômetros rodados: 8.784km/ano

- EMPRESA REAL BRASIL

Contrato nº: 02/093/09

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPEL – Unidade Adrianópolis

Vigência: R\$ 01/12/11 a 30/11/13

Média anual de quilômetros rodados: 15.162 km/ano

- EMPRESA REAL BRASIL

Contrato nº: 02/007/07

Prestação de Serviços de transporte de passageiros, malotes e cargas - Unidades Fundão e Adrianópolis.

Vigência: 13/05/12 a 31/05/12

Média anual de quilômetros rodados: 236.880Km/ano

- EMPRESA COOPERNOVA

Contrato nº: 134/2012

Prestação de Serviços de Transportes de Passageiros, Malotes e Cargas na Unidade Fundão e Adrianópolis.

Vigência: 01/06/12 a 31/05/14

Média anual de quilômetros rodados: 234.000km/ano

h) Idade média anual, por grupo de veículos.

- EMPRESA SOLAZER

Contrato nº: 02/092/2009

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPTEL – Unidade Fundão.

Vigência: 01/12/11 a 30/11/13

Idade média anual: 05 anos

- EMPRESA REAL BRASIL

Contrato nº: 02/093/09

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPTEL – Unidade Fundão.

Vigência: R\$ 01/12/11 a 30/11/13

Idade média anual: 05 anos

- EMPRESA REAL BRASIL

Contrato nº: 02/007/07

Prestação de Serviços de transporte de passageiros, malotes e cargas - Unidades Fundão e Adrianópolis.

Vigência: 13/05/12 a 31/05/12

Idade média anual: 05 anos

- EMPRESA COOPERNOVA

Contrato nº: 134/2012

Prestação de Serviços de Transportes de Passageiros, Malotes e Cargas na Unidade Fundão e Adrianópolis.

Vigência: 01/06/12 a 31/05/14

Idade média anual: -x-

i) Custos associados à manutenção da frota (Por exemplo, gastos com combustíveis e lubrificantes, revisões periódicas, seguros obrigatórios, pessoal responsável pela administração da frota, entre outros), caso tais custos não estejam incluídos no contrato firmado.

- EMPRESA SOLAZER

Contrato nº: 02/092/2009

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPTEL – Unidade Fundão.

Vigência: 01/12/11 a 30/11/13

Custos associados à manutenção da frota: inclusos no valor do contrato

- EMPRESA REAL BRASIL

Contrato nº: 02/093/09

Prestação de Serviços de transporte de empregados do CEPTEL – Unidade Fundão.

Vigência: R\$ 01/12/11 a 30/11/13

Custos associados à manutenção da frota: inclusos no valor do contrato

- EMPRESA REAL BRASIL

Contrato nº: 02/007/07

Prestação de Serviços de transporte de passageiros, malotes e cargas - Unidades Fundão e Adrianópolis.

Vigência: 13/05/12 a 31/05/12

Custos associados à manutenção da frota: inclusos no valor do contrato

- EMPRESA COOPERNOVA

Contrato nº: 134/2012

Prestação de Serviços de Transportes de Passageiros, Malotes e Cargas na Unidade Fundão e Adrianópolis.

Vigência: 01/06/12 a 31/05/14

Custos associados à manutenção da frota: inclusos no valor do contrato

j) Estrutura de controle existente na UJ para assegurar a prestação do serviço de transporte de forma eficiente e de acordo com a legislação vigente.

- Estrutura de controle UJ Fundão:
 - 03 empregados efetivos: 01 Gestor e 02 fiscais.
- Formulários de acompanhamento:
 - 1- Boletim Diário de Veículos Contratados – BDVC
 - 2- Controle Diário de Horário de Roteiros e Rotas Complementares
 - 3- Medição Mensal da Quilometragem Rodada
- Estrutura de controle UJ Adrianópolis:
 - 02 empregados efetivos: 01 Gestor e 01 fiscais.
 - 01 empregados contratados: 01 motorista
- Formulários de acompanhamento:
 - BDVC

7.2. Gestão do Patrimônio Imobiliário

ELETROBRAS

Histórico:

Em razão da necessidade de expansão da geração do setor elétrico brasileiro que se imperava nas décadas de 1970 e 1980 consorciadas ao monopólio do Estado no setor de infra estrutura, a PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA publicou o **Decreto-Lei N° 1.383, de 26 de dezembro de 1974**, que determinava à ELETROBRÁS a administração dos bens e instalações que fossem encampados e desapropriados com recursos da conta de Reserva Global de Reversão - RGR, para atender à crescente demanda de energia elétrica, mantendo-os integrados à mesma conta RGR, como patrimônio da União em regime especial de utilização no serviço público.

Este mesmo diploma legal permitia que a ELETROBRÁS transferisse a respectiva administração do BUSA a uma de suas subsidiárias e associadas. De fato, foram realizados convênios com diversas Concessionárias, cujo critério se bastava na área de concessão do bem encampado para facilitar sua administração pela proximidade geográfica, sem, no entanto terem sido implementados procedimentos de controle físico e financeiro dos BUSA pela ELETROBRAS, enquanto gestora da RGR.

Em 1º de outubro de 2008, foi criada a Assessoria de Gestão dos Bens da União sob Administração da ELETROBRÁS – PGU com a atribuição de coordenar o levantamento de todos os BUSA existentes no país e promover o inventário físico dos bens que possibilitasse a regularização do registro físico e financeiro dos BUSA no âmbito da RGR. Do cumprimento desta atribuição, restou uma relação de cerca de 2.500 bens, classificados como servíveis, sendo 232 Linhas de Transmissão, 138 Subestações, 2 Usinas Hidrelétricas - UHE, 1 Pequena Central Hidrelétrica - PCH e 1 Usina Térmica - UTE que ainda estão em operação, e o restante como inservíveis para o serviço público de energia elétrica por estarem desativados e em condições precárias de uso.

Desse estoque total de cerca de 2.500 BUSA inventariados, a PGU até a presente data atingiu a meta de vistoriar 797, dos quais 56 foram vistoriados em 2010, 554 em 2011 e 149 em 2012.

Esse baixo percentual não se justifica apenas pela dispersão geográfica, mas em muito pela dificuldade de acesso a tais bens. Condições que foram vencidas através da realização de parcerias entre a ELETROBRÁS e o Concessionário que tem sob sua responsabilidade a administração de determinado BUSA, por força de convênio firmado com base no Decreto Lei 1383/74, já mencionado anteriormente, sendo que-os trabalhos de vistoria deverão ser mantidos.

7.2.1 Distribuição Espacial dos Bens Imóveis de Uso Especial

Não se aplica a Eletrobras nem ao Cepel.

7.2.2 Distribuição Espacial dos Bens Imóveis Locados de Terceiros

ELETROBRAS

QUADRO A.7.2 – DISTRIBUIÇÃO ESPACIAL DOS BENS IMÓVEIS DE USO ESPECIAL LOCADOS DE TERCEIROS

LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA		QUANTIDADE DE IMÓVEIS LOCADOS DE TERCEIROS PELA UJ	
		EXERCÍCIO 2012	EXERCÍCIO 2011
BRASIL	RJ		
	Rio de Janeiro	53	54
	DF		
	Brasília	5	3
Subtotal Brasil		58	57
EXTERIOR	Uruguai		
	Montevideu	1	1
	Peru		
	Lima	1	1
	Panamá		
Cidade do Panamá	1	1	
Subtotal Exterior		3	3
Total (Brasil + Exterior)		61	60
Fonte:			

CEPEL

Não se aplica.

7.2.3 Discriminação dos Bens Imóveis Sob a Responsabilidade da UJ

Não se aplica a Eletrobras nem ao Cepel.

8. GESTÃO DA TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO E GESTÃO DO CONHECIMENTO.

8.1. Gestão Tecnologia da Informação (TI)

ELETRONBRAS

QUADRO A.8.1 – GESTÃO DA TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO DA UNIDADE JURISDICIONADA

Quesitos a serem avaliados	
1. Em relação à estrutura de governança corporativa e de TI, a Alta Administração da Instituição:	
<input checked="" type="checkbox"/>	Aprovou e publicou plano estratégico institucional, que está em vigor.
<input checked="" type="checkbox"/>	monitora os indicadores e metas presentes no plano estratégico institucional.
	Responsabiliza-se pela avaliação e pelo estabelecimento das políticas de governança, gestão e uso corporativos de TI.
<input checked="" type="checkbox"/>	aprovou e publicou a definição e distribuição de papéis e responsabilidades nas decisões mais relevantes quanto à gestão e ao uso corporativos de TI.
<input checked="" type="checkbox"/>	aprovou e publicou as diretrizes para a formulação sistemática de planos para gestão e uso corporativos de TI, com foco na obtenção de resultados de negócio institucional.
<input checked="" type="checkbox"/>	aprovou e publicou as diretrizes para gestão dos riscos aos quais o negócio está exposto.
<input checked="" type="checkbox"/>	aprovou e publicou as diretrizes para gestão da segurança da informação corporativa.
<input checked="" type="checkbox"/>	aprovou e publicou as diretrizes de avaliação do desempenho dos serviços de TI junto às unidades usuárias em termos de resultado de negócio institucional.
<input checked="" type="checkbox"/>	aprovou e publicou as diretrizes para avaliação da conformidade da gestão e do uso de TI aos requisitos legais, regulatórios, contratuais, e às diretrizes e políticas externas à instituição.
<input checked="" type="checkbox"/>	Designou formalmente um comitê de TI para auxiliá-la nas decisões relativas à gestão e ao uso corporativos de TI.
<input checked="" type="checkbox"/>	Designou representantes de todas as áreas relevantes para o negócio institucional para compor o Comitê de TI.
	Monitora regularmente o funcionamento do Comitê de TI.
2. Em relação ao desempenho institucional da gestão e de uso corporativos de TI, a Alta Administração da instituição:	
<input checked="" type="checkbox"/>	Estabeleceu objetivos de gestão e de uso corporativos de TI.
	Estabeleceu indicadores de desempenho para cada objetivo de gestão e de uso corporativos de TI.
	Estabeleceu metas de desempenho da gestão e do uso corporativos de TI, para 2012.
	Estabeleceu os mecanismos de controle do cumprimento das metas de gestão e de uso corporativos de TI.
	Estabeleceu os mecanismos de gestão dos riscos relacionados aos objetivos de gestão e de uso corporativos de TI.
	Aprovou, para 2012, plano de auditoria(s) interna(s) para avaliar os riscos considerados críticos para o negócio e a eficácia dos respectivos controles.
	Os indicadores e metas de TI são monitorados.
	Acompanha os indicadores de resultado estratégicos dos principais sistemas de informação e toma decisões a respeito quando as metas de resultado não são atingidas.
	Nenhuma das opções anteriores descreve a situação desta instituição.
3. Entre os temas relacionados a seguir, assinale aquele(s) em que foi realizada auditoria formal em 2012, por iniciativa da própria instituição:	
<input type="checkbox"/>	Auditoria de governança de TI.
<input type="checkbox"/>	Auditoria de sistemas de informação.
<input checked="" type="checkbox"/>	Auditoria de segurança da informação.
<input checked="" type="checkbox"/>	Auditoria de contratos de TI.
<input type="checkbox"/>	Auditoria de dados.
	Outra(s). Qual(is)? _____
	Não foi realizada auditoria de TI de iniciativa da própria instituição em 2012.
4. Em relação ao PDTI (Plano Diretor de Tecnologia da Informação e Comunicação) ou instrumento congênere:	
<input checked="" type="checkbox"/>	A instituição não aprovou e nem publicou PDTI interna ou externamente.
<input type="checkbox"/>	A instituição aprovou e publicou PDTI interna ou externamente.
<input type="checkbox"/>	A elaboração do PDTI conta com a participação das áreas de negócio.
<input type="checkbox"/>	A elaboração do PDTI inclui a avaliação dos resultados de PDTIs anteriores.

<input type="checkbox"/>	O PDTI é elaborado com apoio do Comitê de TI.
<input type="checkbox"/>	O PDTI desdobra diretrizes estabelecida(s) em plano(s) estratégico(s) (p.ex. PEI, PETI etc.).
<input type="checkbox"/>	O PDTI é formalizado e publicado pelo dirigente máximo da instituição.
<input type="checkbox"/>	O PDTI vincula as ações (atividades e projetos) de TI a indicadores e metas de negócio.
<input type="checkbox"/>	O PDTI vincula as ações de TI a indicadores e metas de serviços ao cidadão.
<input type="checkbox"/>	O PDTI relaciona as ações de TI priorizadas e as vincula ao orçamento de TI.
<input type="checkbox"/>	O PDTI é publicado na <i>internet</i> para livre acesso dos cidadãos. Se sim, informe a URL completa do PDTI:
5. Em relação à gestão de informação e conhecimento para o negócio:	
<input checked="" type="checkbox"/>	Os principais processos de negócio da instituição foram identificados e mapeados.
<input checked="" type="checkbox"/>	Há sistemas de informação que dão suporte aos principais processos de negócio da instituição.
<input checked="" type="checkbox"/>	Há pelo menos um gestor, nas principais áreas de negócio, formalmente designado para cada sistema de informação que dá suporte ao respectivo processo de negócio.
6. Em relação à gestão da segurança da informação, a instituição implementou formalmente (aprovou e publicou) os seguintes processos corporativos:	
<input checked="" type="checkbox"/>	Inventário dos ativos de informação (dados, <i>hardware</i> , <i>software</i> e instalações).
<input type="checkbox"/>	Classificação da informação para o negócio (p.ex. divulgação ostensiva ou acesso restrito).
<input checked="" type="checkbox"/>	Análise dos riscos aos quais a informação crítica para o negócio está submetida, considerando os objetivos de disponibilidade, integridade, confidencialidade e autenticidade.
<input type="checkbox"/>	Gestão dos incidentes de segurança da informação.
7. Em relação às contratações de serviços de TI: utilize a seguinte escala: (1) nunca (2) às vezes (3) usualmente (4) sempre	
<input type="checkbox"/>	(4) são feitos estudos técnicos preliminares para avaliar a viabilidade da contratação.
<input type="checkbox"/>	(3) nos autos são explicitadas as necessidades de negócio que se pretende atender com a contratação.
<input type="checkbox"/>	(3) são adotadas métricas objetivas para mensuração de resultados do contrato.
<input type="checkbox"/>	(4) os pagamentos são feitos em função da mensuração objetiva dos resultados entregues e aceitos.
<input type="checkbox"/>	(4) no caso de desenvolvimento de sistemas contratados, os artefatos recebidos são avaliados conforme padrões estabelecidos em contrato.
<input type="checkbox"/>	(4) no caso de desenvolvimento de sistemas contratados, há processo de <i>software</i> definido que dê suporte aos termos contratuais (protocolo e artefatos).
8. Em relação à Carta de Serviços ao Cidadão (Decreto 6.932/2009): (assinale apenas uma das opções abaixo)	
<input checked="" type="checkbox"/>	O Decreto não é aplicável a esta instituição e a Carta de Serviços ao Cidadão não será publicada.
<input type="checkbox"/>	Embora o Decreto não seja aplicável a esta instituição, a Carta de Serviços ao Cidadão será publicada.
<input type="checkbox"/>	A instituição a publicará em 2013, sem incluir serviços mediados por TI (e-Gov).
<input type="checkbox"/>	A instituição a publicará em 2013 e incluirá serviços mediados por TI (e-Gov).
<input type="checkbox"/>	A instituição já a publicou, mas não incluiu serviços mediados por TI (e-Gov).
<input type="checkbox"/>	A instituição já a publicou e incluiu serviços mediados por TI (e-Gov).
9. Dos serviços que a UJ disponibiliza ao cidadão, qual o percentual provido também por e-Gov?	
<input type="checkbox"/>	Entre 1 e 40%.
<input type="checkbox"/>	Entre 41 e 60%.
<input type="checkbox"/>	Acima de 60%.
<input checked="" type="checkbox"/>	Não oferece serviços de governo eletrônico (e-Gov).
Comentários	
Registre abaixo seus comentários acerca da presente pesquisa, incluindo críticas às questões, alerta para situações especiais não contempladas etc. Tais comentários permitirão análise mais adequada dos dados encaminhados e melhorias para o próximo questionário.	

CEPEL

QUADRO INFO A.8.1 – GESTÃO DA TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO DA UNIDADE JURISDICIONADA

Quesitos a serem avaliados	
1. Em relação à estrutura de governança corporativa e de TI, a Alta Administração da Instituição:	
<input type="checkbox"/>	Aprovou e publicou plano estratégico institucional, que está em vigor.
<input checked="" type="checkbox"/>	monitora os indicadores e metas presentes no plano estratégico institucional.
<input type="checkbox"/>	Responsabiliza-se pela avaliação e pelo estabelecimento das políticas de governança, gestão e uso corporativos de TI.
<input checked="" type="checkbox"/>	aprovou e publicou a definição e distribuição de papéis e responsabilidades nas decisões mais relevantes quanto à gestão e ao uso corporativos de TI.
<input checked="" type="checkbox"/>	aprovou e publicou as diretrizes para a formulação sistemática de planos para gestão e uso corporativos de TI, com foco na obtenção de resultados de negócio institucional.
<input checked="" type="checkbox"/>	aprovou e publicou as diretrizes para gestão dos riscos aos quais o negócio está exposto.
<input checked="" type="checkbox"/>	aprovou e publicou as diretrizes para gestão da segurança da informação corporativa.
<input checked="" type="checkbox"/>	aprovou e publicou as diretrizes de avaliação do desempenho dos serviços de TI junto às unidades usuárias em termos de resultado de negócio institucional.
<input checked="" type="checkbox"/>	aprovou e publicou as diretrizes para avaliação da conformidade da gestão e do uso de TI aos requisitos legais, regulatórios, contratuais, e às diretrizes e políticas externas à instituição.
<input type="checkbox"/>	Designou formalmente um comitê de TI para auxiliá-la nas decisões relativas à gestão e ao uso corporativos de TI.
<input type="checkbox"/>	Designou representantes de todas as áreas relevantes para o negócio institucional para compor o Comitê de TI.
<input type="checkbox"/>	Monitora regularmente o funcionamento do Comitê de TI.
2. Em relação ao desempenho institucional da gestão e de uso corporativos de TI, a Alta Administração da instituição:	
<input type="checkbox"/>	Estabeleceu objetivos de gestão e de uso corporativos de TI.
<input type="checkbox"/>	Estabeleceu indicadores de desempenho para cada objetivo de gestão e de uso corporativos de TI.
<input type="checkbox"/>	Estabeleceu metas de desempenho da gestão e do uso corporativos de TI, para 2012.
<input type="checkbox"/>	Estabeleceu os mecanismos de controle do cumprimento das metas de gestão e de uso corporativos de TI.
<input type="checkbox"/>	Estabeleceu os mecanismos de gestão dos riscos relacionados aos objetivos de gestão e de uso corporativos de TI.
<input type="checkbox"/>	Aprovou, para 2012, plano de auditoria(s) interna(s) para avaliar os riscos considerados críticos para o negócio e a eficácia dos respectivos controles.
<input type="checkbox"/>	Os indicadores e metas de TI são monitorados.
<input type="checkbox"/>	Acompanha os indicadores de resultado estratégicos dos principais sistemas de informação e toma decisões a respeito quando as metas de resultado não são atingidas.
<input checked="" type="checkbox"/>	Nenhuma das opções anteriores descreve a situação desta instituição.
3. Entre os temas relacionados a seguir, assinale aquele(s) em que foi realizada auditoria formal em 2012, por iniciativa da própria instituição:	
<input type="checkbox"/>	Auditoria de governança de TI.
<input type="checkbox"/>	Auditoria de sistemas de informação.
<input type="checkbox"/>	Auditoria de segurança da informação.
<input type="checkbox"/>	Auditoria de contratos de TI.
<input type="checkbox"/>	Auditoria de dados.
<input type="checkbox"/>	Outra(s). Qual(is)? _____
<input checked="" type="checkbox"/>	Não foi realizada auditoria de TI de iniciativa da própria instituição em 2012.
4. Em relação ao PDTI (Plano Diretor de Tecnologia da Informação e Comunicação) ou instrumento congênere:	
<input checked="" type="checkbox"/>	A instituição não aprovou e nem publicou PDTI interna ou externamente.
<input type="checkbox"/>	A instituição aprovou e publicou PDTI interna ou externamente.
<input type="checkbox"/>	A elaboração do PDTI conta com a participação das áreas de negócio.
<input type="checkbox"/>	A elaboração do PDTI inclui a avaliação dos resultados de PDTIs anteriores.
<input type="checkbox"/>	O PDTI é elaborado com apoio do Comitê de TI.
<input type="checkbox"/>	O PDTI desdobra diretrizes estabelecida(s) em plano(s) estratégico(s) (p.ex. PEI, PETI etc.).
<input type="checkbox"/>	O PDTI é formalizado e publicado pelo dirigente máximo da instituição.
<input type="checkbox"/>	O PDTI vincula as ações (atividades e projetos) de TI a indicadores e metas de negócio.

	O PDTI vincula as ações de TI a indicadores e metas de serviços ao cidadão.
	O PDTI relaciona as ações de TI priorizadas e as vincula ao orçamento de TI.
	O PDTI é publicado na <i>internet</i> para livre acesso dos cidadãos. Se sim, informe a URL completa do PDTI:
5. Em relação à gestão de informação e conhecimento para o negócio:	
	Os principais processos de negócio da instituição foram identificados e mapeados.
	Há sistemas de informação que dão suporte aos principais processos de negócio da instituição.
	Há pelo menos um gestor, nas principais áreas de negócio, formalmente designado para cada sistema de informação que dá suporte ao respectivo processo de negócio.
6. Em relação à gestão da segurança da informação, a instituição implementou formalmente (aprovou e publicou) os seguintes processos corporativos:	
	Inventário dos ativos de informação (dados, <i>hardware</i> , <i>software</i> e instalações).
	Classificação da informação para o negócio (p.ex. divulgação ostensiva ou acesso restrito).
	Análise dos riscos aos quais a informação crítica para o negócio está submetida, considerando os objetivos de disponibilidade, integridade, confidencialidade e autenticidade.
	Gestão dos incidentes de segurança da informação.
7. Em relação às contratações de serviços de TI: utilize a seguinte escala: (1) nunca (2) às vezes (3) usualmente (4) sempre	
(3)	são feitos estudos técnicos preliminares para avaliar a viabilidade da contratação.
(3)	nos autos são explicitadas as necessidades de negócio que se pretende atender com a contratação.
(4)	são adotadas métricas objetivas para mensuração de resultados do contrato.
(4)	os pagamentos são feitos em função da mensuração objetiva dos resultados entregues e aceitos.
(4)	no caso de desenvolvimento de sistemas contratados, os artefatos recebidos são avaliados conforme padrões estabelecidos em contrato.
(4)	no caso de desenvolvimento de sistemas contratados, há processo de <i>software</i> definido que dê suporte aos termos contratuais (protocolo e artefatos).
8. Em relação à Carta de Serviços ao Cidadão (Decreto 6.932/2009): (assinale apenas uma das opções abaixo)	
<input checked="" type="checkbox"/>	O Decreto não é aplicável a esta instituição e a Carta de Serviços ao Cidadão não será publicada.
<input type="checkbox"/>	Embora o Decreto não seja aplicável a esta instituição, a Carta de Serviços ao Cidadão será publicada.
<input type="checkbox"/>	A instituição a publicará em 2013, sem incluir serviços mediados por TI (e-Gov).
<input type="checkbox"/>	A instituição a publicará em 2013 e incluirá serviços mediados por TI (e-Gov).
<input type="checkbox"/>	A instituição já a publicou, mas não incluiu serviços mediados por TI (e-Gov).
<input type="checkbox"/>	A instituição já a publicou e incluiu serviços mediados por TI (e-Gov).
9. Dos serviços que a UJ disponibiliza ao cidadão, qual o percentual provido também por e-Gov?	
<input type="checkbox"/>	Entre 1 e 40%.
<input type="checkbox"/>	Entre 41 e 60%.
<input type="checkbox"/>	Acima de 60%.
<input checked="" type="checkbox"/>	Não oferece serviços de governo eletrônico (e-Gov).
Comentários	

9. GESTÃO DO USO DOS RECURSOS RENOVÁVEIS E SUSTENTABILIDADE AMBIENTAL.

9.1. Gestão Ambiental e Licitações Sustentáveis.

ELETOBRAS

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? 				X	
	*Uso racional da água *Uso racional de energia elétrica *Redução de produção de resíduos sólidos *Saneantes domissanitários.				
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	
	Certificação FSC e Certificação EPA				
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? 				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? 		X			
	Papel reciclado				
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? 	X				
	Sim ()		Não ()		
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 e produtos são levados em conta os aspectos de durabilidade e qualidade de tais bens e 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	

Aspectos sobre a gestão ambiental	Avaliação				
	1	2	3	4	5
Licitações Sustentáveis					
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.)? 				X	
	Campanha interna por meio da área de comunicação da empresa				
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.)? 		X			
	Campanha interna por meio da área de comunicação da empresa				
Considerações Gerais:					
ITEM 10 – Nos últimos anos de 2012 não foram realizadas contratações de obras e serviços de engenharia.					
LEGENDA					
Níveis de Avaliação:					
(1) Totalmente inválida: Significa que o fundamento descrito na afirmativa é integralmente não aplicado no contexto da UJ.					
(2) Parcialmente inválida: Significa que o fundamento descrito na afirmativa é parcialmente aplicado no 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 o fundamento descrito na afirmativa é parcialmente aplicado no contexto da UJ, porém, em sua maioria.					
(5) Totalmente válida: Significa que o fundamento descrito na afirmativa é integralmente aplicado no contexto da UJ.					

CEPEL

Quadro A.9.1 – Gestão Ambiental e Licitações Sustentáveis

Aspectos sobre a gestão ambiental	Avaliação				
	1	2	3	4	5
Licitações Sustentáveis					
14. 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			
15. 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				
16. 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			
17. 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				
18. 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? 	X				
19. 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? 	X				
20. 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? 	X				
21. 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				
22. Para a aquisição de bens e produtos são levados em conta os aspectos de durabilidade e qualidade de tais bens e produtos.					X
23. 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
24. Na unidade ocorre separação dos resíduos recicláveis descartados, bem como sua destinação, como referido no Decreto nº 5.940/2006.					X
25. 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.)? 	X				

Aspectos sobre a gestão ambiental	Avaliação				
Licitações Sustentáveis	1	2	3	4	5
<p>26. 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.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se houver concordância com a afirmação acima, como se procedeu a essa campanha (palestras, folders, comunicações oficiais, etc.)? 	X				
Considerações Gerais:					
<p>LEGENDA 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>					

9.2. Consumo de Papel, Energia Elétrica e Água.

ELETROBRAS

A Eletrobras, por meio do Departamento de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade (PCS), em parceria com o Departamento de Administração Geral (DAA) e o Departamento de Meio ambiente (EGA), promove a Campanha de Consumo Consciente implementada a fim de estimular o uso racional de papel, energia elétrica e água.

A Eletrobras desenvolve o Programa Coleta Seletiva Solidária que consiste na destinação dos resíduos recicláveis gerados por órgãos e entidades da administração pública federal direta e indireta para cooperativas ou associações de catadores de recicláveis, como determina o decreto federal 5.940/06.

Na Eletrobras a separação é feita entre lixo comum e reciclável. Todo o material coletado é destinado à cooperativa cadastrada onde é feita a triagem e a venda dos materiais recicláveis para uma empresa de reciclagem. O colaborador é o responsável pela destinação do material reciclável, o que o torna consciente dos resíduos que ele próprio produz.

A Eletrobras atende ao Decreto 5940/06 desde 2007. Participa ativamente do CIISC (Comitê Interministerial para a Inclusão Social e Econômica dos Catadores de Materiais Reutilizáveis e Recicláveis).

Políticas da empresa que abordam diretamente os temas: Política de Sustentabilidade; Código de Ética, Política Ambiental e Diretrizes de Responsabilidade Social.

A empresa não aderiu formalmente a A3P, mas trabalha de acordo com seus eixos temáticos.

QUADRO A.9.2 – CONSUMO DE PAPEL, ENERGIA ELÉTRICA E ÁGUA

Valores em R\$
1,00

Adesão a Programas de Sustentabilidade						
Nome do Programa		Ano de Adesão		Resultados		
Recurso Consumido	Quantidade			Valor		
	Exercícios					
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Papel (milheiros) (*)	8.125	10.260	16.583	128.957,60	167.054,10	275.605,70
Água (m³) (**)	35.377,3900	34.723,4100	37.258,0000	441.156,05	407.305,60	386.738,04
Energia (Kw/h) (**)	5.792.8740	5.477.1370	4.459.4113	2.279.039,13	2.104.565,68	1.981.422,69
			Total	2.851.164,78	2.680.936,38	2.645.776,43

Fonte: (*)DACS – Divisão de Suprimentos de Eletrobras

(**)DAAA - Divisão de Adm. das Instalações Prediais (Os valores referentes ao consumo de água são aproximados em função do rateio realizado entre os diversos prédios ocupados pela empresa e seus respectivos condomínios.)

CEPEL

QUADRO A.9.2 – Consumo de Papel, Energia Elétrica e Água

Valores em R\$ 1,00

Adesão a Programas de Sustentabilidade						
Nome do Programa			Ano de Adesão	Resultados		
N/A						
Recurso Consumido	Quantidade			Valor		
	Exercícios					
	2012	2011	2010	2012	2011	2010
Papel	1100	5100	3500	R\$ 14.600,00	R\$ 47.220,00	R\$ 31.800,00
Água	47.128m ³	55.147m ³	59.478m ³	R\$ 885.530,36	R\$ 969.649,93	R\$ 3.246.082,86
Energia	6.835,15 MWh	7457,48 MWh	7649,02 MWh	R\$ 3.192.501,49	R\$ 3.074.979,05	R\$ 3.143.449,41
			Total	R\$ 4.092.631,85	R\$ 4.091.848,98	R\$ 6.421.332,27

Fonte: Água (contas CEDAE), Energia (contas LIGHT)

10. CONFORMIDADES E TRATAMENTO DE DISPOSIÇÕES LEGAIS E NORMATIVAS.

10.1. Deliberação do TCU e do OCI Atendidas no Exercício.

10.1.1. Deliberações do TCU Atendidas no Exercício.

ELETOBRAS

QUADROS A.10.1 DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação Completa					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETOBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
1	030.641/2008-2	948/2010-Plenário	9.2	RE	Ofício nº 635/2012/TCU/SECEX-TO
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. – ELETOBRAS					226
Descrição da Deliberação					
“9.2. recomendar às Centrais Elétricas Brasileiras S/A (Eletrobras) 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;”					
Providências Adotadas					
Setor Responsável pela Implementação					Código SIORG
Diretoria Financeira e de Relacionamento com Investidores Diretoria de Geração					
Síntese da Providência Adotada					
A Eletrobras enviou ao MME carta solicitando que o Coordenador do Programa Luz para Todos, 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.					
Síntese dos Resultados Obtidos					
Atendimento à deliberação.					
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. Salienta-se que com o Decreto 7520/2011, que trata do Luz para Todos do período de 2011-2014, bem como do novo Manual de Operacionalização do MME (aprovado pela Portaria Ministerial MME-628/2011), não existe mais a participação de outros órgãos ou entes com compromissos de participação econômico-financeira, ficando apenas a Eletrobras e as Concessionárias como agentes do Programa.					

DELIBERAÇÕES DO TCU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação Completa					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
2	031.592/2011	3071/2011-Plenário	9.2	DE	Ofício nº 544/2011-TCU/SECEX-9
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
<p>“9.2. determinar às Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Eletrobras, que:</p> <p>9.2.1. não promova a prorrogação do prazo de vigência do contrato decorrente da Tomada Preços DAC 02/2011, ao final do período de 12 (doze) meses, previsto em sua Cláusula Dez;</p> <p>9.2.2. em futuras licitações para a contratação de serviços advocatícios, preceda o certame licitatório de justificativa fundamentada, demonstrando que os serviços são específicos, de natureza não continuada e com características singulares e complexas, que evidenciem a impossibilidade de serem prestados por profissionais do próprio quadro da Entidade;</p> <p>9.2.3. abstenha-se de incluir nos editais de licitação exigências dispensáveis à garantia da normalidade da execução do futuro contrato, como verificado no item 5.1.1 do Anexo I do edital da Tomada Preços DAC 02/2011, em desacordo com os arts. 3º, 27 e 30 da Lei 8.666/93 e art. 37, inciso XXI, da Constituição Federal;”</p>					
Providências Adotadas					
Setor Responsável pela Implementação					Código SIORG
Diretoria de Administração					
Síntese da Providência Adotada					
A Superintendência de Auditoria encaminhou à Diretoria de Administração o Acórdão TCU 3071/2011-Plenário, para providências. Posteriormente, a Eletrobras apresentou ao TCU pedido de reexame em relação ao item 9.2.1 do Acórdão, o que foi negado pelo Tribunal e comunicado à Eletrobras no Ofício nº 595/2012 – TCU / SECEX - 9, de 26/10/2012, e Acórdão TCU 2833/2012-Plenário, de 17/10/2012, encaminhados à Superintendência Jurídica. As determinações foram acatadas.					
Síntese dos Resultados Obtidos					
Atendimento à deliberação.					
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
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
3	017.384/2008-8	1172/2011-2ª Câmara	1.5 .2	DE	Ofício nº 470/2011-TCU/SECEX-PI
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
“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.”					
Providências Adotadas					
Setor Responsável pela Implementação					Código SIORG
Diretoria de Distribuição					
Síntese da Providência Adotada					
A Superintendência de Auditoria encaminhou à Diretoria de Distribuição o Ofício nº 470/2011-TCU/SECEX-PI, de 29/3/2011, juntamente com o Acórdão TCU - 1172/2011-2ª Câmara. A implementação dos citados planos de ação está sendo acompanhada por aquela Diretoria.					
Síntese dos Resultados Obtidos					
Atendimento à deliberação.					
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
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Itens	Tipo	Comunicação Expedida
4	015.573/2011-7	1328/2012-Plenário	9.1.2 9.2.9 9.2.1 5	RE	Ofício nº 498/2012-TCU/SEFTI
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
<p>“9.1. determinar à Eletrobras, com fundamento no art. 43, inciso I, da Lei nº 8.443/92, que:</p> <p>[...]</p> <p>9.1.2. elabore e aprove formalmente política de segurança da informação, em atendimento à Norma Complementar nº 3 do Gabinete de Segurança Institucional da Presidência da República, observando as práticas do item 5 da Norma Técnica ABNT NBR ISO/IEC 27.002:2005 e à semelhança das orientações do Cobit 4.1, DS5.2 - Plano de Segurança de Tecnologia da Informação (TI);</p> <p>[...]</p> <p>9.2. Recomendar à Eletrobras que:</p> <p>[...]</p> <p>9.2.9. nos futuros contratos de manutenção e suporte das licenças do sistema integrado de gestão, estabeleça níveis mínimos de serviço a serem prestados, bem como as respectivas penalidades por seu descumprimento, conforme jurisprudência deste Tribunal nos Acórdãos 265/2010, 1.163/2008 e 1.603/2008, todos do Plenário;</p> <p>[...]</p> <p>9.2.15. aperfeiçoe o processo de planejamento e implementação do plano de capacitação de TI, à semelhança das orientações do Cobit 4.1, DS7.1 - Identificação das Necessidades de Ensino e Treinamento e DS7.2 - Entrega de Treinamento e Ensino.”</p>					
Providências Adotadas					
Setor Responsável pela Implementação					Código SIORG
Diretoria de Administração Superintendência de Auditoria					
Síntese da Providência Adotada					
A Superintendência de Auditoria enviou o Ofício nº 498/2012-TCU/Sefti, de 8/6/2012, acompanhado do o Acórdão à Diretoria de Administração, para conhecimento e implementação das deliberações nele estabelecidas. As deliberações acima foram acatadas.					
Síntese dos Resultados Obtidos					
Atendimento às deliberações.					
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.					

CEPEL

No exercício de 2012, o Tribunal de Contas da União não realizou nenhuma auditoria específica no Cepel.

10.1.2 Deliberações do TCU Pendentes de Atendimento ao Final do Exercício

ELETRORBRAS

QUADROS A.10.2 – SITUAÇÃO DAS DELIBERAÇÕES DO TCU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação Completa					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETRORBRAS					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	
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETRORBRAS					
Descrição da Deliberação					
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;"					
Justificativa Apresentada pelo seu não Cumprimento					
Setor 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
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					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
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					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;"					
Justificativa Apresentada pelo seu não Cumprimento					
Setor Responsável pela Implementação					Código SIORG
Diretoria de Geração					
Justificativa para o seu não Cumprimento:					
Determinação que implica em ação continuada. Em 30/5/2011 a Superintendência de Auditoria, pela carta CA-62/2011, encaminhou ao TCU informações acerca de negociações envolvendo alterações no Tratado de Itaipu, que e desde então se manteve.					
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
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
3	028.624/2009-2	217/2010-Plenário	1.6	DE	Ofício nº 103/2010-TCU/SECEX
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
“1.6. Determinar à Centrais Elétricas Brasileiras S/A. – Eletrobrás que informe, nas próximas contas, os pagamentos efetuados ao Clube de Regatas Vasco da Gama, bem como encaminhe cópia da documentação comprobatória da regularidade do clube junto à Seguridade Social e ao FGTS, referente ao contrato de patrocínio assinado em 14/7/2009;”					
Justificativa Apresentada pelo seu não Cumprimento					
Sector Responsável pela Implementação					Código SIORG
Presidência					
Justificativa para o seu não Cumprimento:					
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
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
4	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
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					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);”					
Justificativa Apresentada 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
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
5	005.215/2011-0	2707/2011-Plenário	9.6	RE	Ofício nº 479/2011-TCU/SECEX-9
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
“9.6. recomendar, com fundamento no art. 250, III, do Regimento Interno/TCU, às Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) que, considerando os regramentos a serem estabelecidos pela Cnen em virtude da determinação contida no item 9.1.1. acima, institua, mediante a edição de normas, mecanismos de controle e acompanhamento sobre a movimentação da conta bancária destinada a abrigar os recursos do fundo de descomissionamento das usinas nucleares, de forma que seja proibida a realização de saques para finalidades diversas às atividades para as quais foi instituído;”					
Justificativa Apresentada pelo seu não Cumprimento					
Setor Responsável pela Implementação					Código SIORG
Diretoria Financeira e de Relacionamento com Investidores					
Justificativa para o seu não Cumprimento:					
A emissão dos procedimentos normativos pela Eletrobras, recomendados no Acórdão, depende de norma a ser editada pela Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN.					
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor					
Como fator que prejudicou o atendimento, está a dependência de norma a ser editada pela CNEN.					

DELIBERAÇÕES DO TCU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação Completa					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
6	030.500/2011-7	9271/2011-2 Câmara	b, c	DE	Controle nº 42249-TCU/Sefip
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
<p>“a) considerar prejudicados por inépcia os atos constantes deste processo, pela impossibilidade de formulação de juízo sobre sua legalidade, seja pela existência de inconsistência entre informações prestadas, seja pela falta de esclarecimentos pelo órgão gestor de pessoal dessas inconsistências;</p> <p>b) Determinar ao Órgão de Pessoal que cadastre novos atos no sistema Sisac, no prazo máximo de 15 (quinze) dias a contar da notificação, e encaminhe-os via Controle Interno, corrigindo as falhas apontadas por esse Tribunal ou preenchendo o campo de "Esclarecimentos do Gestor de Pessoal", detalhando a situação concreta, caso as falhas aqui apontadas sejam confirmadas pelo gestor de pessoal;</p> <p>c) orientar ao Órgão de Pessoal no sentido de que o encaminhamento de atos Sisac a este Tribunal com omissões e inconsistências injustificadas pode ensejar a aplicação de multa ao responsável, nos termos do inciso II, art. 58, da Lei nº 8443, de 1992.”</p>					
Justificativa Apresentada pelo seu não Cumprimento					
Setor Responsável pela Implementação					Código SIORG
Diretoria de Administração					
Justificativa para o seu não Cumprimento:					
Em dezembro de 2011 a Eletrobras encaminhou correspondência ao TCU solicitando informações complementares que possibilitassem a identificação dos ajustes cabíveis e a fixação de prazo para o seu processamento e aguarda as informações do Tribunal para dar sequência ao trabalho.					
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor					
Não foi possível identificar as falhas mencionadas no Acórdão.					

DELIBERAÇÕES DO TCU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada					
Denominação Completa					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Deliberações do TCU					
Deliberações Expedidas pelo TCU					
Ordem	Processo	Acórdão	Item	Tipo	Comunicação Expedida
7	015.573/2011-7	1328/2012-Plenário	9.1.1 9.1.3 9.2.1 9.2.2 9.2.3 9.2.4 9.2.5 9.2.6 9.2.7 9.2.8 9.2.10 9.2.11 9.2.12 9.2.13 9.2.14	DE RE	Ofício nº 498/2012-TCU/SEFTI
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
<p>“9.1. determinar à Eletrobras, com fundamento no art. 43, inciso I, da Lei nº 8.443/92, que:</p> <p>9.1.1. estabeleça, por meio de apostilamento ou aditivo ao contrato ECE-483/2009, cláusulas que definam métricas objetivas e critérios de aceitabilidade dos artefatos produzidos pelas contratadas, conforme o item 9.3.4 do Acórdão 667/2005-TCU-Plenário;</p> <p>9.1.3. elabore e aprove formalmente política de controle de acesso, em atendimento à Norma Complementar nº 7 do Gabinete de Segurança Institucional da Presidência da República, observando as práticas do item 11.1 da Norma Técnica ABNT NBR ISO/IEC 27.002:2005.</p> <p>9.2. Recomendar à Eletrobras que:</p> <p>9.2.1. aperfeiçoe o processo de Planejamento Estratégico de Tecnologia da Informação, à semelhança das orientações do Cobit 4.1, PO1.4 - Plano Estratégico de TI;</p> <p>9.2.2. aperfeiçoe o processo de gestão de riscos de TI, à semelhança das orientações do Cobit 4.1, PO9.5 - Resposta ao Risco e PO9.6 - Manutenção e Monitoramento do Plano de Ação de Risco;</p> <p>9.2.3. elabore processo formal de avaliação de custo-benefício do investimento para contratação de novos serviços e produtos relacionados ao sistema integrado de gestão, com indicadores alinhados aos objetivos estratégicos, à semelhança das orientações do Cobit 4.1, PO5.5 - Gerenciamento de Benefícios;</p> <p>9.2.4. aperfeiçoe o processo formal de gestão de mudanças, à semelhança das orientações do item 12.5.1 da Norma Técnica ABNT NBR ISO/IEC 27.002:2005 e do Cobit 4.1, AI6.1 - Padrões e Procedimentos de Mudança, AI6.2 - Avaliação de Impacto, Priorização e Autorização, AI6.3 - Mudanças de Emergência, AI6.4 - Acompanhamento de Status e Relatórios de Mudanças e AI6.5 - Finalização da Mudança e Documentação;</p> <p>9.2.5. aperfeiçoe o processo formal de testes das funcionalidades implementadas no sistema integrado de gestão, à semelhança das orientações contidas no Cobit 4.1, AI7.2 - Plano de Teste, AI 7.6 - Teste de Mudanças e AI 7.7 - Teste de Aceitação Final;</p> <p>9.2.6. aperfeiçoe o processo de gerenciamento de configuração dos artefatos do sistema integrado de gestão, à</p>					

semelhança das orientações do Cobit 4.1, DS9.1 - Repositório de Configuração e Perfis Básicos, DS9.2 - Identificação e Manutenção dos Itens de Configuração e DS9.3 - Revisão da Integridade de Configuração;

9.2.7. aperfeiçoe o processo de auditoria interna para que sejam executados trabalhos de fiscalização nos controles internos de TI, à semelhança das orientações do Cobit 4.1, ME2.1 - Monitoramento da Estrutura de Controles Internos;

9.2.8. aperfeiçoe o processo de auditoria interna para que sejam executados trabalhos de fiscalização nos controles gerais e de aplicação associados ao sistema integrado de gestão, à semelhança das orientações do Cobit 4.1, ME2.1 - Monitoramento da Estrutura de Controles Internos;

9.2.10. elabore e aprove formalmente plano de continuidade de TI, observando as práticas do item 14.1.3 da Norma Técnica ABNT NBR ISO/IEC 27.002:2005 e à semelhança das orientações do Cobit 4.1, DS4.2 - Planos de Continuidade de TI;

9.2.11. aperfeiçoe os controles de segurança relacionados ao acesso do sistema integrado de gestão, considerando as práticas dos itens 11.2 e 11.3 da Norma Técnica ABNT NBR ISO/IEC 27.002:2005;

9.2.12. elabore ou aperfeiçoe os mecanismos de controle sobre as atividades conflitantes relacionadas ao sistema integrado de gestão, nos moldes do que estabelecem os itens 11.1 e 11.2 da Norma Técnica ABNT NBR ISO/IEC 27.002:2005;

9.2.13. promova integração entre os dados dos sistemas legados internos e o sistema integrado de gestão para facilitar seu uso e mitigar riscos de inconsistência de informações;

9.2.14. avalie periodicamente as necessidades de treinamento e o grau de satisfação dos usuários do sistema integrado de gestão;”

Justificativa Apresentada pelo seu não Cumprimento	
Sector Responsável pela Implementação	Código SIORG
Diretoria de Administração; Superintendência de Auditoria (9.2.7 e 9.2.8).	
Justificativa para o seu não Cumprimento:	
Em 31/12/2012 estavam em andamento as providências para atendimento às determinações / recomendações acima citadas.	
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.	

CEPEL

No exercício de 2012, o Tribunal de Contas da União não realizou nenhuma auditoria específica no Cepel.

10.1.3 Recomendações do OCI Atendidas no Exercício.

ELETROBRAS

QUADROS A.10.3

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
1	201109440	1.1.1.1-C1-R1	Ofício nº 28374/2011/NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Implementar indicadores de desempenho que avaliem a gestão da ELETROBRAS na execução de seu objeto social.			
Providências Adotadas			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
<p>A Eletrobras tem pactuado com suas empresas controladas o Contrato de Metas de Desempenho Empresarial – CMDE, inicialmente abrangendo o período de 2010 a 2014, a partir de série histórica dos resultados e por indicadores resultantes de análise comparativa de benchmarking, envolvendo as principais empresas da indústria de energia elétrica do país.</p> <p>O painel de indicadores está estruturado segundo três dimensões: econômico-financeira, operacional e socioambiental.</p> <p>Por meio da Resolução de Diretoria RES-315/2011, foi definido um painel de indicadores para monitoramento do desempenho da Eletrobras holding e de suas empresas. Com a conclusão dos referidos Planos de Negócios, até o final do corrente ano (2012), os painéis de indicadores do CMDE passam a ser orientados pela mesma visão prospectiva, sendo possivelmente ampliados em função dos três focos adotados: operação do parque existente, expansão e projetos de gestão.</p>			
Síntese dos Resultados Obtidos			
A gestão do Sistema Eletrobrás vem sendo acompanhada e avaliada em caráter permanente pelos resultados apurados por meio dos indicadores do CMDE.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
2	201109440	3.1.1.1-C4-R1	Ofício nº 28374/2011/NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Providenciar o restabelecimento da transmissão das informações dos dados relativos aos contratos vinculados ao orçamento de investimento regularizando o cadastramento das informações dos mesmos no Sistema SIASG.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
Foi restabelecida a referida transmissão.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Transmissão de dados restabelecida			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
3	Nota de Auditoria nº 201110885-01	s/ nº-C1-R001	meio eletrônico
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Aprimorar a verificação dos vouchers listados nas faturas, de forma a evitar pagamento de corridas sem a correspondente rubrica (confirmação da viagem) do usuário do serviço.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
<p>Desde setembro de 2012 entrou em operação através do SAP o módulo de Viagens para gerir o sistema de viagens corporativas na empresa. Nesse novo sistema os vouchers para utilização de taxi especial associados às Solicitação de Viagens (SDV) tem a numeração gerada automaticamente a partir da “liberação” da SDV pela autoridade competente.</p> <p>Os vouchers gerados ficam disponibilizados no Sistema para impressão pelo usuário (viajante ou requisitante) devidamente “logado”, que preencherá todos os campos necessários para sua utilização (itinerário, data, horário, nº da viatura) inclusive sua assinatura.</p> <p>Quando da Prestação de Contas da SDV o viajante informa os vouchers utilizados e submete a referida Prestação de Contas à autoridade competente para aprovação.</p> <p>A 3ª Via do Voucher é anexada à Prestação de Contas, aprovada e impressa e encaminhada à área responsável pela gestão de viagens corporativas na empresa (DAAG).</p> <p>Quando do lançamento da fatura no SAP, relativo aos serviços prestados referentes a táxi especial, é necessário efetuar o lançamento de cada voucher faturado. Se for lançada uma numeração de voucher não “criada” pelo sistema ou um voucher ainda pendente de aprovação de “Prestação de Contas” o Sistema recusa a inclusão desse voucher para pagamento.</p>			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Aprimoramento do controle das despesas de táxi especial na empresa.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
4	Nota de Auditoria nº 201110885-01	s/ nº-C2-R001	
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Adotar prazos mais adequados para oferta de preços, notadamente quando o objeto da licitação se tratar de implantação de software em ambiente empresarial.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
Acatada			
Síntese dos Resultados Obtidos			
A ser verificado em futuros processos licitatórios.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
5	Nota de Auditoria nº 201110885-01	s/ nº-C2-R002	
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Normatizar prazos médios de oferta de preços em licitações conforme a natureza do objeto.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
Diante das dificuldades para prever-se todos os possíveis objetos de licitações suas respectivas dificuldades e especificidades, necessários para subsidiar a elaboração de uma norma fixando prazos, adotou-se, como padrão, o procedimento de incluir no processo a manifestação da área técnica sobre o prazo a ser definido no edital, com base em contratações passadas e no seu conhecimento sobre o objeto específico daquela licitação, dando assim maior transparência aos critérios adotados.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
A ser verificado em futuros processos licitatórios.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Foram observadas as dificuldades descritas no campo “Síntese da Providência Adotada”.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
6	Nota de Auditoria nº 201110885-02	s/ nº-C1-R001	meio eletrônico
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Elaborar termo aditivo visando à alteração da forma de pagamento, efetuando a inclusão de acordo com níveis de serviço.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
Foi firmado o Termo Aditivo ECE-547-A/2012, em atendimento a essa recomendação.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento à recomendação e consequente adequação da questão apontada pela CGU.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
7	Nota de Auditoria nº 201110885-02	s/ nº-C1-R002	meio eletrônico
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Quando da celebração de contratos para prestação de serviços, efetuar os pagamentos e mensurar a execução contratual por resultados segundo especificações previamente estabelecidas em cláusula de acordo com níveis de serviço.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
A recomendação está sendo acatada nas novas contratações de objetos que nela se enquadrem.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Os resultados serão verificados a partir da fase de gestão dos novos contratos.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
8	Nota de Auditoria nº 201203811/01	s/ nº	
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Adotar os procedimentos administrativos necessários à divulgação dos editais de licitação para contratações efetuadas com recursos provenientes dos orçamentos da União obedecendo aos prazos de divulgação e de manutenção da informação estabelecidos pela legislação em vigor.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
Os editais estão disponibilizados conforme recomendado.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
9	Nota de Auditoria nº 201115722/01	s/ nº-R1	
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Quando da justificativa de preços, apresentar elementos que comprovem a adequação dos preços dos serviços ou de seus itens constituintes. Este último, desde que haja a composição por itens de cada serviço detalhada no processo.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
Acatada. Está sendo observada.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
10	Nota de Auditoria nº 201115722/01	s/ nº-R2	
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Apresentar a justificativa de preços relacionada ao contrato ECE-DAC-636/2011 demonstrando a composição de preços por item para cada uma das fases componentes do serviço contratado e a adequação do preço cobrado pelos profissionais: Analista de meio ambiente, Coordenador técnico, Engenheiro de Coordenação, Inspetor Especialista Sênior, Supervisor técnico, Técnico de Obras e Técnico Avaliador.			
Providências Adotadas			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
Foi encaminhado por e-mail à CGU, em junho de 2012, um arquivo PDF demonstrando a adequação do preço cobrado pelos profissionais, com duas tabelas: a primeira, relativa à formação do custo do homem-hora do profissional contratado e, a segunda, comparando os custos dos profissionais com seus equivalentes de 2 contratos firmados pela Eletrosul, garantindo a conformidade com o mercado específico. Também foi encaminhado EXCEL, demonstrando a composição de preços por item para cada uma das fases componentes do serviço contratado.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
11	Nota de Auditoria S/Nº	s/ nº-R001	
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Estabelecer procedimento sistemático para verificação da compatibilidade dos recursos de TI com as necessidades institucionais de modo a subsidiar o planejamento no âmbito de TI e a definição de prioridade dos investimentos.			
Providências Adotadas			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
<p>Em relação à infraestrutura centralizada, o Departamento de Tecnologia da Informação – DAI – realiza periodicamente uma avaliação da capacidade e uma previsão de expansão baseadas em informações obtidas no monitoramento da infraestrutura de TIC da empresa. Esta monitoração fornece insumos para o planejamento da expansão da capacidade, no que diz respeito a possíveis demandas relacionadas ao fornecimento de itens de infraestrutura, como servidores, espaço em disco, conexões de rede, entre outros.</p> <p>Além dos insumos provenientes da monitoração supramencionados, são também consideradas, para efeito de planejamento de capacidade, as demandas de novos projetos previstos no Plano Estratégico de Tecnologia da Informação – PETI –, quando seus estudos de viabilidade recomendam expansões ou modernizações na infraestrutura.</p> <p>No que se concerne aos recursos de TI descentralizados, são feitos levantamentos das necessidades destes recursos, por parte dos representantes de cada diretoria da Eletrobras no Cotipo – Comitê de Tecnologia da Informação e Processos Organizacionais. Tais levantamentos são encaminhados ao DAI, que consolida estas informações e elabora o Programa Anual de Aquisição de Bens de Tecnologia da Informação – PAAB – (equipamentos de microinformática de uso descentralizado) que é, em seguida, submetido à avaliação e homologação do referido Comitê.</p> <p>Quanto à informatização de processos, os mesmos representantes de cada diretoria mencionados no parágrafo anterior enviam suas demandas de informatização de processos para o DAI, onde é feita uma compilação de informações que dá origem ao Programa Anual de Informatização de Processos – PAIP – que, por sua vez, é submetido à apreciação do Cotipo, quando é feita uma avaliação quanto à relevância e ao custo de tais projetos, sendo, então, definida a prioridade de atendimento a estas demandas que será dada pelo DAI.</p>			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
12	Nota de Auditoria S/Nº	s/ nº-R002	
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Estabelecer em normativo interno a necessidade de definição de acordos de níveis de serviço quando da contratação de serviços de TI por parte da Eletrobras.			
Providências Adotadas			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
<p>A despeito de não haver Norma específica explicitando a necessidade de definição de acordo de níveis de serviço, o Departamento de Tecnologia da Informação – DAI – adota rotineiramente a prática de incluir cláusulas relativas a acordos de níveis de serviço em contratos que firma com seus fornecedores de serviços, exigência já feita, inclusive, pela consultoria que certifica a conformidade dos processos de TI à Lei Sarbanes Oxley.</p> <p>Sendo assim, esta unidade organizacional executa um procedimento que tem como título Gestão de Contratos Vigentes – SLA, (ETI-02-P756), cuja primeira versão data de 23.11.2009, tendo sido atualizado em 13/12/2010, e que é composto de atividades destinadas a orientar o controle dos pagamentos dos contratos de serviços de TI, condicionando-os ao cumprimento dos acordos de níveis de serviço neles contidos.</p> <p>Entende-se que esse procedimento já regula a adoção dos citados acordos de níveis de serviço. Entretanto, com vistas a ações de controle pelas áreas envolvidas em tais contratações, elas estão sendo alertadas para sua observância.</p>			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
13	201203811	2.1.1.1-R2	
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Fazer verificações periódicas quanto à locação da força de trabalho contemplando o cruzamento de horas extras realizadas por unidade organizacional, de modo a implementar atitudes efetivas e tempestivas para evitar a realização das horas extras habituais e/ou além do limite diário permitido em lei.			
Providências Adotadas			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
Acatada			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Melhor identificação da ocorrência do problema.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
14	201203811	2.1.1.1-R4	
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Implantar as recomendações acordadas com a CGU, em reunião de busca de soluções, ou, quando for o caso, renegociar prazos e ações por ocasião da atualização do plano de providências permanente, de modo a não caracterizar omissão ou descumprimento deliberado dos preceitos legais que regulam a realização de horas extraordinárias.			
Providências Adotadas			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
Acatada.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento da recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
15	201203811	4.1.1.3-R1	
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Avaliar a possibilidade de incluir cláusula de Comissão de Reserva de Crédito nos contratos N°s ECF-2937/2011, ECF-2944/2011, ECF-2867/2010, ECF-2930/2011, mediante a formalização de aditivos contratuais.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria Financeira e de Relação com Investidores			
Síntese da Providência Adotada			
Em todos os 4 contratos já consta a multa por atraso de pagamento de 10%. Quanto à comissão de reserva de crédito, informamos: (1) as concessões foram feitas em condições especiais, visto a importância e emergência dos recursos para as sociedades atingidas pelas catástrofes climáticas; (2) não é possível incorporar uma nova condição financeira para não alterar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato; e (3) as Novas Condições Gerais dos Contratos de Financiamento e/ou Subvenção da Eletrobras aprovados em dezembro de 2001 e os novos contratos padrão aprovados em fevereiro de 2012 não permitem mais estas excepcionalidades. As novas normas dão isonomia a todos os agentes contratantes.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento da recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências, além das registradas na síntese.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU ATENDIDAS NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
16	201203811	4.1.1.3-R2	
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Pactuar contratos utilizando condições previstas normativamente para garantir a isonomia de tratamento.			
Providências Adotadas			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria Financeira e de Relação com Investidores			
Síntese da Providência Adotada			
A Diretoria Executiva e o Conselho de Administração da Eletrobras aprovaram, em dezembro de 2012, a revisão do documento “Condições Gerais dos Contratos de Financiamento e/ou Subvenção da Eletrobras” que compõe os contratos da Eletrobras. Como consequência, foram aprovados também novos contratos padrão. Essas alterações estão sendo incorporadas em todos os novos contratos e novos aditivos que estão sendo firmados a partir de 2012, pelo que a cláusula de multa por atraso de pagamento (10%) e a comissão de reserva de crédito (1% a.a) passaram a ter condições isonômicas em todos os contratos.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

CEPEL

Não consta nenhuma recomendação atendida por parte da CGU.

10.1.4 Recomendações do OCI Pendentes de Atendimento ao Final do Exercício.

QUADROS A.10.4

ELETROBRAS

RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
1	201109440	1.1.1.1-C1-R2	Ofício nº 28374/2011/NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Implementar indicadores de desempenho que avaliem a gestão da ELETROBRAS na administração dos recursos dos Fundos Setoriais.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria Financeira e de Relação com Investidores			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
Em andamento a elaboração de indicadores de eficiência da Gestão dos Fundos Setoriais, RGR; CCC e CDE: Informação Técnica sobre indicadores de desempenho foi concluída em 2011. Realizado cálculo preliminar de três indicadores do Fundo RGR para avaliação. Será realizado cálculo dos demais indicadores sugeridos na Informação Técnica para a RGR, bem como o cálculo de todos os indicadores para os Fundos CDE e CCC.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Os Fundos Setoriais passam por profundas modificações após a edição da MP nº 579/2012, Lei 12.783/2013, foram extintos os recolhimentos de cotas dos Fundos Setoriais CCC e RGR, o que nos impõe a necessidade de reavaliarmos a situação de continuidade dos mesmos. Somente após identificarmos uma situação de estabilidade das operações dos Fundos Setoriais, é que nos será possível propor indicadores de desempenho a ser implementados.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
2	201109440	1.1.2.1-C2-R1	Ofício nº 28374/2011/NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Elaborar Planejamento Estratégico de TI de forma a ordenar a alocação dos recursos e definir prioridades entre as atividades finalísticas da organização para as aquisições relacionadas a TI.			
Providências Adotadas			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
<p>Está em andamento. Já foi iniciado um novo ciclo de Planejamento Estratégico da área de TIC, que contemplará o período de 2013 a 2015, tendo sido elaborado e aprovado pelo Comitê Gestor do Projeto (formado pelos gerentes das unidades organizacionais que integram o Departamento de Tecnologia da Informação – DAI –) o seu Termo de Abertura.</p> <p>Neste documento, estão relacionadas todas as etapas preparatórias para a geração do Plano Estratégico relativo ao mencionado período, dentre elas a revisão do processo que vinha até então sendo utilizado.</p> <p>Segundo esta alternativa, pretende-se usar como referência um dos documentos derivados do Plano de Negócios da holding, o seu Plano de Gestão, para a geração do Plano Diretor de Tecnologia da Informação - PDTI -, cuja elaboração contará com a participação do DAI, em vista de contemplar especificidades que implicam a inclusão de informações que são de conhecimento da própria área.</p>			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
3	201109440	3.1.1.1-C4-R2	Ofício nº 28374/2011/NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Fazer gestões junto ao Departamento de Logística e Serviços Gerais – DLSG da Secretaria de Logística e Tecnologia da Informação – SLTI do Ministério do Planejamento Orçamento e Gestão visando a viabilizar o cadastramento dos convênios vinculados ao orçamento de investimento no SICONV.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
Baseia-se no fato de que os convênios da Eletrobras não são de investimento e, ainda, na inviabilidade técnica de transmissão e comunicação com o Sistema do Serpro, que não foi preparado para receptionar as informações das Sociedades de Economia Mista.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Conforme descrito no item Justificativa, acima.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
4	Nota Técnica nº 345/2011/DIENE/DI/SFC/CGU-PR	37	Ofício nº 7409/2011/DIENE/DI/SFC/CGU-PR
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Reveja os métodos empregados para aferir os ganhos publicitários obtidos em função dos patrocínios, a fim de verificar se o objetivo pretendido com o projeto foi alcançado, verificando a exposição obtida na mídia, tais como, os canais que transmitiram os eventos e inserções em programas de televisão.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Presidência			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
Foi preparado formulário de avaliação técnica do qual consta pontuação para itens de contrapartidas negociáveis com os beneficiários de contratos de patrocínio e uma tabela, da qual se verifica o valor financeiro mensurado para determinadas contrapartidas, o qual já foi aprovado. Está em andamento a definição de indicadores e estabelecimento de metodologia de avaliação. Na sequência, a metodologia será incorporada à Norma de Contratação de Patrocínios.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram registrados fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
5	Nota Técnica nº 2.823/2011/NAC-6/CGU-Regional	s/nº-C007	Ofício nº 32098/2011/NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Adote medidas com vistas à regularização do ressarcimento dos débitos dos órgãos cessionários.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria Financeira e de Relação com Investidores			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
Há ressarcimentos ainda pendentes em função de controvérsias sobre valores.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Divergências relativas aos débitos.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
6	Nota de Auditoria nº 201203811/02	s/nº-R1	
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Recomendamos que a Administração da ELETROBRAS determine ao seu setor de serviço de pessoal providências para obtenção e adequado armazenamento das declarações de bens e valores que integram o patrimônio privado dos agentes públicos em exercício na empresa ou das autorizações de acesso à declaração anual apresentada à Secretaria da Receita Federal pelos referidos agentes.			
Providências Adotadas			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
O Departamento de Gestão de Pessoas – DAG distribuiu informe eletrônico informando que todos os empregados, diretores, conselheiros e ocupantes de cargos em comissão estão obrigados a apresentar na área de Gestão de Pessoas: - em uma única vez, Formulário de Autorização de acesso aos Dados de Bens e Rendas das Declarações de Ajuste Anual do Imposto de Renda Pessoa Física devidamente preenchido e assinado; ou - anualmente: Formulário de Declaração de Bens e Rendas, DBR, devidamente preenchido e assinado. (Anexo II) ou Cópia da Declaração Completa de Ajuste Anual. Assim os documentos serão organização com vista ao atendimento da recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Inicialmente havia divergências com relação à interpretação do dispositivo legal.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
7	201203811	2.1.1.1-R1	
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			
Descrição da Recomendação			
Conscientizar internamente os gestores sobre a pertinência do pagamento de horas extras apenas em situações excepcionais e dos riscos de autorização fora do permitido em lei.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			226
Justificativa para o seu não Cumprimento			
As medidas estão sendo tomadas, mas há dificuldades em função de alguns serviços precisarem ser realizados fora do horário normal do expediente. A Diretoria Executiva da Eletrobras, em 3/10/2012, aprovou a Resolução 874/2012, que determina a criação de grupo de trabalho para propor medidas com vistas à redução de horas extraordinárias.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Conforme indicado no item Justificativa, acima.			

RECOMENDAÇÕES DA CGU QUE PERMANECEM PENDENTES DE ATENDIMENTO NO EXERCÍCIO

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
8	201203811	2.1.1.1-R3	
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Verificar, de acordo com a legislação, a possibilidade de instituir turnos distintos, bem como jornada de trabalho contemplando o fim de semana no caso de atividades que necessitem ser regularmente desempenhadas fora de jornada habitual.			
Providências Adotadas			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
Essa possibilidade está sendo avaliada, no âmbito das medidas para redução de horas extraordinárias.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
O assunto está em avaliação, assim os fatores positivos e negativos ainda não estão todos identificados.			

CEPEL

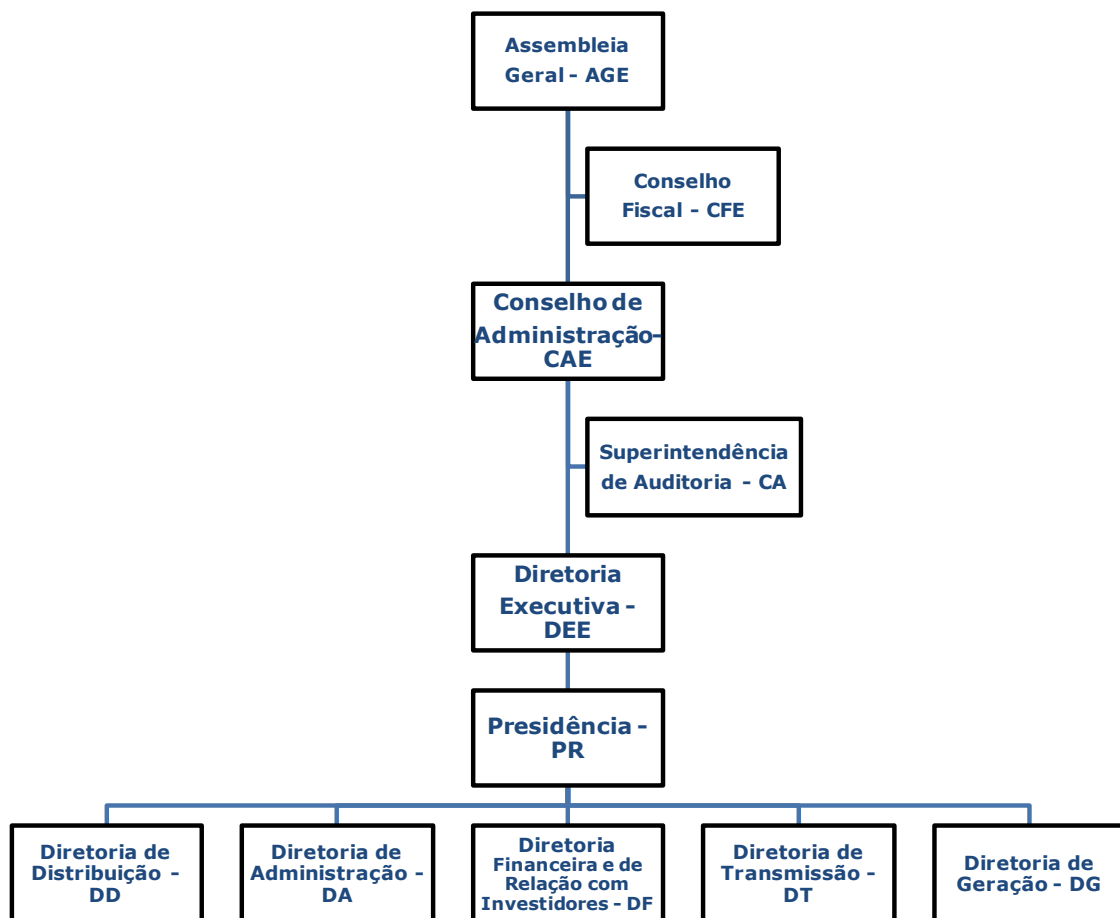
Não consta nenhuma recomendação pendente por parte da CGU.

10.2. Informações Sobre a Atuação da Unidade de Auditoria Interna.

ELETROBRAS

a) ESTRUTURA E POSICIONAMENTO DA UNIDADE DE AUDITORIA INTERNA NO ORGANOGRAMA DA UJ

A Superintendência de Auditoria – CA está vinculada ao Conselho de Administração da Eletrobras, em conformidade com a Resolução N° 29/2011 da Diretoria Executiva, de 12/1/2011, como indicado no organograma abaixo:



A estrutura da Superintendência de Auditoria - CA é composta de dois departamentos, cada qual com duas divisões:

- Departamento de Gestão e Atendimento aos Órgãos de Controle - CAO, com as divisões:
 - ✓ Divisão de Gestão da Auditoria Interna - CAOG;
 - ✓ Divisão de Atendimento aos Órgãos de Controle - CAOC;
- Departamento de Auditoria Interna - CAI, com as divisões:
 - ✓ Divisão de Auditoria Interna Corporativa - CAIC;
 - ✓ Divisão de Auditoria Interna das Empresas Eletrobras - CAIE.

b) TRABALHOS MAIS RELEVANTES REALIZADOS E PRINCIPAIS CONSTATAÇÕES

Utilizou-se como critério relacionar todos os trabalhos em que foram indicadas não conformidades e as principais constatações a elas associadas.

b.1) Gestão de Contratos – Conservação e Limpeza; Copa e Cozinha

Escopo: Análise dos procedimentos adotados na gestão do contrato de conservação e limpeza e do contrato de serviços de copa e cozinha, e sua compatibilidade com a legislação vigente. Verificação dos procedimentos adotados para aferição da qualidade dos serviços prestados. Verificação da regularidade dos procedimentos internos relacionados ao pagamento de faturas. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Ausência de justificativa para a previsão de reserva técnica em planilha de custos quando da repactuação de preços do Contrato n.o ECE-459/2009, contrariando jurisprudência do Tribunal de Contas da União – TCU.
- Previsão de percentual destinado a despesas com reciclagem e treinamento dos empregados da contratada quando da repactuação de preços do Contrato n.o ECE-459/2009, contrariando jurisprudência do TCU.
- Inobservância do interregno mínimo de doze meses para a realização da repactuação de preços objeto do Quarto Termo Aditivo ao Contrato, ECE-459-D/2011, de 2.12.2011, visto que a repactuação anterior havia ocorrido em 10.2.2011.
- Realização de desembolsos mensais superiores aos valores contratados.
- Ausência de relatórios mensais anexados às notas fiscais, com a discriminação do material de limpeza e higienização utilizado e suas respectivas quantidades, conforme prevê o item 7.3.1 da Cláusula Sétima do Contrato n.o ECE-671/2011.

b.2) Adicionais Trabalhistas

Escopo: Análise dos procedimentos pertinentes a adicionais trabalhistas referentes à periculosidade, insalubridade e penosidade. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Pagamentos de adicionais de periculosidade em regime fixo para empregados da Eletrobras cedidos a outras empresas.
- Pagamentos de adicionais de periculosidade decorrentes de Processo Administrativo sem a competente autorização, descumprindo orientação passada pelo Departamento Jurídico - PGJ.
- Quantidade relevante de pagamentos de adicionais de periculosidade para profissionais expostos ao risco elétrico por curto espaço de tempo dentro de um mesmo mês.

b.3) Folha de Pagamento

Escopo: Análise da consistência da folha de pagamento, da regularidade e adequação das retenções e recolhimentos trabalhistas. Verificação da adequação administrativa, normativa e legal da contabilização da folha mensal de pagamento. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Os saldos das contas contábeis nºs 2111110100 – Folha de Pagamento Líquida, 2111120404 - Folha de Pagamento Diversos, 2113110305 – Imposto de Renda Folha de Pagamento, 2111110600 – Folha de Pagamento Rescisão Contrato de Trabalho e 2113180100 - INSS Folha de Pagamento, cadastradas no Sistema SAP, encontravam-se devedores no exercício de 2011, quando deveriam estar credores.
- Divergência no cálculo do INSS do mês de junho/2011. O valor recolhido pela Eletrobras, na Guia do INSS, no mês de junho de 2011, foi maior do que estabelecido para o período.
- Movimentação salarial sem justificativa comprovada.

b.4) Gestão de Treinamento

Escopo: Análise dos procedimentos adotados na gestão dos contratos da área de treinamento e sua compatibilidade com a legislação vigente. Verificação da observância dos dispositivos estabelecidos na Norma de Treinamento da Eletrobras. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Ausência de controle de custos para viagens de treinamento.
- Ausência de avaliação em curso de idiomas estrangeiros.
- Ausência dos Formulários de Avaliação de Treinamento – FAT.
- Ausência dos comprovantes de regularidade fiscal das entidades promotoras dos eventos.

b.5) Contratos do Reluz – Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente

Escopo: Análise da adequabilidade dos procedimentos adotados na gestão dos contratos de financiamento no âmbito do Programa Reluz. Verificação das metas físico-financeiras. Verificação do cumprimento das obrigações contratuais. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Site da Eletrobras com informações do Programa Reluz desatualizadas.
- Telefone Disque Reluz inativo.
- Manuais do Programa Reluz desatualizados.

b.6) Gestão de Contratos de Comunicação

Escopo: Análise dos procedimentos adotados na gestão dos contratos afetos a comunicação e sua compatibilidade com a legislação vigente. Verificação da regularidade dos procedimentos internos relacionados ao pagamento de faturas. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Ausência de relatórios sobre os atos relativos à execução do contrato.
- Constatou-se que os gestores de contrato da PCC necessitam reforçar suas informações a respeito das responsabilidades da função de gestor.

b.7) Gestão de Contratos de Manutenção Predial, Segurança e Vigilância

Escopo: Análise dos procedimentos adotados na gestão do contrato de manutenção predial e do contrato de serviços de segurança e vigilância, e sua compatibilidade com a legislação vigente. Verificação dos controles adotados para aferição da qualidade dos serviços prestados. Verificação da regularidade dos procedimentos internos relacionados ao pagamento de faturas. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Ausência dos comprovantes da regularidade com a seguridade social e fiscal.
- Ausência das assinaturas do prestador do serviço e do supervisor nas folhas de ponto
- Pagamentos efetuados à contratada sem a regular situação fiscal.
- Prazo excessivo no processo de rescisão do contrato.

b.8) Horas Extras e Sobreaviso

Escopo: Análise dos procedimentos pertinentes a horas – extras e sobreaviso. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Aumento dos gastos com horas extras em 2011.
- Realização de horas extras em quantidade acima do limite legal permitido.
- Descanso semanal não assegurado ao empregado.
- Horas extras realizadas com habitualidade.

b.9) Gestão de Contratos de Publicidade e Eventos

Escopo: Análise dos procedimentos adotados na gestão dos contratos afetos a publicidade e eventos, e sua compatibilidade com a legislação vigente. Verificação da regularidade dos procedimentos internos relacionados ao pagamento de faturas. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Ausência de dados em notas fiscais.
- Pagamento realizado divergente do valor do contrato.
- Publicação do extrato na imprensa oficial fora do prazo estabelecido por lei.
- Termo de recebimento definitivo emitido fora do prazo.
- Ausência de cotações de preço para serviços sob responsabilidade da contratada.
- Ausência de relatório de checagem de veiculação.
- Ausência de planilha comparativa com os preços indicados pela tabela do sindicato.
- Ausência de certidões de regularidade fiscal.

b.10) Controle da CCC - Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis

Escopo: Análise do tratamento das quotas e sub-rogações, processos de recebimentos, de pagamentos, de reembolsos e dos registros contábeis. Análise da operacionalização do controle de consumo específico de combustíveis das usinas termoeletricas integrantes do CCC-Isol, conforme a Resolução Normativa N° 163/2005 da ANEEL. Verificação do andamento da efficientização do parque térmico, contemplando projetos de revitalização e projetos de aquisição de unidades novas. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Informações da CCC desatualizadas no sítio da Eletrobras.
- Inexistência de sistema informatizado e integrado para a gestão da CCC.
- Falta da elaboração do Plano Anual de Custos da CCC – PAC.

b.11) BUSA – Bens da União Sob Administração da Eletrobras

Escopo: Avaliação da adequabilidade dos procedimentos adotados na administração dos bens da União sob Administração da Eletrobras – BUSA. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Existência de imóveis que se encontram sem a documentação legal completa.
- Existência de bens inundados por reservatório e não utilizáveis pela sociedade.
- Bem já devolvido fazendo parte da relação de controle de bens.
- Bens da união sob administração da Eletrobras passíveis de alienação.
- Os bens constantes do inventário aprovado não estão contabilizados no ativo da Reserva Global de Reversão – RGR.
- Inexistência de sistema de TI para controle dos bens BUSA.
- Existência de bens não inspecionados fisicamente.
- Gastos com inventário, vistorias, controles, avaliações para possíveis alienações dos bens custeados pela Eletrobras.
- Necessidade de reconhecimento contábil decorrentes das avaliações de bens.
- Ausência de CNPJ para a Reserva Global de Reversão – RGR.

b.12) Gestão do Escritório da Eletrobras em Brasília

Escopo: Avaliação dos procedimentos relacionados à gestão do Escritório de Brasília - PGB. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Ausência de formalização da ocupação de espaço terceiro andar.
- Assinatura de aditamento contratual com cobertura retroativa.
- Aluguel com reajuste divergente do estabelecido em contrato.
- Ausência de designação formal de gestor de contratos.
- Objeto contratual múltiplo, gerando condição restritiva à competitividade.
- Inconsistência no procedimento de aferição das diárias de veículos e de motoristas.
- Pagamento retroativo de horas extras trabalhadas.
- Ausência de comprovação de horas extras trabalhadas.
- Prestação de serviço de secretariado executivo em Furnas, sem ressarcimento à Eletrobras.
- Ausência de documentação que formalize a prestação de serviços por parte do fornecedor.

- Crédito de rendimentos de ações em conta bancária do PGB.
- Inconsistências na relação de bens patrimoniais.
- Faturas de cobrança de modem com valores divergentes do contratado.
- Descumprimento do limite de horas extras.

b.13) Serviços de Transporte, Reprografia e Telefonia.

Escopo: Análise dos controles efetuados sobre os serviços de transporte, reprografia e telefonia. Análise dos procedimentos adotados na gestão dos contratos pertinentes a estes serviços, e sua compatibilidade com a legislação vigente. Verificação da regularidade dos procedimentos internos relacionados ao pagamento de faturas. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Ausência de comprovação de regularidade trabalhista de empresas contratadas.
- Ausência de limites ao uso de telefonia celular.
- Ausência de validação das contas de telefonia celular pelos usuários.
- Ausência de realização de processo licitatório para contratação de serviços de telefonia fixa.
- Ausência de controle das ligações efetuadas por telefonia fixa.

b.14) Benefícios Assistenciais – Reembolso de Assistência Médica e Odontológica

Escopo: Análise da regularidade dos processos reembolsos de assistência médica e odontológica adotados na Eletrobras e na Eletros. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Cobrança indevida de tarifas bancárias.
- Aportes financeiros em aplicação diferente ao estabelecido pela legislação.
- Ressarcimentos das despesas médico-hospitalares depositados em conta não específica do Convênio.
- Convênios de reciprocidade com prazo de vigência expirado.
- Reembolsos pagos com prazos superiores aos 90 dias estipulados na norma.
- Empregados desligados que permanecem inscritos para fins de despesas médicas e odontológicas.

- Titulares de benefícios assistenciais que não fazem parte do quadro de empregados da Eletrobras.
- Inscrições no cadastro de benefícios assistenciais concedidas indevidamente.
- Contratos com a rede credenciada com prazos expirados.
- Contratos sem a qualificação específica exigida pela ANS quanto ao registro da operadora na ANS e o registro da entidade hospitalar no Cadastro Nacional de Estabelecimentos de Saúde.
- Contratos sem cláusulas relativas aos padrões de acomodação.

b.15) Contratos de Patrocínios Culturais e Institucionais

Escopo: Análise dos procedimentos adotados na contratação e na gestão de contratos de patrocínios culturais e institucionais e sua compatibilidade com a legislação vigente. Verificação da regularidade dos procedimentos internos relacionados à liberação dos recursos. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Ausência de mensuração dos resultados alcançados com as ações patrocinadas.
- Ausência de demonstração de execução das contrapartidas.
- Relatório final entregue após o prazo estipulado no contrato.
- Inconsistência de registros no Portal da Transparência.
- Ausência de comprovação de regularidade fiscal.

b.16) Contratações por Dispensa e Inexigibilidade de Licitação

Escopo: Análise dos processos de contratações por dispensa e inexigibilidade de licitação e da sua compatibilidade com a legislação vigente. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Ausência dos comprovantes de publicação na Imprensa Oficial dos avisos de ratificação das dispensas de licitação.
- Comprovação de regularidade social com validade expirada na data de assinatura do contrato.

b.17) Licitações de bens, serviços e obras

Escopo: Análise dos processos de concorrências, tomadas de preço, convites e pregões. Verificação da compatibilidade entre os procedimentos adotados e a legislação vigente. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Ausência de critério objetivo que justifique o quantitativo de mão de obra para prestação de serviços de copa, cozinha e coffee break.
- Ausência de exigência da comprovação de rede credenciada na fase de contratação de empresa de fornecimento de serviço auxílio alimentação e refeição.
- Fixação de preços máximos baseada na maior cotação realizada junto ao mercado.

b.18) Segurança da Informação e Gestão de Contratos de TI

Escopo: Análise dos procedimentos adotados na gestão dos contratos afetos a Tecnologia da Informação e sua compatibilidade com a legislação vigente. Verificação dos procedimentos referentes à segurança da informação. Verificação dos controles internos adotados. Avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável.

Principais constatações:

- Desatualização de informações de contratos de TI no Portal de Transparência do Governo Federal/CGU.
- Publicação de extratos de aditivos contratuais no DOU fora do prazo legal.
- Descumprimento de cláusula referente a renovação de garantia contratual.
- Ausência de indicadores e demonstrativos de resultado em contratos de TI.
- Ausência de certidões de regularidade fiscal de contratada.
- Notas Fiscais sem referência ao contrato.
- Ausência de metodologia para mensuração e avaliação de serviços de consultoria.
- Fragilidades nos CPDs da Eletrobras.

b.19) Contratos de Patrocínios Esportivos e de Natureza Não Social

Escopo: Análise dos procedimentos adotados na contratação e na gestão de contratos de patrocínios de cunho esportivo e natureza não social e sua compatibilidade com a legislação vigente. Verificação da regularidade dos procedimentos internos relacionados à liberação dos recursos. Verificação dos controles internos adotados.

Principais constatações:

- Ausência de comprovação de regularidade fiscal.
- Não aplicação de penalidade por descumprimento de cláusula contratual.
- Ausência de apresentação de relatório anual exigido em contrato.
- Ausência de detalhamento de orçamento em planilhas de quantitativos e valores unitários.
- Fragilidade no processo de análise da prestação de contas.
- Ausência de acompanhamento de item do projeto de contrato.
- Cronograma físico financeiro com rubricas não passíveis de cobertura contratual.
- Pagamento para auditoria independente com recursos do patrocínio.
- Utilização de recursos do patrocínio para pagamento de despesas não previstas em contrato.

c) RELAÇÃO ENTRE A QUANTIDADE DE RECOMENDAÇÕES FEITAS PELA AUDITORIA INTERNA E AS IMPLEMENTADAS PELA ALTA GERÊNCIA

Os 29 Relatórios de Auditoria emitidos em 2012 geraram 204 recomendações, o status de implementação é o seguinte:

STATUS	%
Concluídas	72
Em andamento	27
Não iniciadas	1

d) DESCRIÇÃO DAS ROTINAS DE ACOMPANHAMENTO DAS AÇÕES DE IMPLEMENTAÇÃO DAS RECOMENDAÇÕES DA AUDITORIA INTERNA

Trimestralmente a Superintendência de Auditoria encaminha às áreas que foram objeto de auditoria formulários, correspondentes aos Relatórios de Auditoria emitidos, nos quais constam as não conformidades encontradas e as respectivas recomendações com vistas à implementação de ações corretivas.

As áreas envolvidas respondem os questionários, informando as ações empreendidas, ou a empreender, o status – “Não iniciada”, “Em andamento”, “Interrompida” ou “Concluída” - e, quando é o caso, os prazos previstos para conclusão, e os encaminham para a Superintendência de Auditoria, que consolida os resultados e os coloca no “Relatório de acompanhamento de implementação de ações corretivas decorrentes de recomendações de auditoria”, o qual é posteriormente distribuído.

e) INFORMAÇÃO DA EXISTÊNCIA OU NÃO DE SISTEMÁTICA E DE SISTEMA PARA MONITORAMENTO DOS RESULTADOS DECORRENTES DOS TRABALHOS DA AUDITORIA INTERNA

Os resultados decorrentes da implantação das medidas corretivas recomendadas pela Auditoria são sempre verificados quando da execução do trabalho subsequente no mesmo processo de negócio.

f) COMO SE DÁ A CERTIFICAÇÃO DE QUE A ALTA GERÊNCIA TOMOU CONHECIMENTO DAS RECOMENDAÇÕES FEITAS PELA AUDITORIA INTERNA E A ACEITAÇÃO DOS RISCOS PELA NÃO IMPLEMENTAÇÃO DE TAIS RECOMENDAÇÕES

Todos os Relatórios de Auditoria são enviados às respectivas Diretorias das áreas auditadas, por meio de correspondência onde a Superintendência de Auditoria ressalta as principais constatações registradas durante a execução do trabalho.

g) DESCRIÇÃO DA SISTEMÁTICA DE COMUNICAÇÃO À ALTA GERÊNCIA, AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E AO COMITÊ DE AUDITORIA SOBRE RISCOS CONSIDERADOS ELEVADOS, MAS ASSUMIDOS PELA ALTA GERÊNCIA AO DECIDIR NÃO IMPLEMENTAR AS RECOMENDAÇÕES DA AUDITORIA INTERNA

Não existe essa sistemática, uma vez que na Eletrobras a alta gerência adota a prática de acatar as recomendações da Auditoria Interna.

CEPEL

A Auditoria Interna do CEPEL foi criada em 07/08/95, através da Resolução de Diretoria n°. 023, e em conformidade ao § 3º do art. 15 do Decreto n°. 3.591/00, está hierarquicamente subordinada ao Conselho Deliberativo, vinculando-se administrativamente e funcionalmente ao Diretor-Geral.

Está estabelecida nos normativos internos, consolidados na Resolução de Diretoria RES-112/11, de 21/12/11, e também espelhada no organograma do Centro, segundo a sua última revisão, em 04/09/12.

A AUDI é composta por:

- 1 Coordenador
- 2 Auditores

A Auditoria Interna do Cepel monitora o resultado de suas ações, através de um sistema denominado de: Sistema de Acompanhamento de Ações-SISAUD em que são registradas/cadastradas todas as recomendações da Auditoria Interna e dos Órgãos de Controles TCU e CGU, suas datas de implementação e responsável pela implementação da recomendação.

Em todas as reuniões dos Conselhos Deliberativo e Fiscal são apresentados os relatórios de Auditoria Interna, bem como suas recomendações e implementações.

No exercício de 2012 foram realizadas auditorias sendo emitidos os seguintes relatórios:

Relatório de Auditoria 001/12 – AUDITORIA EM PROCESSOS DE LICITAÇÃO DE BENS E SERVIÇOS

PONTOS DE AUDITORIA	SITUAÇÃO ATUAL
<ul style="list-style-type: none">• Processos não estavam totalmente numerados (7 processos);• Publicação do extrato da inexigibilidade excedeu o prazo estipulado no artigo 26 da Lei 8666/93 (Publicação no prazo de 5 dias).	REGULARIZADO
CONCLUSÃO: <p>Os resultados obtidos nesta análise e os pontos identificados retratam que os processos de licitação e contratação para a aquisição de bens e serviços, de uma forma geral, estão adequados à legislação. Os controles internos estão sendo aplicados, porém devem ser aprimorados quanto à observância dos prazos para publicação no DOU, estabelecidos na legislação e a numeração dos processos licitatórios para que sejam realizados tempestivamente.</p>	

Relatório de Auditoria 002/12 – AUDITORIA EM FISCALIZAÇÃO DE CONTRATOS

PONTOS DE AUDITORIA	SITUAÇÃO ATUAL
<ul style="list-style-type: none">• Atestado de Saúde Ocupacional - ASO Vencidos (Empregados da Empresa Locanty);• Veículos com mais de 5 (cinco) anos de fabricação (Empresa SOLAZER).	REGULARIZADO
CONCLUSÃO: <p>O resultado obtido nesta análise retrata que os procedimentos/controles internos adotados pela área de fiscalização de contratos do Centro, de uma forma geral, estão de acordo com a legislação e cláusulas contratuais, entretanto deve-se ter um melhor acompanhamento/controle da documentação exigida em contrato relativa aos empregados e veículos contratados.</p> <p>Os pontos identificados não comprometeram o acompanhamento e controle dos contratos examinados por esta AUDI.</p> <p>Foram verificados os pagamentos efetuados dos contratos e não identificamos inconformidades.</p>	

Relatório de Auditoria 003/12 – AUDITORIA NOS CONTRATOS FIRMADOS COM A EMPRESA LOCANTY COM SERVIÇOS LTDA

RESULTADO DOS EXAMES
CONCLUSÃO <p>Os resultados obtidos nesta análise retratam que os processos de licitação e contratação realizados com a Empresa LOCANTY COM SERVIÇOS LTDA, de uma forma geral, estão adequados à legislação do Pregão Eletrônico, Decreto nº 5.450/2005 e Lei de Licitações nº 8666/93.</p> <p>Em relação à fiscalização dos contratos, verificamos que os procedimentos/controles internos adotados pela área de fiscalização de contratos do Centro, de uma forma geral, estão de acordo com a legislação e cláusulas contratuais.</p> <p>Foram verificados os pagamentos efetuados dos contratos e não identificamos inconformidades.</p> <p>Os pontos identificados não comprometeram o acompanhamento e controle dos contratos examinados por esta AUDI e foram regularizados no momento da auditoria.</p> <p>1.Publicação do 3º Termo Aditivo excedeu ao prazo estipulado em Lei (Contrato nº 02/059/2008); A área se comprometeu em melhorar seus controles internos.</p> <p>2. Atestado de Saúde Ocupacional - ASO Vencidos (Contrato nº 02/076/2010-LOCANTY) Os Atestados de Saúde Ocupacional foram providenciados em abril/2012, conforme documentação apresentada.</p>

Relatório de Auditoria 004/12 – AUDITORIA EM CONVÊNIOS MME E FINEP

PONTOS DE AUDITORIA	SITUAÇÃO ATUAL
<ul style="list-style-type: none">• Falta de identificação na documentação suporte (Título e número do convênio nas Prestações de Contas);• Valor da contrapartida do Cepel superior ao previsto inicialmente (valor de H/H).	REGULARIZADO
CONCLUSÃO: O resultado obtido nesta análise retrata que as prestações de contas, dos convênios auditados, e as despesas incorridas, foram realizadas em conformidade com os termos pactuados nos convênios MME, FINEP e estão de acordo com as normas estabelecidas pela legislação que normatiza a celebração de convênios de natureza financeira.	

Relatório de Auditoria 005/12 – AUDITORIA NO SISTEL - CONTROLE DE LIGAÇÕES TELEFÔNICAS

PONTOS DE AUDITORIA	SITUAÇÃO ATUAL
<ul style="list-style-type: none">• Ausência de cobrança de ligações telefônicas particulares.	REGULARIZADO
CONCLUSÃO: O resultado obtido nesta análise retrata que os procedimentos/controles internos adotados pela área de Fiscalização de Contratos estão sendo aplicados, porém necessitam de aprimoramento. Deve-se ter um melhor acompanhamento/controle dos valores devidos ao Cepel, objetivando um ressarcimento tempestivo e eficaz.	

Relatório de Auditoria 006/12 – AUDITORIA EM BANCOS CONTA MOVIMENTO

RESULTADO DOS EXAMES
<p>Durante a realização dos trabalhos não foram identificadas inadequações.</p> <p>Analisamos as conciliações bancárias tanto da Contabilidade quanto da Tesouraria, confrontamos com os extratos bancários do período, verificamos também alguns processos de pagamento quanto às aprovações e os respectivos débitos nos bancos.</p> <p>Nossos testes não revelaram inconsistências nas informações apresentadas na contabilidade e tesouraria.</p> <p>Os processos de pagamentos analisados, realizados nos meses de março, abril e maio de 2012, e seus respectivos débitos nos bancos, foram processados dentro dos prazos para pagamento, e foram devidamente aprovados de acordo com a Resolução nº 114/2011-Limites de Delegação para Aprovação de Documentos Internos de Rotina-DIR do Cepel.</p> <p>Não identificamos pendências de longa data, as pendências verificadas foram regularizadas dentro de um período aceitável de prazo.</p> CONCLUSÃO: O resultado obtido nesta análise retrata que os controles e procedimentos internos utilizados no acompanhamento e conferência dos extratos das contas correntes com os registros contábeis estão adequados. Os saldos das contas correntes do Cepel não apresentaram inconformidades no período auditado.

Relatório de Auditoria 007/12 – AUDITORIA EM CONTAS A RECEBER – MARCAS E PATENTES/ROYALTIES

PONTOS DE AUDITORIA	SITUAÇÃO ATUAL
<ul style="list-style-type: none">• Relatórios contendo a relação de vendas no período entregues com até 1 ano de atraso (1 Contrato);• Ausência de faturamento CONTRATO 01/011/2008 - PLP PRODUTOS PARA LINHAS PERFOMADOS LTDA. (Valor de R\$ 4.128,69)	REGULARIZADO
CONCLUSÃO: O resultado obtido nesta análise retrata que os controles internos realizados pela área de comercialização estão sendo aplicados, porém necessitam de aprimoramento. O acompanhamento dos contratos de royalties se faz necessário, pois garante ao Centro o recebimento de valores que são devidos, bem como o acompanhamento de produtos que são patenteados pelo Cepel.	

Relatório de Auditoria 008/12 – AUDITORIA EM FOLHA DE PAGAMENTO

PONTOS DE AUDITORIA	SITUAÇÃO ATUAL
<ul style="list-style-type: none">• Inconsistência no número de dependentes para a base de cálculo do Imposto de Renda. (Cadastro x Sistema);• Não recolhimento do PIS 13º Salário (quitação rescisão de Contrato de Trabalho);• Pagamento a estagiário após o término do contrato;• Pagamento a menor de INSS.	REGULARIZADO
CONCLUSÃO: Os resultados obtidos nesta análise e os pontos identificados retratam que os controles internos estão sendo aplicados, porém necessitam de aprimoramento. A área deve realizar conferências tempestivas, das guias de recolhimento de todos os encargos e impostos incidentes na Folha de Pagamento, assim como se certificar que todos os estagiários, bolsistas e empregados efetivos que foram desligados não constem mais na folha de pagamento.	

Relatório de Auditoria 009/12 – AUDITORIA NO PROGRAMA DE DISPÊNDIOS GLOBAIS - PDG

RESULTADO DOS EXAMES
<p>Nossos exames não identificaram pontos que comprometessem o bom andamento da execução e acompanhamento do orçamento do Cepel até agosto de 2012.</p> <p>Durante a realização de nossos testes comparamos a estrutura do Programa de Dispêndios Globais do Cepel com a estrutura proposta pelas instruções para a elaboração do PDG contida no Manual Técnico de Orçamento, e não identificamos divergências.</p> <p>Efetuamos também a verificação da natureza dos gastos e a classificação dos itens orçamentários na documentação suporte e constatamos que estes estão de acordo com o Manual de Orientação do Cepel.</p>
<p>CONCLUSÃO:</p> <p>O resultado obtido nesta análise retrata que o Orçamento do Cepel está sendo realizado em conformidade com as Instruções para Elaboração do Programa de Dispêndios Globais – PDG das Empresas do Setor Produtivo Estatal – SPE contidas no Manual Técnico de Orçamento do MPOG e Manual Orçamentário da Eletrobras. A classificação dos itens orçamentários está em consonância com o Manual de Orientação do Cepel.</p>

Relatório de Auditoria 010/12 – AUDITORIA EM PROCESSOS DE DISPENSA DE LICITAÇÃO

PONTOS DE AUDITORIA	SITUAÇÃO ATUAL
<ul style="list-style-type: none">• RCP aprovada por apenas um Diretor.• Publicação do extrato da dispensa excedeu o prazo estipulado no artigo 26 da Lei 8666/93 (Publicação no prazo de 5 dias, como condição para a eficácia dos atos)	REGULARIZADO
<p>CONCLUSÃO:</p> <p>Os resultados obtidos nesta análise e os pontos identificados retratam que os processos de licitação e contratação para a aquisição de bens e serviços, de uma forma geral, estão adequados à legislação. Os controles internos estão sendo aplicados, porém necessitam de aprimoramento quanto à observância dos prazos para publicação no DOU, estabelecidos na legislação e a observância à Resolução de Diretoria nº 114/2011, de 21/12/11 – Limites de Delegação para Aprovação de Documentos Internos de Rotina (DIR).</p>	

Relatório de Auditoria 011/12 – AUDITORIA EM LICENÇAS MÉDICAS

PONTOS DE AUDITORIA	SITUAÇÃO ATUAL
<ul style="list-style-type: none">Retenção indevida do IRRF sobre benefício pago pelo INSS aos empregados licenciados (Auxílio Doença e Auxílio Acidente).Pagamento à menor da complementação salarial de empregado licenciado.	REGULARIZADO <i>“Situação corrigida a partir da folha de pagamento do mês de setembro/2012. Os valores pagos no ano calendário 2012 foram informados na DIRF/2012 como rendimentos isentos e não tributáveis.”</i> REGULARIZADO
CONCLUSÃO: Os resultados obtidos nesta análise e os pontos identificados retratam que os controles internos estão sendo aplicados, porém necessitam de aprimoramento. A área deve realizar conferências tempestivas, da complementação salarial de todos os empregados que estejam em Licenças Médicas, e atente para a legislação vigente no que se refere ao recolhimento de impostos incidentes sobre os valores pagos pela Previdência Social aos empregados licenciados do Centro. As recomendações da Auditoria Interna foram propostas e sua implementação será acompanhada ao longo do exercício.	

Relatório de Auditoria 012/12 – AUDITORIA EM PROCESSOS DE LICITAÇÃO DE BENS E SERVIÇOS

PONTOS DE AUDITORIA	SITUAÇÃO ATUAL
<ul style="list-style-type: none">Processos licitatórios não estavam totalmente numerados (17 processos)Publicação do Contrato/Termo Aditivo excedeu ao prazo estipulado em Lei. (até o 5º dia útil do mês seguinte ao de sua assinatura - 1 Processo)Não consta a publicação no Diário Oficial da União-DOU da Inexigibilidade (1 Processo)	REGULARIZADO
CONCLUSÃO: Os resultados obtidos nesta análise e os pontos identificados retratam que os processos de licitação e contratação para a aquisição de bens e serviços, de uma forma geral, estão adequados à legislação. Entretanto devem-se aprimorar os controles internos realizados pela área quanto à observância dos prazos para publicação no DOU, estabelecidos na legislação e a numeração dos processos licitatórios para que sejam realizados tempestivamente.	

Relatório de Auditoria 013/12 – AUDITORIA EM CONTRATAÇÃO DE SEGUROS

RESULTADO DOS EXAMES

Analisamos o contrato nº 02/055/2009 referente a contratação de Seguro Patrimonial do Cepel com a Seguradora Tokio Brasil Seguradora S/A.

A contratação do seguro foi realizada na modalidade de Pregão Eletrônico, tipo menor preço global, e em lote único. Pregão nº 034/2009, em 20/08/2009 tendo um único participante.

A cobertura da apólice de seguro abrange as seguintes modalidades: Seguro Compreensivo Empresarial; Seguro de Frota de Automóveis; Seguro de Transporte Internacional e Operacional.

O valor dos Riscos Nomeados, Operacionais e de Veículos é de R\$230.754.760,00 e o prêmio anual é de R\$ 375.373,52, o período abrangente da apólice atual iniciou em 03/09/2012 com vencimento em 03/09/2013. (5º Termo Aditivo). As prorrogações foram realizadas com base o inciso II do artigo 57 da Lei 8666/93.

Nossos exames não identificaram pontos que comprometessem os procedimentos adotados para a contratação da apólice de seguro existente no Cepel. Conforme o relatório da consultoria em seguros emitido pela Insurance e Risk Representações, a apólice está de acordo com as demandas do centro.

De janeiro a novembro de 2012 não ocorreu nenhum sinistro com os bens do Cepel, conforme e-mail do DLO em 03/12/2012.

CONCLUSÃO:

O resultado obtido nesta análise retrata que o seguro patrimonial contratado com a empresa Tóquio Marine Brasil Seguradora, através do Pregão Eletrônico nº 034/2009, está de acordo com as demandas do Centro e foi contratado em conformidade com a legislação.

10.3. Declaração de Bens e Rendas Estabelecidas na Lei nº 8.730.

ELETOBRAS

Situação do Cumprimento das Obrigações Impostas pela Lei 8.730/93.

QUADRO A.10.5 – DEMONSTRATIVO DO CUMPRIMENTO, POR AUTORIDADES E SERVIDORES DA UJ, DA OBRIGAÇÃO DE ENTREGAR A DBR

Detentores de Cargos e Funções Obrigados a Entregar a DBR	Situação em Relação às Exigências da Lei nº 8.730/93	Momento da Ocorrência da Obrigação de Entregar a DBR		
		Posse ou Início do Exercício de Cargo, Emprego ou Função	Final do Exercício de Cargo, Emprego ou Função	Final do Exercício Financeiro
Autoridades (Incisos I a VI do art. 1º da Lei nº 8.730/93)	Obrigados a entregar a DBR			
	Entregaram a DBR			
	Não cumpriram a obrigação			
Cargos Eletivos	Obrigados a entregar a DBR			
	Entregaram a DBR			
	Não cumpriram a obrigação			
Funções Comissionadas (Cargo, Emprego, Função de Confiança ou em comissão)	Obrigados a entregar a DBR	16	25	228
	Entregaram a DBR	16	25	228
	Não cumpriram a obrigação			

Fonte: Cadastro e Controle Eletrobras

CEPEL

Quadro A.10.5 – Demonstrativo do cumprimento, por autoridades e servidores da UJ, da obrigação de entregar a DBR

Detentores de Cargos e Funções obrigados a entregar a DBR	Situação em relação às exigências da Lei nº 8.730/93	Momento da Ocorrência da Obrigação de Entregar a DBR		
		Posse ou Início do exercício de Função ou Cargo	Final do exercício da Função ou Cargo	Final do exercício financeiro
Funções Comissionadas (Cargo, Emprego, Função de Confiança ou em comissão)	Obrigados a entregar a DBR	14	14	78
	Entregaram a DBR	11	07	68
	Não cumpriram a obrigação	03	07	10

Fonte: Controle na secretaria dos Conselhos e Secretaria da DVPR.

DBR – CONSELHOS FISCAL E DELIBERATIVO

É enviada correspondência aos Conselheiros solicitando a DBR, citando as devidas leis/decretos responsáveis por tal obrigatoriedade, no início de dezembro do ano do Exercício, solicitando o envio até final de fevereiro do ano seguinte, para àqueles que se encontram em débito de entrega das mesmas.

É recebida em papel pela Profissional de Nível Médio Suporte IV, Rosa Maria Bastos Martins, da Diretoria Geral, que dá baixa na pendência em banco de dados, arquivada lacrada, devidamente identificada, em lugar específico.

Conforme Estatuto do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – Cepel, o exercício das funções de membro dos Conselhos não é remunerado, a qualquer título, pois é uma associação, nos termos do Código Civil, sem fins lucrativos. Desta forma, não é realizada nenhuma análise das DBR com o intuito de identificar eventuais incompatibilidade de patrimônio com a remuneração recebida, pois a mesma não existe.

Aqueles que não cumprem a obrigação de entrega recebem correspondência informando que a prestação de contas anual do Centro foi entregue sem a contabilização de sua DBR.

DBR – EMPREGADOS EFETIVOS

Em cumprimento das obrigações impostas pela legislação vigente, no que diz respeito à entrega da DBR pelo conjunto de titulares de função de confiança, informamos que todos (35) fizeram a entrega referente ao exercício 2012, ano calendário 2011.

Caso algum titular não entregue a DBR no prazo solicitado, esta DVPR encaminha novos pedidos até a efetiva entrega.

A Unidade incumbida de gerenciar a recepção das DBR's é a Divisão de Provisão e Remuneração.

Existe um gerenciamento para acompanhamento da entrega das DBR's através de planilha excell.

A forma de recepção das DBR's é em papel, colocado pelo empregado em envelope lacrado.

Não há análise das DBR's com o intuito de identificar eventuais incompatibilidades.

As DBR's lacradas são guardadas em local específico.

10.4. Modelo de Declaração de Atualização de Dados no SIASG e SICONV.

ELETOBRAS

Quadro A.10.6 – Modelo de declaração de inserção e atualização de dados no SIASG e SICONV

DECLARAÇÃO

Eu, **Lucio Alexandre Alves Soares Cruz**, CPF nº **051473787-58**, **Gerente da Divisão de Suprimentos**, exercido na **ELETOBRAS** declaro junto aos órgãos de controle interno e externo que todas as informações referentes a contratos e instrumentos congêneres firmados até o exercício de 2012 por esta Unidade estão disponíveis e atualizadas, respectivamente, no Sistema Integrado de Administração de Serviços Gerais – SIASG,

Quanto ao registro de Convênios no Sistema de Gestão de Convênios e Contratos de Repasse – SICONV, conforme estabelece o art. 19 da Lei nº 12.465, de 12 de agosto de 2011 e suas correspondentes em exercícios anteriores, não os registramos no SICONV, pelos motivos abaixo, extraídos de email que recebi do próprio Portal de Convênios do Ministério do Planejamento:

“(…)Concordando com seu entendimento apresentado no e-mail, os dados referentes ao Número de Empenho e Número SIAFI são imprescindíveis para realizar o cadastro dos instrumentos de transferência no SICONV, o que inviabiliza o cadastro e conseqüentemente a execução desses instrumentos por meio do referido Sistema.

Por fim, com relação a Lei nº 12.309, de 9 de agosto de 2010, que dispõe sobre as diretrizes para elaboração e execução da Lei Orçamentária de 2011, entendemos que o § 3º, do art. 19, excepciona estes lançamentos ao trazer a expressão “no que couber”, conforme citado abaixo:

*§ 3º Os órgãos e entidades integrantes dos Orçamentos Fiscal, da Seguridade Social e de Investimento deverão disponibilizar no Sistema Integrado de Administração de Serviços Gerais – SIASG e no Sistema de Gestão de Convênios e Contratos de Repasse – SICONV, **no que couber**, informações referentes aos contratos e aos convênios ou instrumentos congêneres firmados, com a identificação das respectivas categorias de programação e fontes de recursos quando se tratar de convênios ou instrumentos congêneres, observadas as normas estabelecidas pelo Poder Executivo. (Grifamos).*

Diante de todo o exposto acima, entendemos que devido as referências que balizaram o desenvolvimento do SICONV hoje não cabe a aplicação do dispositivo ora citado, haja vista que o desenvolvimento do SICONV contemplou a execução dos programas oriundos do Orçamento Fiscal e da Seguridade Social, cujo operacionalização se dá por meio do SIAFI.”

Rio de Janeiro, 22 de Fevereiro de 2013.

Lucio Alexandre Alves Soares Cruz

051473787-58

Gerente da Divisão de Suprimentos –Eletrobras

DECLARAÇÃO SICONV

Eu, Orsino Borges de Oliveira Filho (Gestor de Convênio do Convenente, nº 769362/2012), CPF nº 016.593.428-05, Assistente de Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, exercido no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel, declaro junto aos órgãos de controle interno e externo que todas as informações (excetuando-se aquelas associadas à Prestação de Contas) referente ao convênio nº 769362/2012 e instrumentos congêneres firmados até o exercício de 2012 por esta Unidade estão disponíveis e atualizadas no Sistema de Gestão de Convênios e Contratos de Repasse – SICONV, conforme estabelece o art. 19 da Lei nº 12.465, de 12 de agosto de 2011 e suas correspondentes em exercícios anteriores.

Rio de Janeiro, 17 de maio de 2013.

Orsino Borges de Oliveira Filho

CPF nº 016.593.428-05

Assistente da Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

Eu, Patrícia de Castro da Silva (Gestora de Convênio do Convenente, nºs 721906/09 e 773762/12), CPF nº 030.093.177-86, Pesquisadora III, exercido no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel, declaro junto aos órgãos de controle interno e externo que todas as informações (excetuando-se aquelas associadas à Prestação de Contas) referentes aos convênios nºs 721906/09 e 773762/12 e instrumentos congêneres firmados até o exercício de 2012 por esta Unidade estão disponíveis e atualizadas no Sistema de Gestão de Convênios e Contratos de Repasse – SICONV, conforme estabelece o art. 19 da Lei nº 12.465, de 12 de agosto de 2011 e suas correspondentes em exercícios anteriores.

Rio de Janeiro, 17 de maio de 2013.

Patrícia de Castro da Silva

CPF: 030.093.177-86

Pesquisadora III

Eu, Heber Goulart Pinto, (Gestor e Operador Financeiro do Convenente) CPF nº 744.753.717-91, Assessor Administrativo e Financeiro III, exercido no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel, declaro junto aos órgãos de controle interno e externo que todas as informações referentes aos convênios e instrumentos congêneres firmados até o exercício de 2012 por esta Unidade estão disponíveis e atualizadas no Sistema de Gestão de Convênios e Contratos de Repasse – SICONV, conforme estabelece o art. 19 da Lei nº 12.465, de 12 de agosto de 2011 e suas correspondentes em exercícios anteriores.

Rio de Janeiro, 17 de maio de 2013.

Heber Goulart Pinto

CPF: 744.753.717-91

Assessor Administrativo e Financeiro III

DECLARAÇÃO SIASG

Eu, **Bruno Pigozzo**, CPF nº 615.812.917-87, **Gerente da Divisão de Suprimentos**, exercido no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica Cepel, declaro junto aos órgãos de controle interno e externo que as informações referentes a contratos, convênios e instrumentos congêneres firmados até o exercício de 2012 não estão disponíveis e atualizadas no Sistema Integrado de Administração de Serviços Gerais – SIASG.

Rio de Janeiro, 17 de maio de 2013.

Bruno Pigozzo

CPF: 615.812.917-87

Gerente da Divisão de Suprimentos

11. INFORMAÇÕES CONTÁBEIS

11.1. Informações Sobre a Adoção de Critérios e Procedimentos Estabelecidos pelas Normas Brasileiras de Contabilidade Aplicadas ao Setor Público.

Não se aplica a Eletrobras nem ao Cepel.

11.2. Declaração do Contador Atestando a Conformidade das Demonstrações Contábeis

Não se aplica a Eletrobras nem ao Cepel.

11.3. Demonstrações Contábeis e Notas Explicativas previstas na Lei nº 4.320/1964 e pela NBCT 16.6 aprovada pela Resolução CFC nº 1.133/2008.

Não se aplica a Eletrobras nem ao Cepel.

11.4. Demonstrações Contábeis e Notas Explicativas exigidas pela Lei nº 6.404/1976.

As Demonstrações contábeis da Eletrobras e do Cepel estão anexas.

11.5. Composição Acionária das Empresas Estatais.

ELETRONBRAS

11.5.1 Composição Acionário do Capital Social com Investidora.

A estrutura do capital social da empresa em 31/12/2012 encontra-se no quadro abaixo:

QUADRO B.4.1 - COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA DO CAPITAL SOCIAL

UJ COMO INVESTIDA				
Denominação completa:				
Texto				
Ações Ordinárias (%)				
ACIONISTAS		31/12/2012	31/12/2011	31/12/2010
Governo	Tesouro Nacional	54,46	50,87	52,00
	Outras Entidades Governamentais	25,15	28,74	26,23
	Fundos de Pensão	-	-	-
	Ações em Tesouraria	-	-	-
	% Governo	79,61	79,61	78,23
Free Float	Pessoas Físicas	2,79	1,91	1,93
	Pessoas Jurídicas	4,66	3,30	4,99
	Capital Estrangeiro	12,94	15,18	14,85
	% free float	20,39	20,39	21,77
Subtotal Ordinárias (%)		80,37	80,37	80,37
Ações Preferenciais (%)				
ACIONISTAS		31/12/2012	31/12/2011	31/12/2010
Governo	Tesouro Nacional	0,00	0,00	0,00
	Outras Entidades Governamentais	17,40	17,36	12,52
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	-	-	-
	Ações em Tesouraria	-	-	-
	% Governo	17,40	17,36	12,52
Free Float	Pessoas Físicas	16,77	9,88	12,80
	Pessoas Jurídicas	17,62	17,40	21,21
	Capital Estrangeiro	48,21	55,36	53,47
	% free float	82,60	82,64	87,48
Subtotal Preferenciais (%)		19,63	19,63	19,63
Total		100%	100%	100%

11.5.2. Composição Acionária da UJ como Investidora

INVESTIMENTOS PERMANENTES EM OUTRAS SOCIEDADES			
UJ COMO INVESTIDORA			
Denominação completa:			
Texto			
Ações Ordinárias - %			
Investida	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2012
AES TIETE	0,08%	0,08%	0,08%
AMAZONAS ENERGIA	100,00%	100,00%	100,00%
CDSA	0,36%	0,36%	0,36%
CEA	0,03%	0,00%	0,03%
CEAL	74,84%	100,00%	100,00%
CEEE-D	32,23%	32,23%	32,23%
CEEE-GT	32,23%	32,23%	32,23%
CELB	0,00%	0,00%	0,00%
CELESC	0,03%	0,03%	0,03%
CELGPAR	0,07%	0,07%	0,07%
CELPA	34,79%	34,79%	34,79%
CELPE	0,03%	0,03%	0,03%
CELTINS	0,00004%	0,00004%	0,00004%
CEMAR	33,50%	33,48%	33,48%
CEMAT	5,14%	5,14%	5,14%
CEPISA	99,98%	100,00%	100,00%
CERON	99,96%	100,00%	100,00%
CESP	0,03%	0,03%	0,03%
CGTEE	99,94%	99,96%	99,99%
CHC	0,00%	50,00%	50,00%
CHESF	100,00%	100,00%	100,00%
COPEL	1,06%	1,06%	1,06%
CTEEP	9,85%	9,85%	9,75%
EEB	0,13%	0,13%	0,13%
ELETROACRE	95,34%	96,02%	96,02%
ELETRONORTE	99,03%	99,41%	99,47%
ELETRONUCLEAR	99,93%	99,97%	99,97%
ELETROPAR	83,71%	83,71%	83,71%
ELETROSUL	99,71%	99,75%	99,86%
ENERGISA	1,25%	1,26%	1,26%
FURNAS	99,82%	99,82%	99,82%

GUASCOR LTDA	4,41%	4,41%	0,00%
INAMBARI	29,40%	29,40%	29,40%
MANGUE SECO 2	0,00%	49,00%	48,99%
NORTE ENERGIA	15,00%	15,00%	15,00%

Ações Preferenciais - %			
Investida	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2011
AES TIETE	16,38%	16,38%	16,38%
CEAL	94,02%	94,02%	100,00%
CEB	6,56%	6,56%	6,56%
CEB LAJEADO	100,00%	100,00%	100,00%
CEEE-D	53,43%	53,43%	53,43%
CEEE-GT	53,43%	53,43%	53,43%
CELB	0,78%	0,00%	0,00%
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%	59,77%
CEPISA	68,33%	68,33%	100,00%
CER	100,00%	100,00%	100,00%
CESP	3,05%	3,05%	3,05%
CGEEP	0,74%	0,74%	0,70%
CHESF	81,35%	84,37%	86,55%
COELCE	18,46%	18,46%	18,46%
CTEEP	54,19%	53,99%	53,86%
EATE	40,19%	46,87%	0,00%
EDP LAJEADO	100,00%	0,00%	0,00%
ELEJOR S/A	100,00%	0,00%	0,00%
ELETROACRE	87,86%	87,86%	89,62%
ELETRONUCLEAR	99,41%	99,41%	99,72%
EMAE	64,82%	64,82%	64,82%
ENERGISA	0,00%	4,55%	4,55%
ETEP	25,74%	20,06%	0,00%
FURNAS	98,56%	98,56%	98,57%
LAJEADO ENERGIA	90,78%	90,78%	90,78%
PAULISTA LAJEADO	100,00%	100,00%	100,00%
TANAGARÁ	66,44%	66,44%	66,44%

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.

11.6. Parecer da Auditoria Independente.

Os Pareceres da Eletrobras e do Cepel encontram-se anexos.

12. OUTRAS INFORMAÇÕES SOBRE A GESTÃO

Não há outras informações a acrescentar.

PARTE B - INFORMAÇÕES ESPECÍFICAS A CONSTAR DO RELATÓRIO DE GESTÃO.

1. Demonstrativo analítico das despesas com ações de publicidade e propaganda.

ELETOBRAS

No exercício de 2012, a Eletrobras foi atendida somente pela agência de publicidade Agência 3, através do contrato nº 338-E/2011, no valor de R\$ 32.750.000,00.

Assim sendo, os gastos no exercício de 2012 totalizaram R\$ 32.197.643,61 assim distribuídos:

XXXIV) Despesas com Publicidade e Propaganda

Produto	Total (em R\$)
Branding Procel	268.178,40
Campanha Sustentabilidade	363.394,91
Campanha 50 Anos (Público Externo)	27.502.245,96
Comunicação Interna	243.798,70
Divulgações Institucionais	2.229.319,46
Divulgações de Esportes Patrocinados	7.643,40
Edital Cultural (residual de campanhas anteriores)	152.941,58
Edital Cultural 2013	1.430.121,20
Total:	32.197.643,61

Informações sobre Gestão – contratações efetuadas e contratos vigentes em 2012 – Conteúdo Específico por Unidade Jurisdicionada ou Grupo de Unidades Afins.

Despesas com ações de Patrocínios

XXXV)) Projetos Incentivados – PCSI e PRE/2012

Nº Contrato	Nº PRONAC / SALIC / PROCESSO MIN. ESPORTE	PROJETO	CONTRATADO	Conta Orçamentária	Valor Patrocínio (R\$)	Liberado (R\$)	A liberar (R\$)
ECP-0057/2008	060426	CAPITÃES DE AREIA	LAGOA CULTURAL E ESPORTIVA LTDA	615.94.1.09.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0004/2009	075912	MULHERES ALTERADAS	EDUARDO TADEU FIGUEIREDO	615.94.1.08.00	240.000,00	240.000,00	0,00
ECP-0008/2009	0710114	MOINHO DA ESTAÇÃO CULTURAL	AME - ASSOCIAÇÃO MOINHO DA ESTAÇÃO	615.94.1.08.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0057/2009	085838	O DIA QUE DUROU 21 ANOS	PEQUI FILMES LTDA	615.94.1.08.00	250.000,00	250.000,00	0,00
ECP-0107/2009	088923	OS ALTRUISTAS	MAXI PRODUÇÕES LTDA	615.94.1.08.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0038/2010	093913	MEMÓRIA ADÃO PRETTO: A HISTÓRIA DA LUTA CAMPONESA NA VIDA DE UM POETA E CANTADOR	ASSOCIAÇÃO CULTURAL JOSÉ MARTÍ – RS	615.94.1.08.00	264.242,00	264.242,00	0,00
ECP-0056/2010	102925	PROJETO COLEÇÕES ITINERÂNCIA	INTRÉPIDA TRUPE PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.08.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0062/2010	094485	ROTA DO SAL	AVESSO FILMES LTDA	615.94.1.08.00	250.000,00	250.000,00	0,00
ECP-0092/2010	078859	RONDON E A CARTOGRAFIA	EDSON DE SOUZA	615.94.1.08.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0105/2010	090298	XINGU	O2 CINEMA LTDA	615.94.1.08.00	800.000,00	800.000,00	0,00

ECP-0128/2010	086885	WAGNER DE CASTRO-VIDA EM TRÊS DIMENSÕES	DESIGN E IMAGEM COMUNICAÇÃO EMPRESARIAL LTDA	615.94.1.08.00	155.456,00	155.456,00	0,00
ECP-0134/2010	100227	LEMBRAR PARA NÃO ESQUECER – VIGÁRIO GERAL	DESIGN E IMAGEM COMUNICAÇÃO EMPRESARIAL LTDA	615.94.1.08.00	150.000,00	150.000,00	0,00
ECP-0136/2010	105802	NOS PASSOS DA DANÇA	ORGANIZAÇÃO NÃO GOVERNAMENTAL DANÇAR A VIDA	615.94.1.08.00	250.000,00	250.000,00	0,00
ECP-0144/2010	082701	NEWMAN SCHUTZE	MIL HOMENS CULTURA E ARTE LTDA	615.94.1.08.00	192.544,00	192.544,00	0,00
ECP-0002/2011	105959	MAMA ÁFRICA 2	BSB SERVIÇOS CINE VÍDEO LTDA	615.94.1.08.00	302.300,00	302.300,00	0,00
ECP-0006/2011	1010989	CLUBE DO CHORO DO BRASIL	CLUBE DO CHORO DE BRASÍLIA	615.94.1.08.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0010/2011	107108	RIO, PENA E PINCEL	CASA DA PALAVRA, PRODUÇÃO EDITORIAL LTDA	615.94.1.08.00	232.942,60	232.942,60	0,00
ECP-0022/2011	0711120	RESTAURAÇÃO PATRIMÔNIO HISTÓRICO: PRÉDIO DIOCESE DE PONTA DE PEDRAS	DIOCESE DE PONTA DE PEDRAS	615.94.1.08.00	400.000,00	400.000,00	0,00
ECP-0024/2011	105318	V BIENAL INTERNACIONAL DO LIVRO DE ALAGOAS	FUNDAÇÃO UNIVERSITÁRIA DE DESENVOLVIMENTO DE EXTENSÃO E PESQUISA – FUNDEPES	615.94.1.09.00	50.000,00	50.000,00	0,00
ECP-0040/2011	096865	DO JEQUITINHONHA AO PLANALTO CENTRAL	JK CULTURAL LTDA	615.94.08.00	109.999,90	109.999,90	0,00
ECP-0042/2011	108996	PLANO ANUAL DE ATIVIDADES 2011 INSTITUTO BACCARELLI	SOCIEDADE DE CONCERTOS DE SÃO PAULO	615.94.1.08.00	1.000.000,00	1.000.000,00	0,00

ECP-0044/2011	094419	PLANTAS BRASILEIRAS – A ILUSTRAÇÃO BOTÂNICA DE DULCE NASCIMENTO	TROMBONE EDITORAÇÃO ELETRÔNICA LTDA.	615.94.1.08.00	163.996,00	163.996,00	0,00
ECP-0045/2011	103753	FLORES DE PILÕES	VOGLIA PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.08.00	250.000,00	250.000,00	0,00
ECP-0048/2011	104144	TEATRO JOVEM 2011	ESTAMOS AQUI PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.08.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0049/2011	1010957	41º FESTIVAL NACIONAL DA CULTURA	FENAC PROMOÇÕES E EVENTOS LTDA	615.94.1.09.00	100.000,00	100.000,00	0,00
ECP-0054/2011	108927	MAIORIDADE RAZÕES INVERSAS – A ILUSÃO CÔMICA	RAZÕES INVERSAS MARKETING CULTURAL LTDA	615.94.1.08.00	100.000,00	100.000,00	0,00
ECP-0056/2011	087588	MITOS NA LITERATURA INFANTOJUVENIL	VIA SOCIAL PROJETOS CULTURAIS E SOCIAIS LTDA	615.94.1.08.00	243.560,00	243.560,00	0,00
ECP-0057/2011	100901	A AURORA DA MINHA VIDA – UM MUSICAL BRASILEIRO	LÚDICO PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.08.00	500.000,00	500.000,00	0,00
ECP-0058/2011	1011794	JULIA	AXIS PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.08.00	270.000,00	270.000,00	0,00
ECP-0061/2011	105504	ORQUESTRA SINFÔNICA BRASILEIRA TEMPORADA 2010/2011	FUNDAÇÃO ORQUESTRA SINFÔNICA BRASILEIRA	615.94.1.08.00	199.800,00	199.800,00	0,00
ECP-0063/2011	112785	NEGRA FELICIDADE	URBANA PRODUÇÕES LTDA. EPP	615.94.1.08.00	300.000,00	300.000,00	0,00
ECP-0064/2011	094997	BIBLIOTECA DA AEAEEUFMG	ARTE E CULTURA-EIRELI	615.94.1.08.00	100.000,00	100.000,00	0,00
ECP-0065/2011	112671	ZERÓIS: ZIRALDO NA TELA GRANDE – BRASÍLIA	LÚMEN PRODUÇÕES LTDA	615.94.1.08.00	250.000,00	250.000,00	0,00

ECP-0067/2011	091099	JORNAL DA DÉCADA DE 70	PRO TEXTO COMUNICAÇÃO E CULTURAL LTDA	615.94.1.08.00	100.000,00	100.000,00	0,00
ECP-0071/2011	086425	NÚCLEOS SINFÔNICOS DE CAMPOS	SOCIEDADE ARTÍSTICA VILLA LOBOS	615.94.1.08.00	600.000,00	600.000,00	0,00
ECP-0072/2011	112537	NEM UM DIA SE PASSA SEM NOTÍCIAS SUAS	CINELARI PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.08.00	300.000,00	300.000,00	0,00
ECP-0073/2011	088778	PAISAGISMO E IRRIGAÇÃO DO MHAB	ASSOCIAÇÃO DOS AMIGOS DO MUSEU HISTÓRICO ABÍLIO BARRETO	615.94.1.08.00	88.283,60	88.283,60	0,00
ECP-0074/2011	1011607	CENA CONTEMPORÂNEA - FESTIVAL INTERNACIONAL DE TEATRO DE BRASÍLIA	CENA PROMOÇÕES CULTURAIS LTDA	615.94.1.08.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0076/2011	106196	MARCOS KLASSMANN – 1976 – VOTE CONTRA O GOVERNO	LUIS CARLOS VERGARA MENIN NETTO	615.94.1.08.00	112.000,00	112.000,00	0,00
ECP-0077/2011	112214	EUROPALIA BRASIL	ASSOCIAÇÃO CULTURAL DA FUNARTE	615.94.1.08.00	500.000,00	500.000,00	0,00
ECP-0080/2011	105661	6ª BIENAL VENTOSUL	INSTITUTO PARANAENSE DE ARTE	615.94.1.08.00	500.000,00	500.000,00	0,00
ECP-0081/2011	096099	CIRCUITO PARA CIDADANIA	LUME ORGANIZAÇÃO DE EVENTOS	615.94.1.08.00	150.000,00	150.000,00	0,00
ECP-0082/2011	105213	OUTROS TEMPOS	JURUBEBA PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.08.00	249.900,00	249.900,00	0,00

ECP-0084/2011	58701.004915/2010-57 (Ministério dos Esportes)	PROGRAMA DE PREPARAÇÃO DA SELEÇÃO BRASILEIRA MASCULINA E FEMININA DE BASQUETE EM CADEIRA DE RODAS 2011 E DO CAMPEONATO BRASILEIRO DE BASQUETE EM CADEIRA DE RODAS 2011, DA 3ª, 2ª E 1ª DIVISÃO	CONFEDERAÇÃO BRASILEIRA DE BASQUETEBOL EM CADEIRA DE RODAS - CBBC	615.94.1.11.00	499.573,08	499.573,08	0,00
ECP-0088/2011	112855	MULHERES SONHARAM CAVALOS	TÁRIK PUGGINA PRODUÇÕES ARTÍSTICAS E CULTURAIS LTDA	615.94.1.08.00	300.000,00	300.000,00	0,00
ECP-0090/2011	107482	ENCONTRO DE MULHER DÁ SAMBA	ASSOCIAÇÃO VIVA BRASIL	615.94.1.09.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0091/2011	08006	O MENINO NO ESPELHO	CAMISA LISTRADA LTDA	615.94.1.08.00	500.000,00	400.000,00	100.000,00
ECP-0097/2011	58701.0001270 (Ministério dos Esportes)	CAMPEONATO BRASILEIRO DE BASE 2011 II	CONFEDERAÇÃO BRASILEIRA DE BASKETBALL – CBB	615.94.1.11.00	541.780,92	541.780,92	0,00
ECP-0099/2011	113602	FESTA NACIONAL DA MÚSICA 2011	VF PROMOÇÕES E PUBLICIDADE LTDA	615.94.1.09.00	250.000,00	250.000,00	0,00
ECP-0101/2011	112940	15ª MOSTRA INTERNACIONAL DO FILME ETNOGRÁFICO	INTERIOR PRODUÇÕES LTDA	615.94.1.08.00	125.000,00	125.000,00	0,00
ECP-0106/2011	58701.001432/2011-81 (Ministério dos Esportes)	CAMPEONATO NACIONAL FEMININO DE BASQUETE 2011-2012	LIGA DE BASQUETE FEMININO - LBF	615.94.1.11.00	1.492.971,69	1.492.971,69	0,00

ECP-0107/2011	063821	EPOPÉIA IMIGRANTE	SOCIEDADE AMIGOS DE ANA RECH – SAMAR	615.94.1.08.00	110.000,00	110.000,00	0,00
ECP-0108/2011	114613	MUSICANTO - CLÁSSICO E INSTRUMENTAL	FRISKE & FRISKE LTDA ME	615.94.1.08.00	150.000,00	150.000,00	0,00
ECP-0112/2011	10 0007	ALFABETIZAÇÃO CULTURAL	RAQUEL ROMANO	615.94.1.08.00	50.510,00	50.510,00	0,00
ECP-0114/2011	111973	ACERVOS HISTÓRICOS MHAB: COLEÇÃO CLÓVIS SALGADO E COLEÇÃO LIA SALGADO	ASSOCIAÇÃO DOS AMIGOS DO MUSEUS HISTÓRICO ABÍLIO BARRETO – AAMHAB	615.94.1.08.00	120.220,00	120.220,00	0,00
ECP-0116/2011	1011708	DE TUDO SE FAZ CANÇÃO	ORGANIZAÇÃO NÃO GOVERNAMENTAL DANÇAR A VIDA	615.94.1.08.00	250.000,00	250.000,00	0,00
ECP-0118/2011	1011737	FESTIVAL INTERNACIONAL DE CINEMA DE ARQUIVO – RECINE 2011	RIO DE CINEMA PRODUÇÃO CULTURAIS LTDA	615.94.1.08.00	120.000,00	120.000,00	0,00
ECP-0128/2011	105127	A PEÇA DO CASAMENTO	PRIMEIRA PÁGINA JORNALISMO E COMUNICAÇÃO LTDA	615.94.1.08.00	400.000,00	400.000,00	0,00
ECP-0131/2011	101516	DON JUAN DE MOLLIÈRE	EDUARDO ESTRELA ADAMOS PRODUÇÕES LTDA	615.94.1.08.00	600.000,00	600.000,00	0,00
ECP-0132/2011	110433	JT LEROY	AGAPA CRIAÇÃO E PRODUÇÃO CULTURAL LTDA	615.94.1.08.00	549.970,00	549.970,00	0,00
ECP-0135/2011	58000.002490/2009- 13 (Ministério dos Esportes)	FABRICA DE CRAQUES	AMÉRICA FUTEBOL CLUBE	615.94.1.11.00	249.973,70	249.973,70	0,00
ECP-0001/2012	117937	FESTA DA UVA 2012	COMISSÃO FESTA DA UVA E FEIRAS AGRO- INDÚSTRIAS	615.94.1.08.00	200.000,00	200.000,00	0,00

ECP-0004/2012	104131	ERA VIRTUAL EXPOSIÇÕES VIRTUAIS DE MUSEUS BRASILEIROS	ERA PROPAGANDA E PUBLICIDADE LTDA.ME	615.94.1.08.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0005/2012	0810416	O CÉU ESTÁ VAZIO	JORGE MOURA CAETANO ROCHA	615.94.1.08.00	150.000,00	150.000,00	0,00
ECP-0007/2012	58701.000552/2010- 81 (Ministério dos Esportes)	CAMPEÕES OLÍMPICOS E CAMPEÕES DA VIDA	FUNDAÇÃO SÓCIO CULTURAL E ESPORTIVA DO RIO GRANDE - FUNSERG	615.94.1.11.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0008/2012	118486	7º CONCURSO NACIONAL DE MARCHINHAS CARNAVALESCAS	ASSOCIAÇÃO VIVA BRASIL	615.94.1.09.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0009/2012	080500	QUASE MEMÓRIA	KINOSSAUROS FILMES LTDA	615.94.1.08.00	600.000,00	360.000,00	240.000,00
ECP-0010/2012	119411	PARTE CULTURAL DA FEINTECH	MAPIC - MOSTRA AGROPECUÁRIA, IND. E COMERCIAL DE HORIZONTINA	615.94.1.08.00	100.000,00	100.000,00	0,00
ECP-0011/2012	1111650	MOSTRA MUSICAL: MÚSICA PARA TODOS	INSTITUTO CULTURAL PADRE JOSIMO	615.94.1.08.00	249.050,00	249.050,00	0,00
ECP-0012/2012	112737	OS MAMUTES	NOSSA SENHORA DOS PALCOS PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.08.00	300.000,00	300.000,00	0,00
ECP-0014/2012	104144	TEATRO JOVEM 2011	ESTAMOS AQUI PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.08.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0015/2012	1110870	PLANO ANUAL DE ATIVIDADES 2012 INSTITUTO BACCARELLI	SOCIEDADE DE CONCERTOS DE SÃO PAULO	615.94.1.08.00	2.000.000,00	2.000.000,00	0,00
ECP-0017/2012	082822	AMAZÔNIA VIVA	CIINE INTERIOR	615.94.1.08.00	100.000,00	100.000,00	0,00
ECP-0019/2012	109688	QUASE NORMAL	ESTAMOS AQUI PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA.	615.94.1.08.00	800.000,00	800.000,00	0,00

ECP-0020/2012	102116	NÃO SOBRE ROUXINÓIS	ALESSANDRA REIS 27 PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.08.00	450.000,00	450.000,00	0,00
ECP-0024/2012	119741	VIRSKY BALLET	DELL'ARTE SOLUÇÕES CULTURAIS LTDA	615.94.1.08.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0027/2012	110119	OPORTUNIDADE RARA	GOG E MAGOG PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA.	615.94.1.08.00	255.000,00	255.000,00	0,00
ECP-0028/2012	1113491	O IDIOTA	PORTO GUIMARÃES PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA. ME	615.94.1.08.00	625.000,00	625.000,00	0,00
ECP-0029/2012	120576	BR6 CONVIDA	RIOACAPPELLA PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.09.00	300.000,00	300.000,00	0,00
ECP-0030/2012	1111588	ENCONTRO DAS ARTES NA FENASOJA 2012	FEIRA NACIONAL DA SOJA	615.94.1.09.00	250.000,00	250.000,00	0,00
ECP-0031/2012	119261	CULTURA NA MOSTRA DA AGRICULTURA FAMILIAR DE SANTO CRISTO	VILMAR VILSON LORENZ	615.94.1.09.00	80.000,00	80.000,00	0,00
ECP-0032/2012	110937	ARY BARROSO - DO PRINCÍPIO AO FIM	NITIREN PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.08.00	600.000,00	600.000,00	0,00
ECP-0033/2012	080513	O SEGREDO DOS DIAMANTES	QUIMERA FILMES LTDA	615.94.1.08.00	600.000,00	480.000,00	120.000,00
ECP-0034/2012	097999	EXPOSIÇÃO DOS PAINÉIS GUERRA E PAZ, DE CANDIDO PORTINARI	ASSOCIAÇÃO CULTURAL CANDIDO PORTINARI	615.94.1.08.00	133.702,20	133.702,20	0,00
ECP-0035/2012	110131	DE PERNAS PRO AR 2	MORENA FILMES LTDA	615.94.1.08.00	600.000,00	480.000,00	120.000,00
ECP-0039/2012	1111536	SENHORA DAS CANDEIAS DO MARANHÃO	MESSIER PRODUÇÕES LTDA	615.94.1.08.00	150.000,00	150.000,00	0,00
ECP-0042/2012	120518	ERA UMA VEZ... GRIMM	BELAZARTE REALIZAÇÕES ARTÍSTICAS LTDA.	615.94.1.08.00	396.940,00	396.940,00	0,00

ECP-0044/2012	1111432	TEMPORADA 2012 DE CONCERTOS DA ORQUESTRA SINFÔNICA BRASILEIRA	FUNDAÇÃO ORQUESTRA SINFÔNICA BRASILEIRA	615.94.1.08.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0045/2012	112757	GREY GARDENS - O MUSICAL	OZ PRODUÇÕES ARTÍSTICAS MUSICAIS E CINEMATOGRAFICAS LTDA	615.94.1.08.00	500.000,00	500.000,00	0,00
ECP-0046/2012	112976	III BIENAL DO LIVRO DE MINAS	FAGGA PROMOÇÃO DE EVENTOS S.A.	615.94.1.08.00	130.000,00	130.000,00	0,00
ECP-0048/2012	1111605	ANIMA MUNDI 2012	INSTITUTO DE DESENVOLVIMENTO, ESTUDO E INTEGRAÇÃO PELA ANIMAÇÃO - IDEIA	615.94.1.08.00	1.000.000,00	1.000.000,00	0,00
ECP-0050/2012	106837	100 ANOS DE PRAIA	CASA DA PALAVRA PRODUÇÃO EDITORIAL LTDA	615.94.1.08.00	83.982,00	83.982,00	0,00
ECP-0051/2012	119195	APRESENTAÇÃO DOS BOIS BUMBÁ GARANTIDO E CAPRICHOSO NO FESTIVAL FOLCLÓRICO DE PARINTINS 2012	MANÁ PRODUÇÕES, COMUNICAÇÃO E EVENTOS LTDA	615.94.1.08.00	650.000,00	650.000,00	0,00
ECP-0052/2012	100229	PORTINARI DO BRASIL	FBL & ASSOCIADOS COMUNICAÇÕES LTDA	615.94.1.08.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0056/2012	120629	YORICK - UM CERTO HAMLET (O Livro de itens do Paciente Estevão)	VIANAPOLE DESIGN E COMUNICAÇÃO LTDA	615.94.1.08.00	400.000,00	400.000,00	0,00
ECP-0060/2012	1012538	ENTREVISTA (ENSAIO)	PROSCÊNIO PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA-ME	615.94.1.08.00	423.300,00	423.300,00	0,00
ECP-0061/2012	120683	MICHAEL & EU	MGP PRODUÇÕES LTDA	615.94.1.08.00	294.525,00	294.525,00	0,00
ECP-0066/2012	100858	REVISTA DE ANO	LÚDICO PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.08.00	800.000,00	800.000,00	0,00

ECP-0067/2012	121271	A VIAGEM DE CLARINHA - O TABLADO 60 ANOS	TEATRO AMADOR O TABLADO	615.94.1.08.00	300.000,00	300.000,00	0,00
ECP-0069/2012	120533	A ARTE E A MANEIRA DE ABORDAR SEU CHEFE PARA PEDIR UM AUMENTO	PEQUENA CENTRAL DE PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA.	615.94.1.08.00	391.450,00	391.450,00	0,00
ECP-0070/2012	116233	DOS RATOS E HOMENS	ECLECTIC ENTERTAINMENT PRODUÇÕES LTDA – ME	615.94.1.08.00	150.000,00	0,00 (RESCISÃO)	0,00
ECP-0071/2012	121769	XII ENCONTRO DE CULTURAS TRADICIONAIS DA CHAPADA DOS VEADEIROS	CASA DE CULTURA CAVALEIRO DE JORGE	615.94.1.08.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0072/2012	108929	PLANETA BRASIL INSTRUMENTAL	ARTE E CULTURA – EIRELI	615.94.1.08.00	150.000,00	150.000,00	0,00
ECP-0075/2012	1113428	ÉDIPO REI	COISAS NOSSAS PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.08.00	640.000,00	640.000,00	0,00
ECP-0076/2012	122580	RODA GIGANTE - AÇÕES COMPLEMENTARES	BOCCANERA PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.09.00	190.983,00	190.983,00	0,00
ECP-0077/2012	110101	MINHA MÃE É UMA PEÇA - O FILME	MIGDAL PRODUÇÕES CINEMATOGRAFICAS LTDA	615.94.1.08.00	1.000.000,00	800.000,00	200.000,00
ECP-0078/2012	115211	ABSURDO(S)	G9 PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA.	615.94.1.08.00	318.313,29	318.313,29	0,00
ECP-0080/2012	118846	JACINTA	BOA VIDA PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.08.00	665.604,71	665.604,71	0,00
ECP-0081/2012	120743	CIRCUITO TE CONTO EM CENA	LEONARDO AMARANTE SIMÕES	615.94.1.08.00	93.392,00	93.392,00	0,00
ECP-0087/2012	110124	O DESAPARECIMENTO DO ELEFANTE	DUETO PRODUÇÕES E PUBLICIDADE LTDA.	615.94.1.08.00	500.000,00	500.000,00	0,00
ECP-0090/2012	100360	HISTÓRIAS DE ALEXANDRE	M'BARAKA PROJETOS E PRODUÇÕES CULTURAIS LTDA	615.94.1.08.00	230.000,00	230.000,00	0,00

ECP-0091/2012	121748	FESTA NACIONAL DA MÚSICA 2012	V.F. PROMOÇÕES E PUBLICIDADE LTDA	615.94.1.09.00	250.000,00	250.000,00	0,00
ECP-0093/2012	090435	O OUTRO LADO DO VENTO	CINELÂNDIA BRASIL PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.08.00	450.000,00	270.000,00	180.000,00
ECP-0094/2012	109372	CONCURSO DE REDAÇÃO PARA COMUNIDADE EDUCACIONAL DE ITAITUBA	REUVA DE SÁ ALMEIDA LUSTOSA	615.94.1.09.00	30.000,00	30.000,00	0,00
ECP-0095/2012	1113160	ORQUESTRA OURO PRETO - TURNÊ 2012	CASTRO LOBO PRODUÇÕES MUSICAIS E ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.08.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0096/2012	121811	XI FESTIVAL DE JAZZ DE OURO PRETO - TUDO É JAZZ	ASSOCIAÇÃO DE CULTURA LIVRE – ACL	615.94.1.08.00	50.000,00	50.000,00	0,00
ECP-0097/2012	1113377	3º FESTIVAL NACIONAL DA CULTURA	FENAC PROMOÇÕES E EVENTOS LTDA	615.94.1.08.00	50.000,00	50.000,00	0,00
ECP-0099/2012	121590	40 ANOS PRESERVANDO A HISTORIA - O MUSEU AEROESPACIAL	TIPITI PRODUÇÕES CULTURAIS LTDA	615.94.1.08.00	153.785,00	153.785,00	0,00
ECP-0100/2012	119275	DOIS CONTOS	GRÁFICA E EDITORA ROSSETTO LTDA.	615.94.1.08.00	148.700,00	148.700,00	0,00
ECP-0103/2012	118089	PRINCESA ISABEL - BIOGRAFIA AUTORIZADA	VERSAL EDITORES LTDA	615.94.1.08.00	150.000,00	150.000,00	0,00
ECP-0104/2012	58701.001000/2012-51 (Ministério dos Esportes)	BRASIL NO CAMPEONATO MUNDIAL DE FUTEBOL SOCIAL – MEXICO 2012	ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE FUTEBOL SOCIAL	615.941.11.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0105/2012	1112144	BRASÍLIA CONNECTION	PARK SHOW PUBLICIDADE EVENTOS E SERVIÇOS LTDA	615.94.1.09.00	200.000,00	200.000,00	0,00

ECP-0107/2012	120597	A ARTE DA COMÉDIA	TRUPE FABULOSA PRODUÇÕES ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.08.00	536.000,00	536.000,00	0,00	
ECP-0108/2012	102222	HAMLET	B.F. PRODUÇÕES LTDA	615.94.1.08.00	800.000,00	800.000,00	0,00	
ECP-0109/2012	095603	MÚSICA ERUDITA AO ALCANCE DE TODOS	ASSOCIAÇÃO DE AMIGOS DA FUNDAÇÃO DE EDUCAÇÃO ARTÍSTICA – FLAMA	615.94.1.08.00	100.000,00	100.000,00	0,00	
ECP-0110/2012	58701.001107/2012-08 (Ministério dos Esportes)	SOMANDO ENERGIA PARA UM FUTURO MELHOR	ASSOCIAÇÃO ZICO - FAZENDO A DIFERENÇA	615.94.1.11.00	1.004.147,49	1.004.147,49	0,00	
ECP-0111/2012	1114816	PALÁCIO DAS ARTES - TEMPORADA DE ÓPERAS 2012	ASSOCIAÇÃO PRÓ-CULTURA E PROMOÇÃO DAS ARTES – APPA	615.94.1.08.00	100.000,00	100.000,00	0,00	
ECP-0114/2012	11 11549	ORQUESTRA PROJARI GUAÍBA - INCLUSÃO ATRAVÉS DA MÚSICA	ASSOCIAÇÃO EDUCACIONAL SÃO JOSÉ	615.94.1.08.00	100.000,00	100.000,00	0,00	
ECP-0115/2012	120583	O MÉDICO E O MONSTRO	TRUPE PRODUÇÕES TEATRAIS E ARTÍSTICAS LTDA	615.94.1.08.00	315.000,00	315.000,00	0,00	
ECP-0118/2012	1111296	LIVRO CENTENÁRIO DO COLÉGIO ARNALDO	MARIA EUGENIA MALAGODI EVENTOS	615.94.1.08.00	60.000,00	60.000,00	0,00	
ECP-0120/2012	12 0756	O LUGAR ESCURO	TEMA EVENTOS CULTURAIS LTDA	615.94.1.08.00	215.475,00	215.475,00	0,00	
ECP-0122/2012	124637	INTERVENÇÕES	INSTITUTO JOÃO AIRES	615.94.1.08.00	100.000,00	100.000,00	0,00	
TOTAL						42.399.373,18	41.289.373,18	960.000,00

XXXVI) Projetos Não-Incentivados – PCSN e PRE /2012

Nº Contrato	PROJETO	CONTRATADO	Conta Orçamentária	Valor Patrocínio (R\$)	Liberado (R\$)	A liberar (R\$) ou Glosas (Multas)
ECP-0001/2009	CICLO OLÍMPICO 2009/2012 - CBB	CONFEDERACAO BRASILEIRA DE BASKETBALL	615.94.1.07.00	45.500.000,00 (+ IGPM)	44.802.022,52	0,00
ECP-0048/2009	VASCO – ELETROBRÁS - UMA UNIÃO DE FORÇAS	CLUB DE REGATAS VASCO DA GAMA	615.94.1.07.00	56.000.000,00 (+ IGPM)	52.671.024,60 ¹	8.017.622,96
ECP-0138/2009	REVITALIZAÇÃO DA FONTE LUMINOSA DE BRASÍLIA	COMPANHIA URBANIZADORA DA NOVA CAPITAL DO BRASIL - NOVACAP	615.94.1.07.00	8.834.307,28	8.834.307,28	0,00
ECP-0005/2010	HISTÓRIA CONTEMPORÂNEA DE OLIVEIRA	FUNDAÇÃO CASA DA CULTURA CARLOS CHAGAS	615.94.1.07.00	100.000,00	70.598,13	29.401,87
ECP-0084/2010	CENTRO CULTURAL DA JUSTIÇA ELEITORAL DO PARÁ	ASSOCIAÇÃO DOS MAGISTRADOS DO ESTADO DO PARÁ – AMEPA	615.94.1.07.00	100.000,00	100.000,00	0,00
ECP-0007/2011	CIRCUITO DAS ESTAÇÕES RJ 2011 (4 ETAPAS)	FTTX PARTICIPAÇÕES LTDA	615.94.1.07.00	333.333,33	328.332,99	5.000,34
ECP-0013/2011	CURSOS DO PROGRAMA ABES DE APERFEIÇOAMENTO PROFISSIONAL – PAAP	ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENGENHARIA SANITÁRIA E AMBIENTAL - ABES	615.94.1.07.00	74.400,00	0,00	74.400,00
ECP-0017/2011	ADVOCACIA PÚBLICA NA TV JUSTIÇA	ASSOCIAÇÃO DOS PROCURADORES DO ESTADO DE SÃO PAULO – APESP	615.94.1.07.00	158.000,00	157.830,00	170,00
ECP-0038/2011	LIIBRA - CIRCUITO NACIONAL DE BASQUETE DE RUA	CENTRAL ÚNICA DAS FAVELAS – CUFA	615.94.1.15.00	300.000,00	300.000,00	0,00
ECP-0051/2011	33ª JORNADA GIULIO MASSARANI DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA, ARTÍSTICA E CULTURAL	FUNDAÇÃO COORDENAÇÃO DE PROJETOS, PESQUISA E TECNOLÓGICOS – COPPETEC	615.94.1.07.00	59.640,00	57.194,76	2.445,24

¹ Ressalta-se que os valores depositados no ano de 2012 foram liberados a partir de medida judicial.

ECP-0053/2011	11ª EXPOMAUÁ	EXPOSIÇÃO DE PORTO MAUÁ - EXPOMAUÁ	615.94.1.07.00	50.000,00	50.000,00	0,00
ECP-0083/2011	CRIO 2011 – CRIE SUAS PRÓPRIAS OPORTUNIDADES	ASSOCIAÇÃO COMERCIAL DE MINAS - ACMINAS	615.94.1.07.00	100.000,00	92.652,82	7.347,18
ECP-0085/2011	XIX CONGRESSO BRASILEIRO DE ECONOMIA - CBE 2011	CONSELHO REGIONAL DE ECONOMIA DA 20ª REGIÃO MATO GROSSO DO SUL	615.94.1.07.00	50.000,00	50.000,00	0,00
ECP-0087/2011	1º FÓRUM MULTILATERAL DE NEGÓCIOS NO MERCOSUL	FEDERAÇÃO DE CÂMARAS DE COMÉRCIO E INDÚSTRIA VENEZUELA – BRASIL	615.94.1.07.00	50.000,00	47.450,00	2.550,00
ECP-0089/2011	METROLOGIA 2011	SOCIEDADE BRASILEIRA DE METROLOGIA	615.94.1.07.00	50.000,00	50.000,00	0,00
ECP-0092/2011	XIV CONGRESSO MUNDIAL DA ÁGUA	FUNDAÇÃO DE APOIO AO DESENVOLVIMENTO DA UNIVERSIDADE DE PERNAMBUCO	615.94.1.07.00	200.000,00	188.000,00	12.000,00
ECP-0093/2011	VIVA A ARTE	CENTRO DE ESTUDOS UNIVERSAIS (FÊNIX BRASIL)	615.94.1.07.00	150.000,00	148.936,00	1.064,00
ECP-0094/2011	XI ENCONTRO VERDE DAS AMÉRICAS	PALIBER ORGANIZAÇÃO PACIFISTA E ECOLÓGICA	615.94.1.07.00	198.000,00	198.000,00	0,00
ECP-0095/2011	6º ENCONTRO DE NEGÓCIOS BRASIL-PORTUGAL	AGÊNCIA BRASILEIRA DE IMPRENSA, COMUNICAÇÃO E EVENTOS LTDA	615.94.1.07.00	50.000,00	45.020,00	4.980,00
ECP-0096/2011	ADVB MG PREFÁCIO BRASIL POR OTÁVIO MARQUES DE AZEVEDO	ASSOCIACAO DOS DIRIGENTES DE VENDAS E MARKETING DE MINAS GERAIS - ADVB-MG	615.94.1.07.00	25.000,00	25.000,00	0,00
ECP-0100/2011	LIVRO SOBRE OS 50 ANOS DA ESCOLA TÉCNICA MONTEIRO LOBATO – CIMOL	ASSOCIAÇÃO DOS TÉCNICOS DE NÍVEL MÉDIO DAS COMPANHIAS E EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA DO RIO GRANDE DO SUL – ATCEEE	615.94.1.07.00	15.000,00	15.000,00	0,00

ECP-0103/2011	II OLIMPÍADA DOS SERVIDORES DO MERCOSUL DOS TRIBUNAIS DE CONTAS	ASSOCIAÇÃO BENEFICENTE E RECREATIVA TRIBUNAL E CONTAS	615.94.1.07.00	50.000,00	15.783,00	34.217,00
ECP-0104/2011	NOVO BASQUETE BRASIL – TEMPORADA 2011/2012 DO CAMPEONATO BRASILEIRO DE BASQUETEBOL MASCULINO ADULTO	LIGA NACIONAL DE BASQUETE – LNB	615.94.1.15.00	2.150.000,00	2.146.385,02	3.614,98
ECP-0105/2011	EXPONORMA 2011 – CONGRESSO E EXPOSIÇÃO - NORMAS TÉCNICAS TRAZENDO CONFIANÇA	ASSOCIACAO BRASILEIRA DE NORMAS TECNICAS ABNT	615.94.1.07.00	30.000,00	25.905,74	4.094,26
ECP-0109/2011	XXI SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA	COMITÊ NACIONAL BRASILEIRO DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CIGRÉ-BRASIL	615.94.1.07.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0110/2011	XII CONPAF - CONGRESSO NACIONAL DOS PROCURADORES FEDERAIS E O XIII CURSO ESPECIAL DE ADVOCACIA DO ESTADO	ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS PROCURADORES FEDERAIS – ANPAF	615.94.1.07.00	50.000,00	50.000,00	0,00
ECP-0111/2011	5º ENCONTRO NACIONAL DOS ADVOGADOS PÚBLICOS FEDERAIS DO BRASIL – V ENAFE	UNIÃO DOS ADVOGADOS PÚBLICOS FEDERAIS DO BRASIL – UNAFE	615.94.1.07.00	100.000,00	100.000,00	0,00
ECP-0115/2011	III FEIRA INOVATEC - FEIRA DE NEGÓCIOS EM INOVAÇÃO TECNOLÓGICA ENTRE EMPRESAS E CENTROS DE PESQUISA	CIESP- CENTRO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SÃO PAULO	615.94.1.07.00	30.000,00	29.156,00	844,00
ECP-0117/2011	2ª AQUAPESCABRASIL – FEIRA INTERNACIONAL DA PESCA E AQUICULTURA	UP TREND PROMOÇÕES E EVENTOS LTDA	615.94.1.07.00	70.000,00	70.000,00	0,00
ECP-0119/2011	VII CIERTEC – SEMINÁRIO INTERNACIONAL SOBRE NOVAS PRÁTICAS E TECNOLOGIAS PARA UM FUTURO SUSTENTÁVEL DO SETOR ELÉTRICO: QUALIDADE DE ENERGIA E GESTÃO COMERCIAL	RIMOLI ASSOCIADOS PROMOÇÕES & EVENTOS LTDA	615.94.1.07.00	49.990,31	48.552,37	1437,94

ECP-0120/2011	QUEM AMA ABRAÇA	REDEH – REDE DE DESENVOLVIMENTO HUMANO	615.94.1.07.00	150.000,00	149.941,64	58,36
ECP-0121/2011	SEMINÁRIOS DA 9ª BIENAL INTERNACIONAL DE ARQUITETURA	INSTITUTO DE ARQUITETOS DO BRASIL – DEPARTAMENTO SÃO PAULO	615.94.1.07.00	250.000,00	249.750,00	250,00
ECP-0122/2011	IX SEMINÁRIO INTERNACIONAL DE SUSTENTABILIDADE E X PRÊMIO ECOTURISMO E JUSTIÇA CLIMÁTICA	H.J. JORNAIS E REVISTAS DE TURISMO LTDA ME	615.94.1.07.00	100.000,00	100.000,00	0,00
ECP-0124/2011	CULTIVANDO ÁGUA BOA RUMO À RIO +20	CELEBRA ADMINISTRAÇÃO DE EVENTOS LTDA	615.94.1.07.00	399.836,00	399.436,17	399,83
ECP-0125/2011	4ª CONFERÊNCIA NACIONAL DE SEGURANÇA ALIMENTAR E NUTRICIONAL	CESE – COORDENADORIA ECUMÊNICA DE SERVIÇO	615.94.1.07.00	74.734,60	74.734,60	0,00
ECP-0126/2011	XII ENCONTRO NACIONAL DOS ADVOGADOS DA UNIÃO E VIII SEMINÁRIO DE ADVOCACIA DE ESTADO	ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS ADVOGADOS DA UNIÃO - ANAUNI	615.94.1.07.00	100.000,00	100.000,00	0,00
ECP-0127/2011	XIX SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS	ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE RECURSOS HÍDRICOS	615.94.1.07.00	90.000,00	90.000,00	0,00
ECP-0129/2011	IV CONGRESSO BRASILEIRO DO MUNICIPALISMO	ACADEMIA BRASILEIRA DE FILOSOFIA	615.94.1.07.00	208.770,00	208.770,00	0,00
ECP-0133/2011	20ª EDIÇÃO DO PRÊMIO SME DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA	SOCIEDADE MINEIRA DE ENGENHEIROS	615.94.1.07.00	16.747,00	16.547,00	200,00
ECP-0134/2011	I FEIRA DE ARTESANATO E RENDA. RENDA-SE	IECAP - INSTITUTO DE EDUCAÇÃO, ESPORTE, CULTURA E ARTES POPULARES	615.94.1.07.00	100.000,00	100.000,00	0,00
ECP-0002/2012	LIVRO SUPERBRANDS VOLUME 7	SUPERBRANDS EDITORA LTDA	615.941.07.00	39.300,00	0,00	39.300,00
ECP-0003/2012	CURSO ENERGIA E SOCIEDADE NO CAPITALISMO CONTEMPORÂNEO – TURMA II- ETAPA IV	ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS ATINGIDOS POR BARRAGENS – ANAB	615.941.07.00	150.000,00	143.639,43	6.360,57
ECP-0006/2012	SEGUNDA FEIRA E FESTA DA AGRICULTURA E AGROINDÚSTRIA CAMPONESA	COOPERATIVA MISTA DOS FUMICULTORES DO BRASIL LTDA - COOPERFUMOS DO BRASIL	615.941.07.00	100.000,00	96.000,00	4.000,00

ECP-0013/2012	CIRCUITO DAS ESTAÇÕES RJ 2012 (4 ETAPAS)	FTTX PARTICIPAÇÕES LTDA	615.941.07.00	400.000,00	392.750,00	7.250,00
ECP-0016/2012	CIRCUITO DAS ESTAÇÕES 2012 - BRASÍLIA E CURITIBA (ETAPA OUTONO)	FTTX PARTICIPAÇÕES LTDA	615.941.07.00	200.000,00	191.000,00	9.000,00
ECP-0018/2012	O BRASIL SIMBÓLICO - UM ATLAS DA HERÁLDICA OFICIAL BRASILEIRA	JOSÉ LUIZ DE MOURA PEREIRA	615.941.07.00	44.100,00	44.100,00	0,00
ECP-0021/2012	XV CONGRESSO FDM	FEDERAÇÃO DEMOCRÁTICA INTERNACIONAL DE MULHERES - FDM	615.941.07.00	100.000,00	0,00	100.000,00
ECP-0022/2012	6º PRÊMIO APTR DE TEATRO	ASSOCIAÇÃO DOS PRODUTORES DE TEATRO DO RIO DE JANEIRO	615.941.07.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0023/2012	CIRCUITO ECORUN 2012	FTTX PARTICIPAÇÕES LTDA	615.941.07.00	1.330.000,00	1.324.680,00	5.320,00
ECP-0025/2012	LUZ NA CIDADE - 50 ANOS ELETROBRAS	MEDIA MUNDI BRASIL LTDA.	615.941.07.00	2.981.714,00	2.944.814,82	36.899,18
ECP-0026/2012	PROJETO RIO+20	AGÊNCIA DE PROMOÇÃO DE EXPORTAÇÃO DO BRASIL – APEX-BRASIL	615.941.07.00	20.000.000,00	19.239.959,98	760.040,02
ECP-0036/2012	I BIENAL DO LIVRO AMAZONAS	FAGGA PROMOÇÃO E EVENTOS S/A.	615.941.07.00	140.000,00	134.770,68	5.229,32
ECP-0038/2012	20ª FEIRA NACIONAL DO DOCE – FENADOCE	CÂMARA DE DIRIGENTES LOJISTAS DE PELOTAS	615.941.07.00	200.000,00	200.000,00	0,00
ECP-0041/2012	XXIV FÓRUM NACIONAL	INSTITUTO NACIONAL DE ALTOS ESTUDOS – INAE	615.941.07.00	44.700,00	44.700,00	0,00
ECP-0043/2012	SUSTENTAR - 5º FÓRUM INTERNACIONAL DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL	INSTITUTO SUSTENTAR DE RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL	615.941.07.00	50.000,00	33.629,58	16.370,42
ECP-0047/2012	PRÊMIO TOP DF 2012	MAGALHÃES INTERNACIONAL LTDA.	615.941.07.00	450.000,00	449.550,00	450,00

ECP-0049/2012	34º PRÊMIO ECONOMISTA DO ANO	ORDEM DOS ECONOMISTAS DO BRASIL	615.941.07.00	40.000,00	40.000,00	0,00
ECP-0053/2012	A LUZ GERA A VIDA E O HOMEM GERA A LUZ	ORGANIZAÇÃO SOCIAL CIVIL DE INTERESSE PÚBLICO ARTE VIDA.	615.941.07.00	2.996.155,26	2.996.155,26	0,00
ECP-0054/2012	A INVASÃO PERIGOSA DO MEXILHÃO DOURADO E DE OUTRAS PRAGAS	MOVIMENTO PELAS ÁGUAS E ATMOSFERA MAYA	615.941.07.00	80.000,00	80.000,00	0,00
ECP-0055/2012	EU AMO BH RADICALMENTE	FUNDAÇÃO BELO HORIZONTE DE TURISMO E EVENTOS	615.941.07.00	200.000,00	183.700,00	16.300,00
ECP-0057/2012	1º UNICORP ENERGIA - ENCONTRO BRASILEIRO DE UNIVERSIDADES CORPORATIVAS DO SETOR DE ENERGIA	FABBIO VEMGIZ LOBO CONSULTORIA TREINAMENTOS E EVENTOS LTDA (AMBIENTE ENERGIA)	615.941.07.00	54.550,51	41.459,72	13.090,79
ECP-0058/2012	XII SEPOPE - SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA	COMITÊ NACIONAL BRASILEIRO DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CIGRE-BRASIL	615.941.07.00	499.977,22	480.007,12	19.970,10
ECP-0059/2012	V SMARS - SEMINÁRIO BRASILEIRO DE MEIO AMBIENTE E RESPONSABILIDADE SOCIAL DO SETOR ELÉTRICO	COMITÊ NACIONAL BRASILEIRO DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CIGRE-BRASIL	615.941.07.00	119.035,00	118.735,00	300,00
ECP-0063/2012	10º SALIMP - SALÃO DO LIVRO DE IMPERATRIZ	ACADEMIA IMPERATRIZENSE DE LETRAS - A.I.L	615.941.07.00	199.900,00	199.900,00	0,00
ECP-0064/2012	42ª ASSEMBLEIA NACIONAL DA ASSEMAE	ASSOC. NAC. SERVIÇOS MUNICIPAIS DE SANEAMENTO – ASSEMAE	615.941.07.00	100.000,00	100.000,00	0,00
ECP-0065/2012	MEIA MARATONA DE FLORIPA 2012	FFTX PARTICIPAÇÕES LTDA – ESFERA BR MÍDIA.	615.941.07.00	100.000,00	100.000,00	0,00
ECP-0068/2012	IV FEIRA DE REABILITAÇÃO, INCLUSÃO E ACESSIBILIDADE - REACCESS RIO	CIPA FM PUBLICAÇÕES EVENTOS LTDA.	615.941.07.00	250.000,00	250.000,00	0,00
ECP-0073/2012	CONFERÊNCIA INTERNACIONAL ETHOS 2012	INSTITUTO ETHOS	615.941.07.00	200.000,00	199.837,00	163,00

ECP-0074/2012	NIGHT RUN RECIFE 2012	FTTX PARTICIPAÇÕES LTDA	615.941.07.00	100.000,00	100.000,00	0,00
ECP-0079/2012	CRIO 2012 - CRIE SUAS PRÓPRIAS OPORTUNIDADES	ASSOCIAÇÃO COMERCIAL E EMPRESARIAL DE MINAS GERAIS – ACMINAS	615.941.07.00	50.000,00	47.238,49	2.761,51
ECP-0082/2012	SIMPÓSIO BRASILEIRO PARA GESTÃO DE ESTRATÉGIAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – SIBGECE3	PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO – PUC-RIO	615.941.07.00	50.745,95	25.053,00	25.692,95
ECP-0083/2012	13º ENERGY SUMMIT	IIR INFORMA SEMINÁRIOS LTDA.	615.941.07.00	90.000,00	90.000,00	0,00
ECP-0084/2012	XV MOSTRA PUC-RIO	FACULDADES CATÓLICAS	615.941.07.00	48.000,00	0,00	48.000,00
ECP-0085/2012	27ª EXPOAGRO DE ROLIM DE MOURA	ASSOCIAÇÃO RURAL, COMERCIAL, INDUSTRIAL E AMBIENTAL DE ROLIM DE MOURA – ASROLIM	615.941.07.00	150.000,00	149.250,00	750,00
ECP-0086/2012	JORNADA INTERNACIONAL ABERGO 2012	ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ERGONOMIA – ABERGO	615.941.07.00	60.000,00	0,00	60.000,00
ECP-0088/2012	VIII CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO	SOCIEDADE BRASILEIRA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICA	615.941.07.00	77.464,76	52.991,11	24.473,65
ECP-0089/2012	SEMINÁRIO DE ENERGIAS E UTILIDADES	ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE METALURGIA, MATERIAIS E MINERAÇÃO – ABM	615.941.07.00	52.960,00	50.000,00	2.960,00
ECP-0092/2012	41º ENCONTRO NACIONAL DA INDÚSTRIA DE CERÂMICA VERMELHA	ASSOCIAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA CERÂMICA – ANICER	615.941.07.00	50.000,00	50.000,00	0,00
ECP-0098/2012	FÓRUM ESPECIAL 2012	INSTITUTO NACIONAL DE ALTOS ESTUDOS – INAE	615.941.07.00	22.360,00	22.110,00	250,00
ECP-0101/2012	XV CONGRESSO BRASILIENSE DE DIREITO CONSTITUCIONAL	INSTITUTO BRASILIENSE DE DIREITO PÚBLICO	615.941.07.00	200.000,00	197.825,00	2.175,00
ECP-0102/2012	9º PREMIO ENGENHO DE COMUNICAÇÃO - O DIA EM QUE O JORNALISTA VIROU NOTÍCIA	TAREFA EDITORAÇÃO ELETRÔNICA LTDA	615.941.07.00	58.000,00	56.608,00	1.392,00

ECP-0106/2012	7º CONGRESSO INTERNACIONAL DE BIOENERGIA	CIA PORTHUS COMUNICAÇÃO LTDA ME	615.941.07.00	120.000,00	120.000,00	0,00
ECP-0112/2012	VI ENAFE	UNIÃO DO ADVOGADOS PÚBLICOS FEDERAIS DO BRASIL	615.941.07.00	85.000,00	85.000,00	0,00
ECP-0113/2012	III AQUAPESCABRASIL	UP TREND PROMOÇÕES E EVENTOS LTDA	615.941.07.00	100.000,00	100.000,00	0,00
ECP-0116/2012	10º ENCONTRO CULTIVANDO A ÁGUA BOA + 10 - O CAMINHO ADIANTE	CELEBRA ADMINISTRAÇÃO DE EVENTOS LTDA.	615.941.07.00	400.000,00	0,00	400.000,00
ECP-0117/2012	XVIII CONCEP - CONGRESSO NACIONAL DE CERIMONIAL E PROTOCOLO	CNCP BRASIL	615.941.07.00	25.000,00	24.750,00	250,00
ECP-0119/2012	XXI CONGRESSO BRASILEIRO DE MAGISTRADOS	ASSOCIAÇÃO DOS MAGISTRADOS BRASILEIROS	615.941.07.00	149.973,00	99.029,85	50.943,15
ECP-0121/2012	MEDALHA SOCIEDADE MINEIRA DE ENGENHEIROS - ENGENHEIRO DO ANO 2012	SOCIEDADE MINEIRA DE ENGENHEIROS – SME	615.941.07.00	27.700,00	0,00	27.700,00
ECP-0123/2012	UM CHOQUE DE ENDOMARKETING: A ENERGIA QUE MOVE AS PESSOAS PARA O SUCESSO	JULIO CESAR RIBEIRO JACOBINA DE BRITTO	615.941.07.00	10.982,66	0,00	10.982,66
TOTAL				148.896.721,22 (+ IGPM)	143.476.794,83	9.410.596,47

CEPEL

XXXVII) Despesas com Publicidade e Propaganda

Dados Econômicos até 31/12/2012	2012		
PROPAGANDA PUBLICIDADE E PUBLICAÇÕES	ORÇADO	REALIZADO	%
Publicidade Legal	R\$ 65.848,	R\$ 57.464,	87,27
Publicidade Mercadológica	R\$ 219.791,	R\$ 239.254,	108,85
Publicidade Institucional	R\$ 50.919,	R\$ 5.529,	10,86
Publicidade Utilidade Pública			
Patrocínio			
TOTAL	R\$ 336.558,	R\$ 302.247,	89,80

2. Informações sobre as entidades fechadas de previdência complementar.

ELETOBRAS

Quanto à Identificação da Entidade:

- 1) **Nome:** Eletros;
- 2) **Razão Social:** Fundação Eletrobrás de Seguridade Social – ELETROS;
- 3) **CNPJ:** 34.268.789/0001-88.
- 4) **Demonstrativo anual contendo:**

a) Valor total da folha de pagamento dos empregados participantes:

Ressaltamos que o valor a que temos acesso de cada participante empregado da Eletrobras trata-se do salário de participação, o que não compõe o valor total da folha de pagamentos, apenas para efeito da previdência complementar.

FUNDAÇÃO ELETOBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS			
Demonstrativo das Remunerações de Participantes do Plano BD		Demonstrativo das Remunerações de Participantes do Plano CD	
Patrocinadora: Eletrobras		Patrocinadora: Eletrobras	
MÊS	REMUNERAÇÃO / PARTICIPANTES	MÊS	REMUNERAÇÃO / PARTICIPANTES
01/2012	2.397.817,23	01/2012	8.739.333,40
02/2012	2.126.957,75	02/2012	9.488.828,19
03/2012	1.984.860,83	03/2012	8.955.155,97
04/2012	2.003.398,02	04/2012	8.756.319,49
05/2012	2.088.080,88	05/2012	8.944.994,21
06/2012	2.091.916,61	06/2012	9.052.756,93
07/2012	2.134.109,95	07/2012	9.330.130,06
08/2012	2.701.675,24	08/2012	9.637.604,50
09/2012	2.355.266,80	09/2012	12.502.226,86
10/2012	2.304.683,69	10/2012	10.691.310,42
11/2012	2.211.883,40	11/2012	10.191.047,16
12/2012	2.304.964,95	12/2012	9.953.773,56
13º Sal/2012	2.330.232,69	13º Sal/2012	9.782.805,24
TOTAL	29.035.848,04	TOTAL	126.026.285,99

b) Valor total das Contribuições pagas pelos empregados participantes; c) Valor das contribuições pagas pela patrocinadora; d) Valor total dos recursos repassados pela patrocinadora; e e) Discriminação da razão ou motivo de repasse de recursos que não sejam contribuições:

Demonstrativo das Demonstrações Previdenciárias - 2012 (BD)

Mês	Contribuição Patrocinadora	Contribuição Participantes	Sobrecarga Patrocinadora	Sobrecarga Participantes	Jóia	Total
	31.11.01.01.01/ 31.16.01.01.01.01	31.13.01.01.01.01/ 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	31.13.01.01.05.01	
Jan	322.786,96	322.786,96	9.983,10	9.983,10	3.158,15	668.698,27
Fev	277.427,90	277.427,90	8.580,25	8.580,25	1.562,01	573.578,31
Mar	259.313,75	259.313,75	8.020,01	8.020,01	1.562,01	536.229,53
Abr	274.399,01	274.399,01	8.486,56	8.486,56	1.562,01	567.333,15
Mai	280.798,62	280.798,62	8.684,50	8.684,50	2.151,34	581.117,58
Jun	273.929,01	273.929,01	8.472,04	8.472,04	1.777,52	566.579,62
Jul	285.972,65	285.972,65	8.844,52	8.844,52	1.656,70	591.291,04
Ago	383.220,04	382.450,85	11.852,17	11.828,38	1.656,70	791.008,14
Set	302.190,49	302.190,49	9.346,10	9.346,10	1.898,35	624.971,53
Out	312.486,45	312.486,45	9.664,53	9.664,53	1.777,52	646.079,48
Nov	294.421,44	294.421,44	9.105,82	9.105,82	3.555,04	610.609,56
Dez e 13° sal	307.766,76	308.535,95	9.518,54	9.542,33	0,00	635.363,58
Total	3.574.713,08	3.574.713,08	110.558,14	110.558,14	22.317,35	7.392.859,79

Contribuições Extraordinárias - Déficit Equacionado - 2012 (BD)

Mês	Contribuição Patrocinadora	Contribuição Participantes	Sobrecarga Patrocinadora	Sobrecarga Participantes	Total
	31.11.02.02.01	31.13.01.02.02.01	31.11.02.02.04	31.13.01.02.02.04	
Jan	1.250.861,00	24.543,91	49.003,84	736,32	1.325.145,07
Fev	58.565,85	59.723,94	1.811,52	1.846,26	121.947,57
Mar	5.359,67	7.777,13	165,76	238,28	13.540,84
Abr	8.988,09	8.988,09	277,98	277,98	18.532,14
Mai	270.788,14	9.138,19	8.374,89	282,62	288.583,84
Jun	57.378,72	8.955,47	1.774,60	276,97	68.385,76
Jul	351.012,24	9.230,38	10.856,05	285,48	371.384,15
Ago	13.902,22	11.486,94	429,97	355,27	26.174,40
Set	443.333,98	9.614,75	13.711,36	297,36	466.957,45
Out	26.388,10	9.825,10	816,13	303,87	37.333,20
Nov	3.561.849,14	218.028,58	110.160,27	6.769,24	3.896.807,23
Dez e 13° sal	589.175,29	39.088,38	18.221,90	1.208,91	647.694,48
Total	6.637.602,44	416.400,86	215.604,27	12.878,56	7.282.486,13

Demonstrativo das Demonstrações Previdenciárias - 2012 (CD)

Contribuição Patrocinadora	Contribuição Participantes	Sobrecarga Patrocinadora	Sobrecarga Participantes	Contrib. Adicional Participantes	Sobrec. Adicional Participantes	Total
31.11.01.01.01	31.13.01.01.01.01	31.11.01.02.01	31.13.01.01.03.01	31.13.01.01.02.01	31.13.01.04.01	
913.364,49	913.364,49	28.248,36	28.248,36	6.005,82	185,73	1.889.417,25
1.029.960,93	1.032.151,02	31.854,30	31.922,03	5.940,90	183,75	2.132.012,93
944.123,69	946.324,31	29.199,53	29.267,59	5.928,73	183,37	1.955.027,22
912.885,27	914.038,55	28.233,33	28.315,96	6.026,66	186,41	1.889.686,18
940.575,41	942.787,81	29.089,68	29.158,10	7.633,98	236,12	1.949.481,10
937.857,41	939.153,53	29.006,13	29.046,23	6.093,70	188,48	1.941.345,48
976.355,67	978.592,67	30.196,21	30.265,39	6.396,56	197,86	2.022.004,36
1.014.106,57	1.024.036,00	31.364,12	31.671,21	0,00	0,00	2.101.177,90
1.407.818,96	1.407.818,96	43.540,79	43.540,79	8.176,76	252,89	2.911.149,15
1.087.868,74	1.096.262,70	33.645,42	33.905,03	0,00	0,00	2.251.681,89
1.093.588,29	1.099.631,23	33.822,63	34.009,55	0,00	0,00	2.261.051,70
1.063.810,81	1.077.493,65	32.901,59	33.324,78	0,00	0,00	2.207.530,83
12.322.316,24	12.371.654,92	381.102,09	382.675,02	52.203,11	1.614,61	25.511.565,99

Contribuições Extraordinárias - 2012 (CD)

Mês	Contribuição Participantes	Sobrecarga Participantes	Total
	31.13.01.02.99.01	31.13.01.02.99.02	
Jan	4.148,64	128,30	4.276,94
Fev	3.052,73	94,42	3.147,15
Mar	5.763,52	178,25	5.941,77
Abr	2.089,25	64,61	2.153,86
Mai	5.976,34	184,83	6.161,17
Jun	26.824,19	829,61	27.653,80
Jul	1.132,54	35,07	1.167,61
Ago	9.870,56	305,28	10.175,84
Set	3.706,25	114,63	3.820,88
Out	5.693,61	176,09	5.869,70
Nov	7.021,69	217,17	7.238,86
Dez e 13° sal	92.919,09	2.873,79	95.792,88
Total	168.198,41	5.202,05	173.400,46

Demonstrativo dos Repasses Eletrobrás - 2012

Mês	Convênio c/INSS	Convênio c/Eletros Saúde	Renda Mínima Global	Fatura Encontro de Contas	Total
	ECV-333/10	ECV-249-B/09 - ECV-249-C/10	RES. DEE-879/89	RES.DEE-737/88 e 409/93	
Jan	91.417,54	174.302,94	116.567,56	38.397,35	420.685,39
Fev	91.417,54	174.302,94	125.941,16	39.091,95	430.753,59
Mar	91.417,54	174.302,94	130.051,03	38.716,70	434.488,21
Abr	91.417,54	174.302,94	133.155,55	40.307,60	439.183,63
Mai	91.417,54	174.302,94	141.357,33	38.634,01	445.711,82
Jun	91.417,54	174.302,94	147.600,76	29.666,54	442.987,78
Jul	91.417,54	174.302,94	152.388,72	30.088,23	448.197,43
Ago	91.417,54	174.302,94	159.141,27	39.923,94	464.785,69
Set	91.417,54	174.302,94	168.006,19	35.914,28	469.640,95
Out	91.417,54	174.302,94	177.960,12	43.986,06	487.666,66
Nov	91.417,54	184.761,12	189.405,45	44.971,18	510.555,29
Dez e 13° sal	91.417,54	184.761,12	397.363,37	84.208,20	757.750,23
Total	1.097.010,48	2.112.551,64	2.038.938,51	503.906,04	5.752.406,67

f) Valor total por tipo de aplicação e respectiva fundamentação legal:

Conforme Relatórios de Composição da Carteira de Estruturados, Imobiliária, Composição da Carteira de Empréstimos e Composição das Taxas dos Empréstimos a pagar e disponível, de Composição de Renda Fixa, Composição de Renda Variável, Enquadramento dos Investimentos, nos quais são demonstrados os Recursos Garantidores que compunham a carteira da ELETROS em 31/12/2012, 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. (Arquivo anexo: Investimentos Eletros)

Ressaltamos que estes demonstrativos englobam os recursos dos citados Planos em sua totalidade, compostos também por Cepel e ELETROS.

g) Síntese da Manifestação da Secretaria de Previdência Complementar:

Informamos que, de acordo com a legislação vigente, que dispõe que a entidade fechada de previdência complementar deve enviar à Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC, via portal de sistemas, 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 e enviados àquela Superintendência, o que já ocorreu dentro do prazo legal, que findou em 28/03/2013, não possuímos a Manifestação da SPC respectiva, que acreditamos fora derogada.

h) 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:

Demonstrativo evidenciando a alocação e rentabilidade dos investimentos dos Planos BD e CD-Eletrobrás, em consonância a essa Resolução 3.792/2009 (contida no arquivo anexo: Investimentos Eletros). 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.

5) Conclusões contidas no Parecer da Auditoria Independente:

Anexamos o Relatório da Auditoria Independente sobre as Demonstrações Contábeis (Financeiras) Consolidadas de 2012, e individual por Plano de Benefícios Previdenciários (arquivo anexo: Relatório Auditoria Independente + Demonstrações Financeiras) com o protocolo de recebimento da PREVIC.

6) Conclusões do Último Estudo Atuarial:

Segue cópia das Demonstrações Atuariais dos Planos BD (Plano Complementar à Previdência Social) e CD Eletrobrás referentes ao exercício de 2012 e respectivos Pareceres Atuariais transmitidas por meio de Portal de Sistemas à PREVIC (arquivo anexo: Parecer Atuarial BD e CD). Ressaltamos que estas Demonstrações Atuariais versam sobre os citados Planos em sua totalidade, compostos também por Cepel e ELETROS.

A respeito, considerando a mudança na legislação de regência, este documento substitui o antigo DRAA, é enviado via Portal de Sistemas da PREVIC pelo Presidente, dirigente máximo da ELETROS, assinado pelo atuário responsável, não sendo mais obrigatória assinatura do representante da Patrocinadora.

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. No exercício de 2012 não recebemos qualquer Relatório de Auditoria da Eletrobras. No entanto, a ELETROS respondeu a questionamentos da Patrocinadora-Instituidora, por meio da Carta PRE-101/2012 (cópia anexa).

Adicionalmente informamos que em 2012 os Planos BD e CD Eletrobrás foram objeto de Fiscalização Direta da PREVIC, não restando pendência ou qualquer determinação a respeito, conforme Correspondência da PREVIC.

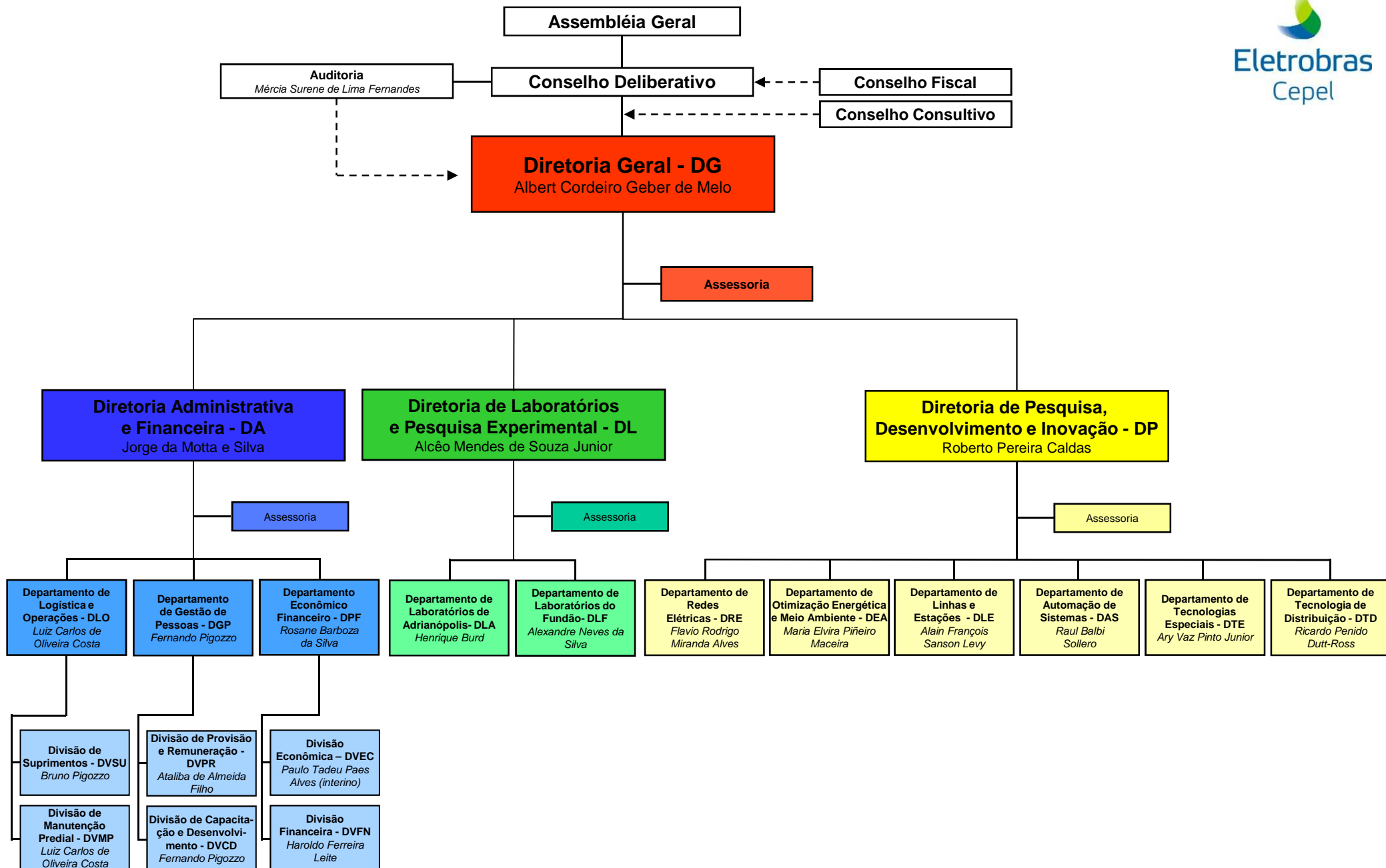
CEPEL

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS - CNPJ nº 34.268.789/0001-88	
Demonstrativo Anual: 2012	
1. Valor total da Folha de pagamento dos empregados participantes:	68.108.524,70
2. Valor total das contribuições pagas pelos empregados participantes:	7.939.847,07
3. Valor total das contribuições pagas pela patrocinadora:	7.939.847,07
4. Valor total de outros recursos repassados pela patrocinadora:	2.880.609,23
5. Discriminação da razão ou motivo do repasse de recursos que não sejam contribuições:	Taxa de Administração e Seguro de Vida parte da Patrocinadora.
6. Valor total por tipo de aplicação e respectiva fundamentação legal:	Informação dada pela ELETROBRAS
7. Manifestação da Secretaria de Previdência Complementar:	Informação dada pela ELETROBRAS
8. Política de investimentos da entidade fechada de previdência complementar, evidenciado o retorno das aplicações, conforme disposto no inciso V do art. 22 da Resolução 3506/2007, do Conselho Monetário Nacional	Informação dada pela ELETROBRAS
Conclusões Inseridas no parecer da auditoria independente;	
Informação dada pela ELETROBRAS	
Conclusões do último estudo atuarial;	
Informação dada pela ELETROBRAS	
Informações sobre as ações de fiscalização empreendidas no exercício com base no disposto no art. 25 da Lei Complementar nº 108/2001, demonstrando o tipo de fiscalização efetuada, a data em que ocorreu, as principais constatações e as providências adotadas para sanar as irregularidades verificadas.	
A fiscalização é realizada pela ELETROBRAS, o CEPEL mantém representantes junto à ELETROS com vistas a supervisão e acompanhamento das suas atividades, atuando nos órgãos de deliberação e fiscalização da entidade	

3. Relação de Arquivos.

- 1- Organograma Cepel
- 2- Demonstrações Financeiras - Eletrobras
- 3- Parecer dos Auditores Independentes
- 4- Demonstrações Financeiras - Cepel
- 5- Relatório Auditores Independentes – Cepel
- 6- Relatório Auditoria Eletrobras
- 7- Investimentos - Eletros
- 8- Parecer Atuarial BD – Eletrobras
- 9- Parecer Atuarial CD – Eletrobras
- 10- Relatório Auditoria Independente + Demonstrações Financeiras Eletros
- 11- Carta PRE-101/2012
- 12- Fundos CDE
- 13- Fundos RGR
- 14- Fundos UBP
- 15- Notas Explicativas Dezembro 2012

José da Costa Carvalho Neto
Presidente da Eletrobras



CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A - ELETROBRAS
BALANÇO PATRIMONIAL DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E DE 31 DE DEZEMBRO DE 2011
(em milhares de Reais)

ATIVO	NOTA	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
CIRCULANTE					
Caixa e equivalente de caixa	5	935.627	1.396.729	4.429.375	4.959.787
Caixa restrito	5	3.509.323	3.034.638	3.509.323	3.034.638
Títulos e valores mobiliários	6	4.378.184	8.499.178	6.622.611	11.252.504
Clientes	7	477.104	579.433	4.496.963	4.352.024
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	17	-	310.960	579.295	2.017.949
Financiamentos e empréstimos	9	4.044.496	3.848.043	1.976.191	2.082.054
Conta de Consumo de Combustível - CCC		1.240.811	1.184.936	1.240.811	1.184.936
Remuneração de participações societárias	10	195.304	633.832	118.790	197.863
Tributos a recuperar	11	886.553	857.639	1.391.882	1.104.322
Imposto de Renda e Contribuição Social	11	1.088.491	736.588	1.418.252	843.022
Direito de ressarcimento	12	-	-	7.115.200	3.083.157
Almoxarifado		936	729	454.635	358.724
Estoque de combustível nuclear	13	-	-	360.751	388.663
Indenizações - Lei 12.783/2013	8	-	-	8.882.836	-
Instrumentos financeiros derivativos	44	-	-	252.620	195.536
Outros		89.866	300.188	1.493.009	1.607.493
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE		16.846.695	21.382.893	44.342.544	36.662.672
NÃO CIRCULANTE					
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO					
Direito de ressarcimento	12	-	-	901.029	500.333
Financiamentos e empréstimos	9	25.166.460	23.878.099	7.747.286	7.651.336
Clientes	7	-	-	1.482.946	1.478.994
Títulos e valores mobiliários	6	395.701	379.707	404.337	398.358
Estoque de combustível nuclear	13	-	-	481.495	435.633
Tributos a recuperar	11	-	-	1.934.820	2.430.761
Imposto de Renda e Contribuição Social	11	1.754.333	2.044.513	4.996.806	3.343.525
Cauções e depósitos vinculados		803.130	715.189	2.829.912	2.316.324
Conta de Consumo de Combustível - CCC		521.097	727.136	521.097	727.136
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	17	2.815.520	1.724.009	44.834.877	46.149.379
Instrumentos financeiros derivativos	44	-	-	223.099	185.031
Adiantamentos para futuro aumento de Capital	14	2.730.178	5.673.361	4.000	4.000
Indenizações - Lei 12.783/2013	8	-	-	5.554.436	-
Outros		560.078	282.399	830.753	701.763
		34.746.497	35.424.413	72.746.893	66.322.573
INVESTIMENTOS	15	50.266.910	55.661.889	5.398.299	5.510.192
IMOBILIZADO	16	117.293	112.397	47.407.102	53.214.861
INTANGÍVEL	18	-	48.150	2.300.740	2.371.367
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE		85.130.700	91.246.849	127.853.034	127.418.993
TOTAL DO ATIVO		101.977.395	112.629.742	172.195.578	164.081.665

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A - ELETROBRAS
BALANÇO PATRIMONIAL DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E DE 31 DE DEZEMBRO DE 2011
(em milhares de Reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	NOTA	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
CIRCULANTE					
Financiamentos e empréstimos	22	625.877	488.120	4.447.175	4.005.326
Debêntures	23	-	-	316.899	739.237
Passivo financeiro	17	787.115	-	52.862	-
Empréstimo compulsório	24	12.298	15.620	12.298	15.620
Fornecedores	20	467.804	384.676	7.490.802	6.338.102
Adiantamento de clientes	21	424.309	368.943	469.892	413.041
Tributos a recolher	26	17.666	40.190	886.312	815.236
Imposto de Renda e Contribuição Social		213.384	-	370.704	217.285
Conta de Consumo de Combustível - CCC	25	1.369.201	3.079.796	1.369.201	3.079.796
Remuneração aos acionistas	28	3.951.333	4.323.713	3.977.667	4.373.773
Créditos do Tesouro Nacional	29	131.047	109.050	131.047	109.050
Obrigações estimadas		9.772	21.128	1.444.992	802.864
Obrigações de Ressarcimento	12	650.185	710.308	5.988.698	1.955.966
Benefício pós-emprego	30	9.957	4.375	118.553	451.801
Provisões para contingências	31	-	-	267.940	240.190
Encargos Setoriais	27	-	-	1.308.152	1.218.768
Arrendamento mercantil	22	-	-	162.929	142.997
Concessões a pagar - Uso do bem Público	33	-	-	40.131	35.233
Instrumentos financeiros derivativos	44	-	-	185.031	269.718
Outros		184.945	90.077	1.808.362	900.806
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE		8.854.893	9.635.996	30.849.647	26.124.809
NÃO CIRCULANTE					
Financiamentos e empréstimos	22	18.012.551	17.806.158	45.204.025	38.408.352
Créditos do Tesouro Nacional	29	37.072	155.676	37.072	155.676
Debêntures	23	-	-	409.228	279.410
Adiantamento de clientes	21	-	-	830.234	879.452
Empréstimo compulsório	24	321.894	211.554	321.894	211.554
Obrigações para desmobilização de ativos	32	-	-	988.490	408.712
Provisões operacionais		1.005.908	843.029	1.005.908	843.029
Conta de Consumo de Combustível - CCC	25	2.401.069	954.013	2.401.069	954.013
Provisões para contingências	31	1.194.704	1.446.397	5.288.394	4.652.176
Benefício pós-emprego	30	644.512	161.408	4.628.570	2.256.132
Provisão para passivo a descoberto em controladas	15	1.501.887	472.148	-	-
Contratos onerosos	35	-	96.204	4.905.524	96.204
Obrigações de ressarcimento	12	-	-	1.801.059	1.475.262
Arrendamento mercantil	22	-	-	1.860.104	1.775.544
Remuneração aos acionistas	28	-	3.143.222	-	3.143.222
Concessões a pagar - Uso do bem Público	33	-	-	1.577.908	1.534.532
Adiantamentos para futuro aumento de capital	34	161.308	148.695	161.308	148.695
Instrumentos financeiros derivativos	44	68.153	-	291.252	197.965
Encargos Setoriais	27	-	-	428.501	385.724
Tributos a recolher	26	-	-	635.269	773.500
Imposto de Renda e Contribuição Social	26	335.427	383.682	779.615	1.129.022
Outros		354.072	328.054	509.914	1.046.362
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE		26.038.557	26.150.240	74.065.339	60.754.538
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	37	31.305.331	31.305.331	31.305.331	31.305.331
Reservas de capital	37	26.048.342	26.048.342	26.048.342	26.048.342
Reservas de lucros	37	10.836.414	18.571.011	10.836.414	18.571.011
Ajustes de avaliação patrimonial		208.672	220.915	208.672	220.915
Dividendo Adicional Proposto		433.962	706.018	433.962	706.018
Outros resultados abrangentes acumulados		(1.748.776)	(8.111)	(1.748.776)	(8.111)
Participação de acionistas não controladores		-	-	196.648	358.812
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		67.083.945	76.843.506	67.280.593	77.202.318
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		101.977.395	112.629.742	172.195.578	164.081.665

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011
(em milhares de Reais)

	NOTA	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	39	2.631.551	2.606.807	34.064.477	29.211.486
DESPESAS OPERACIONAIS					
Pessoal, Material e Serviços	41	482.169	470.269	8.439.302	7.670.716
Energia comprada para revenda	42	2.408.742	1.944.449	4.573.673	3.386.289
Encargos sobre uso da rede elétrica	42	-	-	1.763.953	1.420.934
Construção - Distribuição		-	-	1.345.519	711.740
Construção - Transmissão		-	-	3.681.603	3.567.868
Combustível para produção de energia elétrica		-	-	708.711	162.673
Remuneração e ressarcimento		-	-	1.651.724	1.328.994
Depreciação		6.279	6.392	1.658.161	1.549.988
Amortização		-	-	117.053	173.897
Doações e contribuições		289.954	207.196	380.101	289.964
Provisões operacionais	43	764.387	936.390	5.326.991	2.848.749
Resultado a compensar de Itaipu		-	-	491.859	655.290
Outras		637.787	276.602	2.257.666	1.622.800
		4.589.319	3.841.298	32.396.316	25.389.902
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		(1.957.767)	(1.234.491)	1.668.161	3.821.584
RESULTADO FINANCEIRO					
Receitas Financeiras					
Receitas de juros, comissões e taxas		1.955.486	1.795.324	767.534	757.450
Receita de aplicações financeiras		1.276.021	1.166.300	1.731.870	1.664.517
Acréscimo moratório sobre energia elétrica		19.982	35.614	230.597	359.208
Atualizações monetárias		947.094	1.015.752	858.049	652.949
Variações cambiais		576.599	749.167	421.013	669.731
Remuneração das Indenizações - Lei 12.783/13		-	-	326.379	-
Outras receitas financeiras		-	17.520	-	-
Despesas Financeiras					
Encargos de dívidas		(915.199)	(682.668)	(2.333.643)	(1.708.670)
Encargos de arrendamento mercantil		-	-	(412.152)	(350.861)
Encargos sobre recursos de acionistas		(493.149)	(990.887)	(572.322)	(1.178.989)
Outras despesas financeiras		(112.690)	-	(384.816)	(630.882)
		3.254.144	3.106.122	632.509	234.453
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS		1.296.376	1.871.631	2.300.670	4.056.037
RESULTADO DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	40	(7.531.378)	2.049.302	468.584	482.785
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DA LEI 12.783/2013		(6.235.002)	3.920.933	2.769.254	4.538.822
Efeitos - Lei 12.783/2013	2	-	-	(10.085.380)	-
RESULTADO OPERACIONAL APÓS DA LEI 12.783/2013		(6.235.002)	3.920.933	(7.316.126)	4.538.822
Imposto de renda	26	(472.203)	(136.081)	244.688	(474.994)
Contribuição social sobre o lucro líquido	26	(171.711)	(52.287)	145.786	(301.809)
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		(6.878.916)	3.732.565	(6.925.652)	3.762.019
PARCELA ATRIBUÍDA AOS CONTROLADORES		(6.878.916)	3.732.565	(6.878.915)	3.732.565
PARCELA ATRIBUÍDA AOS NÃO CONTROLADORES		-	-	(46.737)	29.454

CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE DOS EXERCÍCIOS FINDOS 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 31 DE DEZEMBRO DE 2011
(em milhares de Reais)

	Controladora		Consolidado	
	Exercício findo em 31 de dezembro		Exercício findo em 31 de dezembro	
	2012	2011	2012	2011
Participação no resultado abrangente das subsidiárias				
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	(6.878.916)	3.732.565	(6.925.653)	3.762.018
Outros componentes do resultado abrangente				
Ajustes acumulados de conversão	11.780	15.878	11.780	15.878
Ajuste ganhos e perdas atuariais	(520.677)	(280.256)	(2.370.677)	(280.256)
Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	(197.844)	152.385	(240.662)	152.385
Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compartilhado	(1.930.636)	(472.745)	(37.818)	(472.745)
IR / CSSL diferidos	896.712	198.813	896.712	198.813
Outros componentes do resultado abrangente do exercício	(1.740.665)	(385.926)	(1.740.665)	(385.926)
Total do resultado abrangente do exercício	(8.619.581)	3.346.639	(8.666.318)	3.376.092
Parcela atribuída aos controladores			(8.619.581)	3.346.639
Parcela atribuída aos não controladores			(46.736)	29.453
			(8.666.318)	3.376.092

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A - ELETROBRAS
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E DE 2011
(em milhares de Reais)

	CAPITAL SOCIAL	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVAS DE LUCROS			AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL REFLEXO	LUCRO / PREJUÍZOS ACUMULADOS	OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES	PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONTROLADORA	PATRIMÔNIO LÍQUIDO NÃO CONTROLADORES	PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONSOLIDADO
			LEGAL	ESTATUTÁRIAS	DIVIDENDOS ADICIONAIS						
Em 01 de janeiro de 2011	26.156.567	26.048.342	2.046.388	14.758.463	753.201	163.335	-	377.817	70.304.114	226.296	70.530.410
Integralização de capital	5.148.764								5.148.764	103.062	5.251.826
Dividendos Adicionais				(213.862)	(753.200)				(967.061)		(967.061)
Ajustes acumulados de conversão								15.878	15.878		15.878
Ajuste Benefício pós-emprego								(280.256)	(280.256)		(280.256)
Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda								152.385	152.385		152.385
IR/CS diferido sobre outros resultados abrangentes								198.812	198.814		198.814
Ajuste de Controladas / Coligadas						78.004		(472.746)	(394.742)		(394.742)
Realização de ajuste de avaliação patrimonial						(20.424)	20.424		-		-
Lucro (prejuízo) líquido do exercício							3.732.565		3.732.566	29.453	3.762.020
Constituição de reservas			186.629	1.793.393			(1.980.021)		-		-
Dividendos propostos							(1.066.950)		(1.066.955)		(1.066.955)
Aprovação do dividendo adicional pela AGO					706.018		(706.018)		-		-
Em 31 de dezembro de 2011	31.305.331	26.048.342	2.233.017	16.337.994	706.018	220.915	-	(8.111)	76.843.506	358.811	77.202.318
Dividendos Adicionais					(706.018)				(706.018)		(706.018)
Ajustes acumulados de conversão								11.780	11.780		11.780
Ajuste Benefício pós-emprego								(520.677)	(520.677)		(520.677)
Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda								(197.844)	(197.844)		(197.844)
IR/CS diferido sobre outros resultados abrangentes								896.712	896.712		896.712
Ajuste de Controladas / Coligadas								(1.930.636)	(1.930.636)	(115.426)	(2.046.062)
Realização de ajuste de avaliação patrimonial						(12.243)	12.243		-		-
Realização de reservas				(855.681)			855.681		-		-
Lucro (prejuízo) líquido do exercício							(6.878.916)		(6.878.916)	(46.737)	(6.925.653)
Dividendos propostos							(433.962)		(433.962)		(433.962)
Aprovação do dividendo adicional pela AGO					433.962		(433.962)		-		-
Absorção de prejuízos				(6.878.916)			6.878.916		-		-
Em 31 de dezembro de 2012	31.305.331	26.048.342	2.233.017	8.603.397	433.962	208.672	-	(1.748.776)	67.083.945	196.648	67.280.593

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A - ELETROBRÁS
DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA
(Em milhares de reais)

NOTA	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	(6.235.002)	3.920.933	(7.316.126)	4.538.822
Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:				
Depreciação e amortização	6.279	6.392	1.775.214	1.723.958
Variações monetárias/cambiais líquidas	(1.267.800)	(1.473.265)	(1.166.958)	(1.029.289)
Encargos financeiros	(1.408.027)	(1.465.225)	526.646	774.140
Receita de ativo financeiro	39	-	(3.148.842)	(2.774.166)
Resultado da equivalência patrimonial	40	7.531.378	(468.584)	(482.785)
Efeitos da Lei 12.783/2013	2	-	10.085.380	-
Provisão para passivo a descoberto	43	1.011.968	294.375	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	43	(137.495)	297.131	808.487
Provisão para contingências	43	(251.693)	155.830	564.909
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos / contrato oneroso	43	-	-	2.666.809
Provisão para plano de benefício pós emprego	43	-	-	438.328
Provisão para perda com investimentos	43	162.878	91.989	187.741
Encargos da reserva global de reversão	-	367.741	351.997	367.741
Ajuste a valor presente / valor de mercado	-	(179.130)	(17.658)	(157.364)
Participação minoritária no resultado	-	-	70.814	(44.627)
Encargos sobre recursos de acionistas	-	493.149	572.322	1.178.989
Baixa de ativos	-	-	126.979	-
Instrumentos financeiros - derivativos	-	-	(143.117)	124.770
Outras	-	-	690.821	171.490
	<u>223.460</u>	<u>(71.809)</u>	<u>690.821</u>	<u>171.490</u>
	<u>6.552.707</u>	<u>(2.888.657)</u>	<u>13.713.570</u>	<u>2.239.594</u>
(Acréscimos)/decréscimos nos ativos operacionais				
Contas a receber	204.609	(25.234)	(46.612)	(219.230)
Títulos e valores mobiliários	4.105.000	(2.305.368)	4.623.914	(4.106.884)
Direito de ressarcimento	-	-	(4.432.739)	(1.507.652)
Almoxarifado	(207)	(122)	(95.911)	214.603
Estoque de combustível nuclear	-	-	(17.950)	(2.367)
Ativo financeiro - concessões de serviço público	(434.334)	(946.673)	(434.334)	(946.673)
Outros	(144.160)	50.788	(91.309)	251.503
	<u>3.730.908</u>	<u>(3.226.609)</u>	<u>(494.941)</u>	<u>(6.316.700)</u>
Acréscimos/(decréscimos) nos passivos operacionais				
Fornecedores	(24.465)	18.711	1.045.106	1.172.337
Adiantamento de clientes	-	-	(47.733)	(44.466)
Arrendamento mercantil	-	-	(113.374)	103.509
Obrigações estimadas	11.355	(7.855)	653.483	30.793
Obrigações de ressarcimento	-	-	4.418.652	1.629.649
Encargos setoriais	-	-	132.161	317.452
Outros	52.736	(201.527)	302.958	111.938
	<u>39.626</u>	<u>(190.671)</u>	<u>6.391.254</u>	<u>3.321.212</u>
Caixa proveniente das atividades operacionais	4.088.240	(2.385.003)	12.293.757	3.782.929
Pagamento de encargos financeiros	(543.052)	(287.913)	(1.812.722)	(1.368.244)
Pagamento de encargos da reserva global de reversão	(257.580)	(259.846)	(257.580)	(465.318)
Recebimento de receita anual permitida	-	-	3.744.154	2.315.642
Recebimento de encargos financeiros	1.846.360	1.706.231	723.815	739.709
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(403.549)	(512.383)	(1.010.379)	(1.132.758)
Recebimento de remuneração de investimentos em participações societárias	2.189.201	1.773.762	636.719	689.370
Depósitos judiciais	(43.726)	(25.023)	(491.175)	(274.462)
Caixa líquido das atividades operacionais	6.875.894	9.824	13.826.590	4.286.867
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Empréstimos e financiamentos obtidos a longo prazo	757	3.036.226	7.623.386	7.273.908
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal	(1.570.899)	(1.079.661)	(4.156.422)	(2.258.040)
Pagamento de remuneração aos acionistas	(4.953.887)	(4.040.549)	(5.032.645)	(4.062.839)
Pagamento de refinanciamento de impostos e contribuições - principal	-	-	(110.745)	(92.375)
Empréstimo compulsório e reserva global de reversão	885.457	1.376.452	885.457	1.376.452
Outros	-	-	(110.622)	119.755
Caixa líquido das atividades de financiamento	(5.638.571)	(707.533)	(901.590)	2.356.861
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Concessão de empréstimos e financiamentos	(2.535.779)	(3.472.118)	(536.879)	(347.796)
Recebimento de empréstimos e financiamentos	2.740.085	2.137.031	1.834.949	1.123.886
Créditos de energia renegociados recebidos	-	-	313.865	277.728
Aquisição de ativo imobilizado	16	(9.248)	(15.024)	(10.386.236)
Aquisição de ativo intangível	18	-	(144.768)	(139.612)
Aquisição de ativos de concessão	-	-	(4.918.121)	(3.411.497)
Aquisição/aporte de capital em participações societárias	(208.708)	(216.330)	-	-
Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	(1.684.775)	(1.937.824)	-	-
Outros	-	-	381.778	(389.045)
Caixa líquido das atividades de investimento	(1.698.425)	(3.504.265)	(13.455.412)	(10.904.110)
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa	(461.103)	(4.201.974)	(530.412)	(4.260.382)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	5	1.396.729	4.959.787	9.220.169
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	5	935.627	4.429.375	4.959.787
	<u>(461.102)</u>	<u>(4.201.973)</u>	<u>(530.412)</u>	<u>(4.260.382)</u>

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E DE 2011
(em milhares de Reais)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2012	2011	2012	2011
1 - RECEITAS (DESPESAS)				
Venda de mercadorias, produtos e serviços	2.780.499	2.763.701	39.538.861	33.061.356
Não operacionais	-	-	44.766	1.187.135
	<u>2.780.499</u>	<u>2.763.701</u>	<u>39.583.627</u>	<u>34.248.491</u>
2 - INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS				
Materiais, serviços e outros	(765.131)	(352.358)	(25.930.890)	(11.442.512)
Encargos setoriais	-	-	(1.797.922)	(1.712.669)
Energia comprada para revenda	(2.408.742)	(1.944.449)	(4.573.673)	(3.386.289)
Combustível para produção de energia elétrica	-	-	(708.711)	(162.673)
Provisões operacionais	(764.387)	(936.390)	(3.441.106)	(2.848.749)
	<u>(3.938.261)</u>	<u>(3.233.197)</u>	<u>(36.452.302)</u>	<u>(19.552.892)</u>
3 - VALOR ADICIONADO BRUTO	<u>(1.157.761)</u>	<u>(469.496)</u>	<u>3.131.324</u>	<u>14.695.599</u>
4 - RETENÇÕES				
Depreciação, amortização e exaustão	(6.279)	(6.392)	(1.775.214)	(1.723.885)
	<u>(1.164.040)</u>	<u>(475.888)</u>	<u>1.356.111</u>	<u>12.971.714</u>
5 - VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE				
6 - VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Participações societárias	(7.531.378)	2.049.302	468.584	482.785
Receitas financeiras	4.775.182	4.779.677	4.335.442	4.262.326
	<u>(2.756.195)</u>	<u>6.828.979</u>	<u>4.804.026</u>	<u>4.745.111</u>
7 - VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	<u>(3.920.236)</u>	<u>6.353.091</u>	<u>6.160.136</u>	<u>17.716.825</u>
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
PESSOAL				
. Pessoal , encargos e honorários	326.533	366.893	5.422.099	5.346.029
. Plano de aposentadoria e pensão	28.292	27.620	294.669	204.832
	<u>354.825</u>	<u>394.513</u>	<u>5.716.768</u>	<u>5.550.861</u>
TRIBUTOS				
. Impostos, taxas e contribuições	792.862	345.262	3.285.987	4.086.108
	<u>792.862</u>	<u>345.262</u>	<u>3.285.987</u>	<u>4.086.108</u>
TERCEIROS				
. Encargos financeiros e aluguéis	1.521.039	1.673.555	3.702.933	4.027.873
. Doações e contribuições	289.954	207.196	380.101	289.964
	<u>1.810.993</u>	<u>1.880.751</u>	<u>4.083.034</u>	<u>4.317.837</u>
ACIONISTAS				
. Dividendos e juros sobre capital próprio	433.962	360.933	433.962	360.933
. Participação de acionistas não controladores	-	-	(46.737)	29.454
. Lucros retidos ou prejuízo do exercício	(7.312.878)	3.371.632	(7.312.878)	3.371.632
	<u>(6.878.916)</u>	<u>3.732.565</u>	<u>(6.925.653)</u>	<u>3.762.019</u>
	<u>(3.920.236)</u>	<u>6.353.091</u>	<u>6.160.137</u>	<u>17.716.825</u>

**Centrais Elétricas
Brasileiras S.A. - Eletrobras**
**Demonstrações financeiras de acordo
com as práticas contábeis adotadas no Brasil
e com o IFRS em 31 de dezembro de 2012 e
relatório dos auditores independentes**



Relatório dos auditores independentes

Aos Administradores e Acionistas
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras (a "Companhia" ou "Controladora") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2012 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 da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras e suas controladas ("Consolidado") que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2012 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 dessas demonstrações financeiras individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e dessas 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 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.

PricewaterhouseCoopers, Av. José Silva de Azevedo Neto 200, 1º e 2º, Torre Evolution IV, Barra da Tijuca, Rio de Janeiro, RJ, Brasil 22775-056
T: (21) 3232-6112, F: (21) 3232-6113, www.pwc.com/br

PricewaterhouseCoopers, Rua da Candelária 65, 20º, Rio de Janeiro, RJ, Brasil 20091-020, Caixa Postal 949,
T: (21) 3232-6112, F: (21) 2516-6319, www.pwc.com/br



Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras

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 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 2012, 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 da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras e suas controladas em 31 de dezembro de 2012, 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 da Companhia, essas práticas diferem das IFRS, aplicáveis 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. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

Ênfase - Impactos da Lei nº 12.783/2013

Em 11 de setembro de 2012, conforme descrito na Nota 2.1, o Governo Federal emitiu a Medida Provisória nº 579, que trata das prorrogações de concessões de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica, e sobre a redução dos encargos setoriais. Tal Medida Provisória foi convertida, em 11 de janeiro de 2013, na Lei nº 12.783/2013 e passou a ser regulamentada pelo Decreto nº 7.891/2013 de 23 de janeiro de 2013. As novas tarifas e o valor da indenização dos ativos vinculados às concessões foram divulgados pela Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 579 e a Portaria Interministerial do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Fazenda nº 580, publicadas em edição extraordinária do Diário Oficial da União do dia 1º de novembro de 2012.



Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras

A Companhia aceitou as condições de renovação antecipada das concessões previstas na Medida Provisória 579 (Lei nº 12.783/13), assinando em 4 de dezembro de 2012 os contratos de prorrogação das concessões afetadas, passando todos os bens vinculados ao respectivo contrato para a União, sob a administração da Companhia.

No que se refere às concessionárias que optaram pela prorrogação das concessões de transmissão de energia elétrica, alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995, a Lei nº 12.783/2013 em seu artigo 15, § 2º, autoriza o poder concedente a pagar, na forma de regulamento, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pelas concessionárias e reconhecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. As concessionárias deverão submeter à ANEEL as informações para o cálculo dos ativos não depreciados. O prazo para envio destas informações será disposto pelo poder concedente.

Adicionalmente, para os empreendimentos de geração, exceto os respectivos projetos básicos, o Decreto nº 7.850/2012 em seu artigo 2º estipula que, até 31 de dezembro de 2013, devem ser submetidas à ANEEL as informações complementares para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, realizados até 31 de dezembro de 2012, ainda não amortizados ou depreciados.

Em 31 de dezembro de 2012, os valores dos ativos de transmissão e geração abrangidos nessa situação correspondem a R\$ 8.857.107 mil e R\$ 1.483.540 mil, respectivamente, e foram determinados pela administração a partir de suas melhores estimativas e interpretação da legislação acima, conforme descrito na Nota 4, podendo sofrer alterações até a homologação final dos mesmos.

Os valores dos ativos de geração térmica que apresentam concessão a vencer entre 2015 e 2017 e que estão abrangidos pela referida legislação correspondem a R\$ 1.684.047 mil, em 31 de dezembro de 2012, e foram determinados pela administração a partir de suas melhores estimativas e interpretação da legislação acima, conforme descrito na Nota 4. Para esses ativos não foi divulgado pelo poder concedente o valor de indenização, podendo sofrer alterações até a determinação dos mesmos.

Nossa opinião não está ressalvada em função desses assuntos.

Ênfase - Continuidade operacional de empresas controladas e coligadas

Chamamos a atenção para a Nota 15, que descreve que as empresas controladas do segmento de distribuição têm apurado prejuízos repetitivos em suas operações e apresentaram excesso de passivos sobre ativos circulantes no encerramento do exercício no montante de R\$ 2.148.211 mil e passivo a descoberto de R\$ 1.501.887 mil.

Em 31 de dezembro de 2012, a investida Madeira Energia S.A., na qual a Companhia participa com 39%, apresentava excesso de passivos sobre ativos circulantes no montante de R\$ 1.166.329 mil.

Conforme descrito na Nota 15, a empresa coligada Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA apresentou excesso de passivos sobre ativos circulantes no montante de R\$ 1.686.894 mil em 30 de junho de 2012, últimas informações disponíveis. A CELPA ajuizou pedido de recuperação judicial e em 1º de setembro de 2012 obteve aprovação em assembleia geral de credores. A Companhia provisionou o investimento e avaliou os empréstimos a receber com base no cronograma previsto no plano de recuperação judicial da investida.



Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras

Conforme também descrito na Nota 15, a empresa coligada Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT apresentou excesso de passivos sobre os ativos circulantes no montante de R\$ 438.922 mil e pertence ao Grupo Econômico Rede Energia, o qual estava com dificuldades de liquidar seus compromissos e de alongar o perfil de seu endividamento, sendo decretada intervenção pelo órgão regulador em 30 de agosto de 2012. A Companhia avaliou os ativos referentes aos empréstimos a receber e investimentos na referida empresa com base nos critérios e premissas descritos nas Notas 9 e 15.

A continuidade operacional das empresas controladas de distribuição e da investida Madeira Energia S.A. depende da manutenção do suporte financeiro por parte da Companhia. Já a realização dos ativos de empréstimos a receber da CELPA e CEMAT depende do sucesso do plano de recuperação judicial e do resultado da intervenção, bem como dos novos termos de negociação com os credores. Nossa opinião não está ressalvada em função desses assuntos.

Outros assuntos

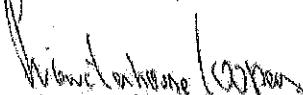
Informação suplementar - demonstrações do valor adicionado

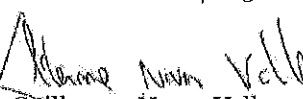
Examinamos também as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012, preparadas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, 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.

Reemissão do relatório do auditor

Em 27 de março de 2013 emitimos relatório de auditoria sobre as demonstrações financeiras referidas no primeiro parágrafo com ressalva em relação ao saldo de investimentos em determinadas coligadas avaliadas pelo método de equivalência patrimonial, em função de não termos obtido à época evidência de auditoria apropriada e suficiente em relação ao saldo desses investimentos em 31 de dezembro de 2012 e aos prejuízos produzidos nesse exercício, em virtude de não termos tido acesso às informações financeiras e aos auditores independentes das investidas. Posteriormente, tivemos acesso a informações adicionais e complementares, incluindo acesso aos referidos auditores independentes, o que nos possibilitou alterar nossa opinião, apresentada neste relatório.

Rio de Janeiro, 12 de abril de 2013


PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 "F" DF


Guilherme Naves Valle
Contador CRC 1MGO70614/O-5 "S" DF

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPTEL

Associação Civil sem Fins Lucrativos

CNPJ: 42.288.886/0001-60

BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

(Valores expressos em reais)

	2012	A.V. %	2011	A.V. %	A.H. %
ATIVO	279.233.606	100,0	153.146.404	100,0	82,3
CIRCULANTE	144.827.988	51,9	29.594.086	19,2	389,4
DISPONIBILIDADES (nota 3, pág. 9)	37.755.197	13,5	17.401.495	11,3	117,0
Caixa	5.937	0,0	2.796	0,0	112,3
Bancos Conta Movimento	365.035	0,1	334.143	0,2	9,2
Aplicações Financeiras	37.384.225	13,4	17.064.556	11,1	119,1
CRÉDITOS, BENS E VALORES REALIZÁVEIS	107.072.791	38,3	12.192.591	7,9	778,2
Recursos Vinculados (nota 4, pág. 9)	99.605.340	35,7	4.578.087	3,0	2075,7
Contas a Receber (notas 5, 5.1, 5.2 e 5.3, pág. 10, 11 e 12)	4.228.747	1,5	4.162.468	2,7	1,1
Despesas Pagas Antecipadamente	613.670	0,2	595.878	0,4	3,0
Adiantamentos e Antecipações (nota 6, pág. 12)	1.390.913	0,5	1.699.031	1,1	(18,1)
Outros Créditos	1.234.121	0,4	1.157.127	0,7	1,1
NÃO CIRCULANTE	134.405.618	48,1	123.552.318	80,8	8,8
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	4.541.285	1,6	4.067.108	2,7	11,7
Despesas Pagas Antecipadamente	53.985	0,0	88.081	0,1	(38,7)
Tributos e Contribuições a Recuperar (nota 7, pág. 13)	4.487.300	1,6	3.979.027	2,6	12,8
IMOBILIZADO (nota 8, pág. 13)	127.265.622	45,6	116.717.679	76,3	9,0
Em Operação	202.089.637	72,4	234.007.081	152,8	(13,6)
(-) Depreciação Acumulada	(144.070.307)	(51,6)	(176.795.560)	(115,4)	(18,5)
Em Processamento	69.246.292	24,8	59.506.158	38,9	16,4
INTANGÍVEL (nota 9, pág. 13 e 14)	2.598.711	0,9	2.767.531	1,8	(6,1)
Intangíveis	22.740.271	8,1	22.559.890	14,7	1,0
(-)Amortização Acumulada	(20.141.560)	(7,2)	(19.792.359)	(12,9)	1,8
PASSIVO	279.233.606	100,0	153.146.404	100,0	82,3
CIRCULANTE	46.847.554	16,8	40.358.810	26,3	16,1
Obrigações a Pagar (nota 11, pág. 14)	17.088.270	6,1	12.467.028	8,1	37,1
Impostos e Contribuições a Recolher	2.939.763	1,1	2.412.725	1,6	21,8
Empréstimos e Financiamentos (nota 12, pág.15)	1.690.611	0,6	1.550.129	1,0	9,1
Provisões s/Folha de Pagamento (nota 13, pág. 15)	25.128.910	9,0	23.928.928	15,6	5,0
NÃO CIRCULANTE	147.512.027	52,8	55.998.739	36,6	163,4
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO	147.512.027	52,8	55.998.739	36,6	163,4
Empréstimos e Financiamentos (nota 12, pág.15)	17.150.813	6,1	17.187.451	11,2	(0,2)
Obrigações de Convênio (nota 14, pág. 16 e 17)	125.400.376	44,9	30.044.463	19,6	317,4
Provisões – Fundação Eletros (nota 10, pág. 14)	221.689	0,1	447.862	0,3	(50,5)
Provisões p/Contingências (nota 15, pág. 17 e 18)	4.739.149	1,7	8.318.963	5,5	(43,0)
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	84.874.025	30,4	56.788.855	37,1	49,5
Patrimônio Social	56.793.111	20,3	36.676.085	23,9	54,9
Superávit/Déficit do Exercício	28.080.914	10,1	20.112.770	13,2	39,6

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 2012 E 2011

(Valores expressos em reais)

	2012	A V.%	2011	A V.%	A.H.%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	215.682.908	100	203.194.777	100	6,1
CONTRIBUIÇÃO ESTATUTÁRIA	195.311.340	90,6	179.939.500	88,6	8,5
ELETOBRAS	148.589.233	68,9	136.894.708	67,4	8,5
ASSOCIADOS	45.243.016	21,0	41.682.114	20,5	8,5
PARTICIPANTES	1.072.447	0,5	988.038	0,5	8,5
COLABORADORES	406.644	0,2	374.640	0,2	8,5
VINCULADA A PROJETOS	5.300.000	2,5	4.500.000	2,2	17,8
SERVIÇOS PRESTADOS (ver nota 16,pág.18)	15.068.055	7,0	18.734.572	9,2	(19,6)
OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS	3.513	0,0	20.705	0,0	(83,0)
DESPESAS OPERACIONAIS	189.066.685	100,0	183.125.033	100,0	3,2
PESSOAL PERMANENTE (ver nota 17, pag.18)	123.538.999	65,3	117.251.288	64,0	5,4
SERVIÇOS DE TERCEIROS	23.491.530	12,4	20.816.153	11,4	12,9
DESPESAS GERAIS (ver nota 18, pag.19)	31.037.746	16,4	34.189.724	18,7	(9,2)
DESPESAS TRIBUTÁRIAS (ver nota 19,pág.19)	796.805	0,4	505.320	0,3	57,7
DEPRECIações E AMORTIZAções	10.201.605	5,4	10.362.548	5,6	(1,6)
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	26.616.223	12,3	20.069.744	9,9	32,6
RECEITAS FINANCEIRAS	3.678.431	1,8	2.402.643	1,2	53,1
JUROS/DESCONTOS	44.023	0,0	21.170	0,1	107,9
APLICAções FINANCEIRAS	3.041.953	1,4	1.922.258	0,9	58,2
VARIAção CAMBIAL	56.625	0,1	2.449	0,0	2212,2
VARIAção MONETÁRIA	508.273	0,2	456.766	0,2	11,3
OUTRAS RECEITAS FINANCEIRAS	27.557	0,0	-	0,0	0,0
DESPESAS FINANCEIRAS	2.166.387	1,0	2.343.708	1,2	(7,6)
JUROS PAGOS OU INCORRIDOS	1.081.345	0,5	1.117.045	0,5	(3,2)
VARIAção CAMBIAL	1.727	0,0	15.285	0,0	(88,7)
VARIAção MONETÁRIA	1.062.599	0,5	1.146.233	0,6	(7,3)
DESPESAS BANCÁRIAS	20.716	0,1	65.145	0,0	(68,2)
RESULTADO FINANCEIRO	1.512.044	0,7	58.935	0,0	2.465,6
OUTRAS RECEITAS/DESPESAS	(47.353)	0,0	(15.909)	0,0	(197,6)
SUPERAVIT/DEFICIT DO EXERCÍCIO	28.080.914	13,0	20.112.770	9,9	39,6

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 2012 E 2011
(Valores expressos em reais)

Descrição	2012	2011
ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Superávit (Déficit) do Exercício	28.080.914	20.112.770
Ajustes p/reconciliar o lucro líquido com o caixa gerado pelas operações:		
Depreciações e Amortizações	10.201.605	10.362.548
Variações Monetárias Líquidas	554.326	689.469
Perda (ganho) na Baixa de Bens do Ativo	20.062	23.997
Adiantamento de caixa – Eletrobras	-	(23.000.000)
Provisão (reversão) para Contingências	4.352.766	7.879.141
Provisão (reversão) para Créditos de Liquidação Duvidosa	8.157	109.326
Subtotal	43.217.830	16.177.251
Aumento (redução) nos Ativos Operacionais		
Recursos Vinculados	(95.027.253)	(139.134)
Contas a Receber	(74.436)	(719.096)
Adiantamentos e Antecipações	308.119	(166.034)
Despesas Pagas Antecipadamente	16.303	(32.665)
Outros Créditos	(76.994)	(200.452)
	(94.854.261)	(1.257.381)
Aumento (redução) nos Passivos Operacionais		
Obrigações a Pagar	4.621.242	(1.071.740)
Tributos e Contribuições Sociais	527.038	2.003
PLR, Férias e 13º Salário a Pagar	1.199.982	1.182.645
Empréstimos e Financiamentos	(1.184.929)	(1.522.443)
	5.163.333	(1.409.544)
Caixa Proveniente das Atividades Operacionais	(46.473.098)	13.510.326
Depósitos Judiciais	(7.932.580)	(1.862.132)
Caixa Líquido das Atividades Operacionais	(54.405.678)	11.648.194
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTOS		
Passivo de Convênios	95.355.913	2.186.171
Caixa Líquido das Atividades de Financiamentos	95.355.913	2.186.171
ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS		
Aquisição de Ativo Imobilizado e Intangível	(20.596.534)	(14.298.527)
Caixa Líquido das Atividades de Investimento	(20.596.534)	(14.298.527)
Aumento (redução) no Caixa e Equivalentes de Caixa	20.353.701	(464.162)
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Período	17.401.495	17.865.657
Caixa e Equivalentes de Caixa no Fim do Período	37.755.196	17.401.495
	20.353.701	(464.162)

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

(Valores expressos em reais)

Descrição	2012	2011
RECEITAS	216.095.920	203.610.030
CONTRIBUIÇÕES ESTATUTÁRIAS	195.311.340	179.939.500
CONTRIBUIÇÕES VINCULADAS A PROJETOS	5.300.000	4.500.000
SERVIÇOS PRESTADOS	15.536.576	19.251.056
OUTRAS RECEITAS	3.514	20.705
PROVISÃO/REVERSÃO DEVEDORES DUVIDOSOS	(8.157)	(109.326)
RECEITAS/DESPESAS NÃO OPERACIONAIS	(47.353)	8.095
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS	48.837.723	45.767.176
SERVIÇOS DE TERCEIROS	23.491.530	20.816.153
MATERIAIS E DESPESAS DE IMPORTAÇÃO	2.393.094	1.962.185
VIAGENS	1.827.516	1.440.739
CONSERVAÇÃO E LIMPEZA	1.476.588	1.400.264
SEGURANÇA	1.975.186	1.718.086
REPRODUÇÃO E CÓPIAS	58.160	65.736
TRANSPORTES	4.702.572	4.493.243
COPA E RESTAURANTE	1.992.811	1.763.291
ENERGIA ELÉTRICA, TELEFONE, ÁGUAS E OUTROS	4.803.592	4.738.128
MANUTENÇÃO E REPAROS	2.464.946	2.607.510
BIBLIOTECA	1.589.335	1.376.805
CONDUÇÃO E REFEIÇÃO	451.366	383.384
CONGRESSOS, CURSOS E SEMINÁRIOS	758.921	1.203.228
SALDO DE CONVÊNIO E DESPESAS LEGAIS E JUDICIAIS	15.878	1.295.273
CONTRIBUIÇÕES INSTITUCIONAIS	186.033	42.783
DESPESA COM PUBLICIDADE	302.249	336.024
DESPESAS DIVERSAS	347.946	124.344
VALOR ADICIONADO BRUTO	167.258.197	157.842.854
RETENÇÕES	14.554.371	18.241.689
DEPRECIÇÃO E AMORTIZAÇÃO	10.201.605	10.362.548
PROVISÕES/REVERSÕES P/CONTINGÊNCIAS	4.352.766	7.879.141
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE	152.703.826	139.601.165
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA	3.678.430	2.402.643
RECEITAS FINANCEIRAS	3.678.430	2.402.643
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	156.382.256	142.003.808
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	156.382.256	142.003.808
DESPESAS COM PESSOAL	123.538.999	117.251.288
IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES	1.265.326	1.021.804
ALUGUÉIS E SEGUROS	1.330.631	1.274.238
DESPESAS FINANCEIRAS	2.166.386	2.343.708
SUPERAVIT/DEFICIT DO EXERCÍCIO	28.080.914	20.112.770

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 2012

(Valores expressos em reais)

COMPONENTES	PATRIMÔNIO	DOAÇÃO DE BENS	SUPERAVIT/DEFICIT ACUMULADO	TOTAL
Saldo em 31/12/2009	79.804,066	-	(22.428.261)	57.375.805
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	57.375.805	-	(20.699.720)	36.676.085
Superávit/Déficit Incorporado ao Patrimônio	(20.699.720)	-	20.699.720	-
Reserva por Doação de Bens Incorporada ao Patrimônio	-	-	-	-
Superávit / Déficit do Exercício	-	-	20.112.770	20.112.770
Saldo em 31/12/2011	36.676.085	-	20.112.770	56.788.855
Superávit/Déficit Incorporado ao Patrimônio	20.112.770	-	(20.112.770)	-
Reserva por Doação de Bens Incorporada ao Patrimônio	4.256	-	-	4.256
Superávit / Déficit do Exercício	-	-	28.080.914	28.080.914
Saldo em 31/12/2012	56.793.111	-	28.080.914	84.874.025

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011.

(Valores expressos em reais)

NOTA 1 – OBJETIVO DA ASSOCIAÇÃO

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;
- 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\$ 6.365.931) representar apenas 2,9% da Receita

Operacional Líquida (R\$ 215.682.908). As demais receitas estão vinculadas às Contribuições Estatutárias e à carteira de Projetos Institucionais delas derivada.

Ajuste a Valor Presente

A fim de atender ao Pronunciamento CPC 12, a administração da Associação resolveu proceder o Ajuste a Valor Presente do seu Contas a Receber, relativamente a seus títulos em aberto há mais de sessenta dias, que não tinham sido provisionados por perda de créditos. Para o desconto a valor presente, utilizou-se a taxa de 7,25% referente a SELIC do ano de 2012.

Redução do Valor Recuperável do Ativo Imobilizado

A administração da Associação, amparada por parecer técnico emitido por Consultoria Jurídica independente, resolveu não aplicar os testes de recuperabilidade de seu Ativo Imobilizado, por entender que a constituição jurídica da Associação e a natureza de seus ativos não são qualificáveis como estando no escopo do Pronunciamento CPC 01.

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: 2%”

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,

assembléia 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/2012:</u>	<u>Dezembro/2011</u>
Caixa	5.937	2.796
Bancos Conta Movimento	365.035	334.143
Aplicações Financeiras – Cepel	34.648.422	6.643.166
Aplicações Financeiras – Longdist	2.735.803	10.421.390
Total	37.755.197	17.401.495

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/2012:</u>	<u>Dezembro/2011</u>
Recursos MME	-	3
Recursos FINEP	309.498	7
Sub-Total	309.498	10

APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	<u>Dezembro/2012:</u>	<u>Dezembro/2011</u>
Recursos MME	1.093.491	1.150.623
Recursos FINEP	3.202.351	3.427.454
Recursos Fundo Patrimonial-Furnas	95.000.000	-
Sub-Total	99.295.842	4.578.077
Total	99.605.340	4.578.087

NOTA 5 – CONTAS A RECEBER

A composição das Contas a Receber está assim representada:

<u>Dezembro/2012:</u>	<u>Dezembro/2011</u>
-----------------------	----------------------

	Contribuições Societárias	Serviços Prestados	Totais	Totais
Associados	-	1.855.726	1.855.726	1.528.733
Eletronorte	-	1.739.824	1.739.824	1.419.675
CHESF	-	87.033	87.033	73.870
Eletronorte	-	28.000	28.000	-
Furnas	-	869	869	35.188
Colaboradores	19.364	284.205	303.569	527.331
Light	-	8.550	8.550	1.200
Tractebel	-	101.000	101.000	13.000
ONS	-	1.090	1.090	171.892
Eletronuclear	-	166.665	166.665	133.550
Petrobras-CENPES	19.364	6.900	26.264	207.689
Participantes	60.642	86.433	147.075	232.428
Cientes no exterior	-	460.041	460.041	291.219
Cientes nacionais	-	2.264.858	2.264.858	2.376.479
Total	80.006	4.951.263	5.031.269	4.956.190
(-) Provisão p/Perdas no Recebimento de Créditos			(801.879)	(793.721)
(-) Ajuste a Valor Presente do Contas a Receber			(643)	-
		Total	4.228.747	4.162.469

5.1 – CONTAS A RECEBER – PARTICIPANTES

Setor Elétrico	Contribuições Societárias	Serviços Prestados	Dezembro/2012:	Dezembro/2011
			Totais	Totais
CEB	-	35.839	35.839	38.239
COELBA	-	2.083	2.083	7.600
CEMIG	-	15.604	15.604	14.900
CERON	-	16.000	16.000	18.400
COELCE	60.642	-	60.642	87.642
CESP	-	-	-	37.350
CTEEP	-	5.364	5.364	3.158
CPFL	-	5.063	5.063	7.462
ELETROPAULO	-	5.280	5.280	5.280
CEEE	-	-	-	8.797
ENERGIPE	-	-	-	1.200
CELPE	-	1.200	1.200	2.400
Total	60.642	86.433	147.075	232.428

5.2 – CONTAS A RECEBER – VENCIDAS E A VENCER:

						Dezembro/2012:
Até 30 dias	De 30 a 59 dias	De 60 a 89 dias	De 90 a 179 dias	A partir de 180 dias	A vencer	Total

CONTRIBUIÇÕES

Associados	-	-	-	-	-	-	-
Colaboradores	-	19.364	-	-	-	-	19.364
Participantes	-	-	-	-	60.642	-	60.642
Subtotal	-	19.364	-	-	60.642	-	80.006

SERVIÇOS**PRESTADOS**

Associados	-	7.000	-	-	869	1.847.857	1.855.726
Colaboradores	-	-	-	-	119.250	164.955	284.205
Participantes	15.500	-	-	-	63.382	7.551	86.433
Clientes no Exterior	127.345	-	201.952	-	109.970	20.775	460.042
Clientes Nacionais	90.935	13.405	144.701	22.840	542.484	1.450.492	2.264.857
Subtotal	233.780	20.405	346.653	22.840	835.955	3.491.630	4.951.263
(-) Ajuste a Valor Presente	-	-	-	-	-	(643)	(643)
Total	233.780	39.769	346.653	22.840	896.597	3.490.987	5.030.626

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\$ 801.879 em 31/12/2012 e R\$ 793.721 em 31/12/2011. Os registros foram efetuados em conformidade com a Lei nº 9430/96, estando os valores discriminados abaixo:

	<u>Dezembro/2012:</u>	<u>Dezembro/2011</u>
Davnar do Brasil S/A	-	11.039
Furnas Centrais Elétricas	869	-
CELPE	1.200	-
COELCE	60.642	-
CPFL	5.063	-
CERON	16.000	-
ONS	1.090	-
ANEEL	14.770	-
Petrobras	8.818	-
Eletronuclear	114.087	-
Amazonas Distribuidora	709	-
Saturno Montagens Elétricas Ltda	5.932	5.932
Inepar S/A	-	95.103
Inepar Hubbel Ltda	-	5.780
Laelc Indústria e Comércio Ltda	143.863	143.863
Construção Remet	14.206	14.206
Telebrasil	-	22.864
Inepar S/A	-	107.857
Lemag	24.747	24.747
Rotork Skilmatic	2.600	2.600
KVA Engenharia	35.000	35.000
Atuação Engenharia	83.500	83.500
The Nature Cons.	22.429	22.429
Formatel	5.429	5.429

Roxpur Measurement	4.729	4.729
Nova Ias	3.412	3.412
Ingelec	-	428
Gamek-Gab	-	30.907
CELG	3.000	3.000
Indusoft Sistemas Ltda	12.200	12.200
CEB	35.839	35.839
Eletropaulo Metropolitana	5.280	5.280
Waltec Eletro	15.880	-
Dresser Rand	24.807	38.927
Coelco SRL Engenharia	5.120	5.120
L. Bernard	14.280	14.280
Cia Eletricidade do Amapá	59.250	59.250
Machado Eletro Mecânica	13.244	-
Cooper-Crouse	14.084	-
CMC do Brasil	2.600	-
Paula Areão da Silva Franzoni	1.200	-
Santa Luzia Energética	13.000	-
Piedade Usina Geradora	13.000	-
Total	801.879	793.721

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. Neste exercício de 2012 a Administração da Associação resolveu estender a constituição da provisão sobre as contribuições e créditos, vencidos há mais de 180 dias, decorrentes de prestações de serviços a sócios.

NOTA 6 – ADIANTAMENTOS E ANTECIPAÇÕES

A sua composição está assim representada:

	<u>Dezembro/2012:</u>	<u>Dezembro/2011</u>
Adiantamentos p/despesas e viagens	1.945	5.085
Adiantamentos de Férias	1.337.898	1.630.082
Outros Adiantamentos	51.070	63.864
Total	1.390.913	1.699.031

NOTA 7 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR

Os valores de **R\$ 4.487.300** registrados neste título do Ativo Realizável a Longo Prazo em 31/12/2012 e de **R\$ 3.979.027** em 31/12/2011, referem-se a COFINS recolhida conservadoramente no período de fevereiro a junho de 1999, tendo em

vista expediente da SRRF/7ª RFnº 2/2/99. Tramita processo administrativo na SRF requerendo o reconhecimento do crédito. Este valor está sendo atualizado mensalmente pela variação da Taxa SELIC.

NOTA 8 – ATIVO IMOBILIZADO

	<u>Dezembro/2012:</u>	<u>Dezembro/2011</u>
IMOBILIZADO EM OPERAÇÃO	202.089.637	234.007.081
Terrenos	409.424	409.424
Edificações	59.472.929	59.472.929
Benfeitorias	29.455.151	27.262.860
Equipamentos	98.842.858	131.737.569
Equipamentos FINEP	8.454.403	8.452.466
Equipamentos MME	1.026.333	1.135.794
Equipamentos PROCEL	156.501	155.997
Móveis e Utensílios	2.123.104	3.132.083
Veículos	598.545	700.970
Bens em Comodato	853.128	853.165
Outras Imobilizações	697.261	693.824
IMOBILIZADO EM ANDAMENTO	69.246.292	59.506.158
Equipamentos em Importação	45.379.730	48.397.871
Aquisições em Processamento	23.866.562	11.108.287
Total	271.335.929	293.513.239
(-) Depreciações / Amortizações	(144.070.307)	(176.795.560)
Valor Líquido	127.265.622	116.717.679

NOTA 9 – ATIVO INTANGÍVEL

	<u>Dezembro/2012:</u>	<u>Dezembro/2011</u>
Projetos Tecnológicos	6.459.514	6.459.514
Marcas e Patentes	1.070.326	897.534
Logiciais (Software)	15.210.431	15.202.842
Total	22.740.271	22.559.890
(-) Amortizações Acumuladas	(20.141.560)	(19.792.358)
Valor Líquido	2.598.711	2.767.532

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 tempo de vida útil foi utilizado para o cálculo das amortizações, a partir do exercício de 2006, estando seu saldo totalmente amortizado.

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.

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\$ 9.150.729 no exercício de 2012, sendo que no exercício de 2011 as contribuições totalizaram R\$ 6.596.059.

A Associação mantém provisionado no Passivo, grupo dos Exigíveis a Longo Prazo, o valor de R\$ 221.688 a título de Dotação Adicional para Desbloqueio da Média do Salário Real de Contribuição de participante aposentado. Esta provisão baseia-se em correspondência da ELETROS, seguindo providências para a celebração de contrato para seu financiamento.

NOTA 11 – OBRIGAÇÕES A PAGAR

As Obrigações da Associação estão assim classificadas:

	<u>Dezembro/2012:</u>	<u>Dezembro/2011</u>
Fornecedores	8.056.619	3.991.178
Salários a Pagar	2.991.168	2.801.181
Encargos Sociais	2.494.237	2.295.145
Pensões Judiciais	110.927	102.674
Contribuições e Amortização Eletros	2.889.952	2.995.792
Outras Contas a Pagar	545.367	281.058
Total	17.088.270	12.467.028

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\$
Eletros CF 022/12	2012/2027	798.352	R\$

Todos os contratos de financiamento são atualizados por encargos e variações monetárias, conforme variação anual do INPC (Índice Nacional de Preços ao Consumidor) do IBGE, mais juros de 6% ao ano, exceto o contrato CF 022/12 que tem seu saldo atualizado conforme variação da URE (Unidade de Referência da Eletros). Os saldos, em 31/12/2012 e em 31/11/2011, estão assim registrados:

CONTRATOS	Dezembro/2012:		Dezembro/2011	
	Circulante	Longo Prazo	Circulante	Longo Prazo
Eletros CF 011/05(atual 17A/06)	1.099.769	10.140.286	1.029.628	10.716.332
Eletros CF 012/05(atual 16A/06)	249.483	2.299.144	233.463	2.429.876
Eletros CF 015/06	215.195	2.369.950	201.470	2.460.981
Eletros CF 018/10	90.537	1.578.708	85.568	1.580.262
Eletros CF 022/12	35.627	762.725	-	-
Total	1.690.611	17.150.813	1.550.129	17.187.451

NOTA 13 – PROVISÕES SOBRE A FOLHA DE PAGAMENTO

As provisões efetuadas sobre a Folha de Pagamento têm a seguinte composição:

	Dezembro/2012:	Dezembro/2011
Provisão de Férias	13.576.136	13.608.183
Provisão de Prêmio de Metas	11.552.774	10.320.745
Total	25.128.910	23.928.928

NOTA 14 – OBRIGAÇÕES DE CONVÊNIOS

O saldo das Obrigações de Convênio, registradas no Passivo Exigível a Longo Prazo, em 31/12/2012 e em 31/12/2011, tem a seguinte composição:

Dezembro/2012:	Dezembro/2011
-----------------------	----------------------

Convênio FINEP – 22.01.0560-00	8.142.023	8.142.023
Convênio FINEP – AUTO AP4	908.370	908.370
Convênio MME – Matriz Energética	63.367	297.709
Convênio FINEP – LONGDIST	15.973.560	15.979.335
Convênio MME – Perdas II	7.162	7.162
Convênio Cepel – FDT – PROCEL – SMDH	168.914	168.914
Convênio FINEP/ADINPE	385.437	361.423
Convênio FINEP/CONTERAIOS	304.394	290.410
Convênio MME/PSTD	886.219	1.111.275
Convênio FINEP/GAIOLA	2.950.055	2.777.842
Convênio FINEP/HELIOTERM	309.498	-
Convênio MME 773762/2012	301.377	-
Convênio Fundo Patrimonial Furnas	95.000.000	-
Total	125.400.376	30.044.463

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 de contas 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 e a sua quitação segue tramitando no MME.

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 nº 03/004/2010 tem por objeto a execução do Projeto intitulado “Contadores de descargas atmosféricas como ferramenta auxiliar aos sistemas especialistas de localização e acompanhamento de

tempestades”, e foi assinado em 25 de outubro de 2010 e o prazo de sua vigência é de 24 meses, sendo de sessenta dias contados do término da vigência, o prazo para a prestação de contas.

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.

O Convênio FINEP-GAIOLA nº 01.10.0617.00 tem por objeto a “Modernização da Capacidade Laboratorial da Gaiola Corona do CEPEL”. Este convênio foi firmado em 30 de novembro de 2010 com vigência de 24 meses. A prestação de contas tem prazo de sessenta dias após o término da vigência do referido Convênio, conforme Instrução Normativa 01/97-STN.

O Convênio FINEP-HELIOTERM nº 01.12.0324.00 tem por objeto a “Implantação de uma Planta Piloto de Geração Heliotérmica na Região do Semiárido do Brasil”. Este convênio foi firmado em 06 de agosto de 2012 com vigência de 36 meses, sendo que sua prestação de contas tem prazo de sessenta dias após seu término, conforme Instrução Normativa 01/97-STN.

O Convênio MME-CRESESB nº 773762/12 tem por objeto a “Manutenção e Expansão das Atividades do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito (CRESESB)”. Este convênio foi firmado em 28 de agosto de 2012 com vigência de 24 meses, sendo que sua prestação de contas tem prazo de sessenta dias após seu término, conforme Instrução Normativa 01/97-STN.

O Convênio Fundo Patrimonial-Furnas – PD 0394-1202/2012 tem por objetivo o “Desenvolvimento de Pesquisas em Ultra Alta Tensão”. Este convênio foi firmado em 28 de dezembro de 2012, com prazo de vigência de 60 meses.

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 2012 e 2011, líquidos dos Depósitos Recursais, conforme quadro abaixo.

Apesar da interposição dos pertinentes instrumentos de recurso, estão, também, provisionadas Contingências oriundas de Ação Fiscal iniciada pela Secretaria Municipal de Fazenda do Rio de Janeiro, conforme abaixo:

	<u>Dezembro/2012:</u>	<u>Dezembro/2011</u>
Provisão para Contingências Trabalhistas	17.542.447	13.189.681
(-) Depósitos Recursais	(12.954.419)	(5.021.840)
Contingências Trabalhistas Líquidas	4.588.028	8.167.841
Provisão para Contingências Fiscais	151.122	151.122
Total de Contingências Trabalhistas e Fiscais	4.739.149	8.318.963

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/2012:</u>	<u>Dezembro/2011</u>
Contingências Trabalhistas de Grau Médio	1.000	1.000

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/2012:</u>	<u>Dezembro/2011</u>
Receita de Prestação de Serviços	15.568.391	19.252.875
(-) Devoluções e Abatimentos	(3.615)	(1.820)
(-) Impostos	(468.521)	(516.483)
(-) Ajuste a Valor Presente	(28.200)	-
Receita Líquida de Prestação de Serviços	15.068.055	18.734.572

NOTA 17 – DESPESAS COM PESSOAL PERMANENTE

As Despesas com Pessoal Permanente estão assim classificadas:

	<u>Dezembro/2012:</u>	<u>Dezembro/2011:</u>
Remunerações	77.670.694	73.501.633
Benefícios Sociais	20.503.081	18.540.942
Encargos Sociais	25.239.472	24.179.092
Quitações Trabalhistas	125.752	1.029.621
Total	123.538.999	117.251.288

As despesas com os Benefícios Sociais que a Associação proporciona a seus empregados têm a seguinte composição:

	<u>Dezembro/2012:</u>	<u>Dezembro/2011:</u>
Contribuições p/Fundação Eletros	9.150.729	6.596.059
Seguro de Vida	2.266.547	2.717.955
Taxa de Administração – Fundação Eletros	245.345	213.787
Plano de Garantia de Renda Mínima Global	228.616	300.641
Complementação Salarial	764.745	584.923
Despesas Médicas	6.727.579	7.063.619
Auxílio Creche	937.406	950.496
Bolsas de Estudos	135.220	85.540
Auxílio Funeral	10.902	9.421
Prorrogação da Licença Maternidade	35.992	18.501
Total	20.503.081	18.540.942

NOTA 18 – DESPESAS GERAIS

Esta rubrica está composta conforme abaixo:

	<u>Dezembro/2012:</u>	<u>Dezembro/2011:</u>
MATERIAIS	2.294.332	1.914.368
VIAGENS	1.827.516	1.440.739
ALUGUEIS E SEGUROS	1.330.630	1.274.238

SERVIÇOS PERMANENTES	10.205.317	9.440.620
Conservação e Limpeza	1.476.588	1.400.264
Segurança	1.975.186	1.718.086
Reprodução e Cópias	58.160	65.736
Transporte	4.702.572	4.493.243
Copa e Restaurante	1.992.811	1.763.291
UTILIDADES E SERVIÇOS	7.268.539	7.345.639
Energia Elétrica	3.192.501	3.074.979
Telefone, Água e Outros	1.611.092	1.663.150
Manutenção e Reparos	2.464.946	2.607.510
BIBLIOTECA	1.589.335	1.376.805
OUTROS	6.522.076	11.397.315
Condução e Refeição	451.366	383.384
Congressos, Cursos e Seminários	758.921	1.203.228
Despesas de Importação	98.762	47.817
Legais e Judiciais	11.604	12.475
Saldo de Convênio	4.274	1.282.798
Contribuições Institucionais	186.033	42.783
Publicidade Legal	57.464	104.664
Publicidade Mercadológica	239.254	231.359
Publicidade Institucional	5.529	-
Provisão Cont. Trabalhistas/Dev. Duvidosos/Fiscais	4.360.923	7.988.467
Perdas com Títulos Incobráveis	242.643	-
Despesas Diversas	105.303	100.340
Total	31.037.746	34.189.723

NOTA 19 – DESPESAS TRIBUTÁRIAS

Esta rubrica está composta conforme abaixo:

	<u>Dezembro/2012:</u>	<u>Dezembro/2011</u>
Imposto de Renda s/ Aplicações Financeiras	640.013	399.585
IPTU	8.728	9.248
IPVA	9.387	10.193
IOF	11.251	8.922
COFINS	102.926	66.425
Outros Impostos e Taxas	24.500	10.947
Total	796.805	505.320

NOTA 20 – OUTROS EVENTOS

SEGUROS:

O seguro patrimonial está composto por três ramos de seguro, com as respectivas apólices:

1 – Riscos Nomeados e Operacionais - Prêmio Anual: R\$ 329.837,98

Compreende as coberturas de instalações prediais e equipamentos para os casos de Incêndio/Raio/Explosão; Danos Elétricos, Quebra de Vidros, Vendaval/Fumaça/Impactos/Queda de Aeronaves; Equipamentos Estacionários, Riscos Diversos Equipamentos em Trânsito, Bens de Terceiros, Responsabilidade Civil (Operações/Empregador/Contingentes de Veículos) e Riscos Diversos Danos Operacionais.

2 – Auto RCF – Prêmio Anual R\$ 45.535,54

Compreende a cobertura total da frota do Cepel para sinistros provenientes de colisão, incêndio, roubo, danos materiais e danos pessoais contra terceiros e propriedade.

3 – Transporte Internacional Importação – Prêmio: Averbação mensal

Compreende a cobertura de bens e equipamentos adquiridos no exterior, transportados via aérea ou marítima, até o devido desembaraço alfandegário. O valor referente ao prêmio da Apólice de Segura Transporte Internacional, será averbado conforme movimentação mensal de bens/equipamentos adquiridos no exterior.

O Valor em Risco contratado através da Apólice Riscos Nomeados e Operacionais é da ordem de R\$ 230.425.279,00 e o limite máximo de indenização é da ordem de R\$ 63.366.950,00. Na composição do Valor em Risco – VR, as unidades Ilha do Fundão e Adrianópolis respondem na proporção de 26% e 74%, respectivamente, e na composição do Limite Máximo de Indenização – LMI, o valor está unificado para ambos locais de risco.

REMUNERAÇÕES:

Conforme determinado no Art. 3º do Decreto nº 95.524/87 e Resolução nº 3 da Comissão Interministerial de Governança Corporativa e de Administração de Participações Societárias da União - CGPAR, a Associação informa que os valores da menor e maior remuneração, praticadas em 31/12/2012, são de R\$ 2.383,46 e de R\$ 33.913,90 respectivamente, e que a remuneração média praticada nesta data é de R\$ 10.483,41. Estes valores incluem salários e adicionais.

TREINAMENTO E DESENVOLVIMENTO:

Além dos benefícios descritos na nota 10, a Associação vem desenvolvendo e ampliando mecanismos e recursos para garantir a melhoria contínua das competências de seus empregados. Até o dia 31 de dezembro de 2012, o valor investido em Treinamento e Desenvolvimento totalizou R\$ 758.921, gerando oportunidades para 423 colaboradores, que representam 87,58% do quadro, o que se traduziu em 12.737 horas de atividades.

NOTA 21 – 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-9400084-0 | Processo de medição e medidor elétrico para faturamento de consumo elétrico a partir de uma rede elétrica |
| 6. | CI-9400084-0 | Medidor Elétrico para faturamento de consumo elétrico a partir de uma rede elétrica |
| 7. | PI-9502486-7 | Circuito eletrônico de sinalização apropriado para acoplamento a um circuito lógico de um equipamento energizado, processo e uso empregando referido circuito |
| 8. | PI-9611603-0 | Linha de transmissão de energia elétrica com dispositivos de proteção contra sobretensões causadas por relâmpagos |

9. 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
10. DI-6704136-1 Configuração Aplicada em Espaçador de Linhas Conductoras de Eletricidade

PATENTES DEPOSITADAS:

11. 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
12. PI-0002430-9 Medidor de energia elétrica e alojamento para um medidor de energia elétrica
13. PI-0201927-2 Transformador de corrente resistente a intempéries e a choques mecânicos
14. PI-0602081-0 Disco Isolador Antipoluição.
15. PI-0703417-2 Sistema Eletrônico de Monitoração Individualizada de Consumos e Método de Monitoramento Individualizado de Consumos em um Sistema de Medição Centralizada
16. PI-0705108-5 Sistema e Método de Avaliação de Buchas Capacitivas
17. PI-0800367-0 Dispositivo para o Estabelecimento de Contato Elétrico em Circuitos de Alta Tensão
18. 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
19. PI-0803730-2 Dispositivo Isolante de Sustentação e de Proteção de Linhas
20. PI-0802154-6 Sistema de Medição e Avaliação de Transformadores de Potência Energizados Através de Resposta em frequência
21. PI-0905866-4 Robô para inspeção de cabos condutores
22. PI-1002299-6 Sistema de Monitoramento de Descargas Parciais

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Aos Administradores do
CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL
Rio de Janeiro (RJ)

Examinamos as demonstrações contábeis do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica - CEPEL, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2012 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido, do Fluxo de Caixa e da Demonstração do Valor Adicionado para o exercício findo naquela data.

Responsabilidade da administração da Entidade sobre as demonstrações contábeis

A administração da entidade é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis 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 contábeis 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 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 contábeis. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, 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 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 tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião

Em nossa opinião as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Centro de Pesquisa de Energia Elétrica - CEPEL, em 31 de dezembro de 2012 e o desempenho de suas operações para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfase

Conforme Nota Explicativa nº 2, a entidade declara que **"A administração da Associação, amparada por parecer técnico emitido por Consultoria Jurídica independente, resolveu não aplicar os testes de recuperabilidade de seu Ativo Imobilizado, por entender que a constituição jurídica da Associação e a natureza de seus ativos não são qualificáveis como estando no escopo do Pronunciamento CPC 01"**. Ocorre, no entanto, que aproximadamente 91% das suas receitas são oriundas de contribuições que só ocorrem por força da existência da entidade e são classificadas como operacionais e que aproximadamente 7% de suas receitas são oriundas de prestação de serviços de seus laboratórios e também são classificadas como operacionais. Dessa forma, em que pese o nosso respeito à consultoria jurídica de alto nível, nosso entendimento é de que os seus ativos são operacionais e não "corporativos" como consta no parecer técnico emitido pelos consultores jurídicos.

Outros

Chamamos a atenção para o fato de que as Demonstrações Contábeis do Exercício encerrado em 31 de dezembro de 2011 foram auditadas por nossa firma de auditoria independente, cujo parecer emitido em 12/03/2012 não continha ressalva.

Ribeirão Preto (SP), 18 de Março de 2013.



AGUIAR FERES Auditores Independentes S/S

CRC-2SP 022486/O-4 CVM - 9555

Tanagildo Aguiar Feres

Contador - CRC-1-SP 067138/O-0



**CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO
SUPERINTENDÊNCIA DE AUDITORIA**

RELATÓRIO DE AUDITORIA N° 19/2012

ANEXO II

**RELAÇÃO DE CONTRATOS COM A REDE CREDENCIADA
ANALISADOS**

AGOSTO 2012

CONFIDENCIAL

RELAÇÃO DE CONTRATOS COM A REDE CREDENCIADA ANALISADOS
(ANEXO II)

CRENCIADO	CPF/CNPJ	ASSINATURA
Rio Mar	32.154.700/0001-27	15/9/1994
Hospital Adventista Silvestre	73.696.718/0002-19	29/4/1996
Policlínica de Botafogo	33.641.176/0001-81	5/11/1996
Hospital Santa Martha	30.079.461/0001-62	11/4/1995
Casa de Saúde Santa Therezinha	33.575.127/0001-98	10/5/1985
Casa de Saúde Santa Lucia	33.630.484/0001-01	22/2/1999
Policlínica do RJ	33.772.096/0001-65	---
Clínica de Traumatologia Ortopedia de Nilópolis Ltda.	31.251.077/0001-68	---
Centro Ortopédico da Gávea	27.052.505/0001-56	16/12/1997
Clínica da Mão e Microcirurgia Ltda.	04.858.918/0001-27	18/11/2010
Odonto Estetic Center Ltda.	---	---
Dra. Cynthia Serviços Odontológicos	10.842.279/0001-04	17/5/2010
Flávia da Silva Carmello	055.232.467-19	24/5/2011
OFS RS Ltda.	04.779.685/0001-77	2/5/2002
Raia S.A.	60.605.664/0001-06	20/8/2010
Ama Assistência Médica Alternativa	00.937.991/0002-14	25/5/2011
Clínica Santa Helena Ltda.	28.847.176/0001-00	---
Valiante Laboratório de Patologia S/C	02.834.314/0001-15	14/1/2011
Haroldo Vieira de Moraes	741.343.457-15	14/9/2004
Reinaldo Afonso Fernandes Junior	088.244.507-33	11/1/2011
Maria Eugênia da Cunha Damaceno	754.667.247-34	13/1/2011

- Os itens negritados também foram analisados no relatório de auditoria 11/2009 e ainda constam com pendência no plano de providência.



**CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO
AUDITORIA INTERNA**

RELATÓRIO DE AUDITORIA Nº 19/2012

**BENEFÍCIOS ASSISTENCIAIS – REEMBOLSO DE
ASSISTÊNCIA MÉDICA E ODONTOLÓGICA**

AGOSTO 2012

CONFIDENCIAL

ATIVIDADE: BENEFÍCIOS ASSISTENCIAIS – REEMBOLSO DE ASSISTÊNCIA MÉDICA E ODONTOLÓGICA

1. INTRODUÇÃO

O presente trabalho de auditoria teve por objetivo verificar a adesão dos procedimentos adotados nos benefícios assistenciais à legislação e às normas internas vigentes, conforme estabelecido no item II.25 do Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna - PAINT – 2012.

2. EQUIPE

A equipe, definida na Ordem de Serviço Nº 20/2012, foi composta pelos auditores Érika Vaz de Moura Nazar, Eduardo Gonzaga Polonini e Francisco Roberto Amorim Ribeiro.

3. ÁREA ENVOLVIDA

Departamento de Gestão de Pessoas – DAG
Fundação Eletrobras de Seguridade Social - Eletros

4. ABRANGÊNCIA

Este trabalho teve como escopo a análise da regularidade dos processos de reembolsos de assistência médica e odontológica adotados na Eletrobras, bem como na verificação da operacionalização das despesas médicas realizada na Eletros, além da verificação dos controles internos adotados.

Para a consecução do presente trabalho foram examinados 100% dos convênios de reciprocidade firmados entre a Fundação ELETROS e as empresas do setor elétrico; o convênio ECV 249/2007 firmado entre a ELETROBRAS e a ELETROS e a movimentação financeira do Fundo Rotativo no período de janeiro de 2012 a abril de 2012.

Convênios de reciprocidade

Nº de Convênio	Conveniente	Assinatura
CV 094/2009	Eletronorte	9/2/2009
CV 098/2008	Amazonas Energia	1/9/2009
CV 099/2009	Boa Vista Energia	15/10/2008
CV 102/2010	Eletronuclear	7/6/2010
CV 112/2011	Eletror Sul	1/7/2011
CV 090/2009	Itaipu Binacional	1/2/2009
CV 080/2008	Fachesf	18/6/2008
CV 077/2007	Faceb	3/12/2007
CV 084/2008	Cesp	1/8/2008
CV 082/2008	Forluz	1/8/2008
CV 088/2008	Banescaixa	1/9/2008
CV 095/2008	Celgmed	10/10/2008
CV 105/2010	Elosaúde	17/8/2010
SN	Furnas	12/7/2010
CV 078/2008	Escelsos	2/1/2008

Foram selecionados, ainda, os contratos com a rede credenciada que constavam como pendentes no plano de providência do relatório de auditoria nº 11/2009 e mais 14 instrumentos contratuais selecionados de forma aleatória dentre o universo de credenciados, incluindo a rede farmácia (Anexo II).

Para as requisições de despesas médicas e odontológicas (livre escolha), o critério adotado foi o de selecionar 1% da quantidade de guias apresentada no mês de janeiro de 2012, onde foram examinados o cálculo, a carência e o valor reembolsado processados naquele mês (item 4.1).

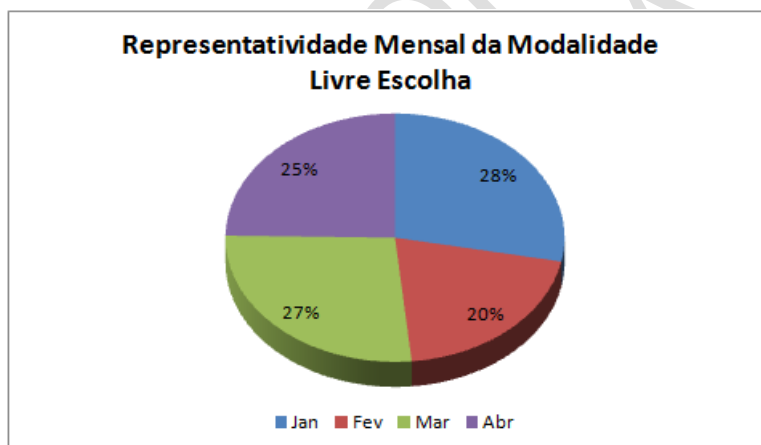
Para a modalidade da rede credenciada foi aplicada o mesmo critério adotado para os de livre escolha, ou seja, 1% das guias, examinando o cálculo e o valor descontado do beneficiário (item 4.2).

4.1 LIVRE ESCOLHA

A tabela a seguir apresenta o montante de valores e guias da modalidade no primeiro quadrimestre de 2012:

	Vlr Total	Qtde de
Mês	em R\$	Guias
Jan	394.547,84	1.727
Fev	285.784,09	1.531
Mar	376.931,72	2.073
Abr	347.648,39	1.629
Total	1.404.912,04	6.960

O gráfico abaixo ilustra a representatividade em % mensal, tomando por base os valores em Reais no quadrimestre.



A amostra de 1% da quantidade de guias do mês de Janeiro de 2012 foi selecionada tendo em vista o valor expressivo faturado no 1º quadrimestre (28% deste total) do ano, obtendo o seguinte demonstrativo.

Seleção por classe de guia						
Mês	GAF	TGH	TGO	TGI	TGS	Total
Jan	9	0	1	0	7	17

Legenda:

- GAF = farmácia
- TGC = guia de consulta utilizada em consultórios médicos
- TGH = tratamento em guia de honorário
- TGO = odontológico
- TGI = internação
- TGS = consultas, exames, óculos, lentes.

Itens selecionados na modalidade Livre Escolha

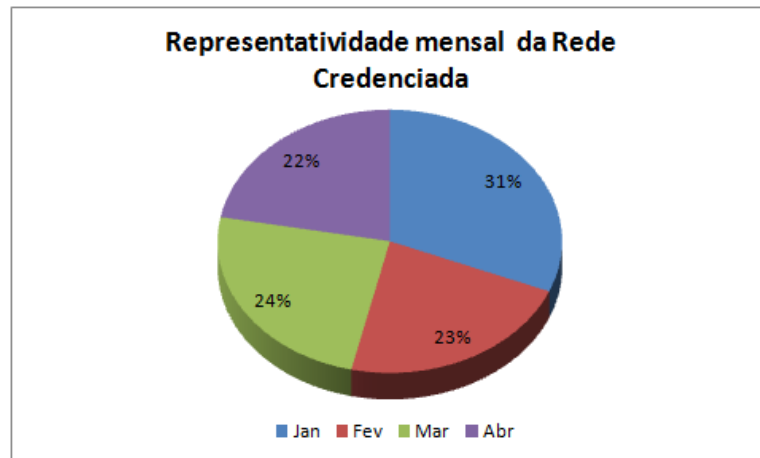
Lote	Pagamento	Classe da Guia	Status	Qtde Guias Lote	Valor Informado*	Valor a Pagar**	Custeio Pat.	Custeio ES	Copart./Usó Ind.
2012_01_45720	25/01/2012	GAF	Faturado	1	1.245,04	1.245,04	933,78		311,26
2012_01_46387	02/02/2012	GAF	Faturado	1	391,78	391,78	293,83		97,95
2012_01_45072	17/01/2012	GAF	Faturado	1	251,32	251,32	188,49		62,83
2012_01_46272	01/02/2012	GAF	Faturado	1	196,10	35,22	26,41		8,81
2011_12_44035	05/01/2012	GAF	Faturado	1	97,59	97,59	73,19		24,40
2012_01_46566	03/02/2012	GAF	Faturado	1	65,47	65,47	49,10		16,37
2012_01_46050	02/02/2012	GAF	Faturado	2	48,34	48,34	36,25		12,09
2012_01_46364	01/02/2012	GAF	Faturado	1	34,00	34,00	25,50		8,50
2012_01_44295	09/01/2012	TGO	Faturado	1	100,00	100,00	90,00		10,00
2012_01_45126	19/01/2012	TGS	Faturado	1	2.100,00	2.100,00	1.890,00		210,00
2011_12_43958	09/01/2012	TGS	Faturado	1	1.000,00	359,00	323,10		35,90
2012_01_44617	16/01/2012	TGS	Faturado	1	600,00	600,00	540,00		60,00
2012_01_45036	19/01/2012	TGS	Faturado	2	350,00	226,80	194,40	32,40	
2012_01_44519	13/01/2012	TGS	Faturado	1	130,00	109,20			109,20
2011_12_44098	05/01/2012	TGS	Faturado	1	50,00	50,00	45,00		5,00
Total de guias selecionadas				17					

4.2 REDE CREDENCIADA

A tabela a seguir apresenta o montante de coberturas da modalidade do primeiro quadrimestre de 2012:

	Valor	Guias
Mês	R\$	Qtde
Jan	1.333.342,94	4.389
Fev	955.296,82	4.840
Mar	1.039.731,44	3.449
Abr	941.972,23	4.143
Total	4.270.343,43	16.821

O gráfico abaixo ilustra a representatividade em % mensal, tomando por base os valores em Reais no quadrimestre.



A amostra de 1% da quantidade de guias do mês de Janeiro de 2012 foi selecionada tendo em vista o valor expressivo faturado no 1º quadrimestre (31% deste total) do ano, obtendo o seguinte demonstrativo.

Quantidade de Guias							
Mês	GAF	TGC	TGH	TGI	TGO	TGS	Total
Jan	8	5	1	1	6	23	44

Legenda:

- GAF = farmácia
- TGC = guia de consulta utilizada em consultórios médicos
- TGH = tratamento em guia de honorário
- TGO = odontológico
- TGI = internação
- TGS = consultas, exames, óculos, lentes.

Itens selecionados na modalidade Rede Credenciada

Guia	Prestador	Classe	Credenciado	Apresentado	Calculado	Base de Cálculo	Glosado	Faturado	Uso Indevido
2011/22034/2/15	04.779.685/0001-77	GAF	Ofs RJ Ltda.	20,20	40,40	20,20	0,00	20,20	0,00
2011/22034/2/33	04.779.685/0001-77	GAF	Ofs RJ Ltda.	420,31	420,31	420,31	0,00	420,31	0,00
2011/22034/2/49	04.779.685/0001-77	GAF	Ofs RJ Ltda.	118,46	118,46	118,46	0,00	118,46	0,00
2011/22034/2/62	04.779.685/0001-77	GAF	Ofs RJ Ltda.	124,74	124,74	124,74	0,00	124,74	0,00
2011/22034/2/70	04.779.685/0001-77	GAF	Ofs RJ Ltda.	38,18	38,18	38,18	0,00	38,18	0,00
2011/22034/2/88	04.779.685/0001-77	GAF	Ofs RJ Ltda.	70,47	70,47	70,47	0,00	70,47	0,00
2012/23710/2/15	60.605.664/0001-06	GAF	Raia SA	70,53	70,53	70,53	0,00	70,53	0,00
2012/23710/2/7	60.605.664/0001-06	GAF	Raia SA	68,46	68,46	68,46	0,00	68,46	0,00
441706	808.056.807-30	TGC	Mauro Rechtdand	52,00	52,00	52,00	0,00	52,00	0,00
2011373	02.294.771/0001-64	TGC	Clin. Sternick dermatologia	52,00	52,00	52,00	0,00	52,00	0,00
460925	02.294.771/0001-64	TGC	Clin. Sternick dermatologia	52,00	52,00	52,00	0,00	52,00	0,00
334020	29.473.196/0001-13	TGC	CDR - Clínica de Doenças Renais	52,00	52,00	52,00	0,00	52,00	0,00
40016311	30.018.501/0001-66	TGC	Creb. Centro de Reumatologia	52,00	52,00	52,00	0,00	52,00	0,00
773600	352.866.017-15	TGH	Asterio Monte Filho	105,88	423,53	105,88	0,00	105,88	0,00
212569		TGI	Hospital São Vicente de Paulo	54.605,99	38.257,68	0,00	651,30	53.954,69	0,00
2963	875.250.977-04	TGO	Luciana Moraes Borges de Souza	60,00	60,00	60,00	0,00	60,00	0,00
255581		TGO	Adriane Azeredo Vieira	61,12	---	61,12	0	61,12	0,00
237668	612.666.397-72	TGO	Marcia Thomaz said Lima	169,67	169,67	169,67	0	169,67	0,00
2156	373.122.357-00	TGO	Alvaro Francisco Carriello Fernandes	30,00	30,00	30,00	0,00	30,00	0,00
242422	30659692/0001-45	TGO	Clinica Odonto Radiologia Copa 500 Ltda	270,00	270,00	270,00	0,00	270,00	0,00
255404	01.033.434/0001-50	TGO	Odonto Estetic Center Ltda	100,00	100,00	100,00	0,00	100,00	0,00
11	12.055.813/0001-68	TGS	Cemig Saúde	60,73	---	60,73	0,00	60,73	0,00
456781	302.018.377-49	TGS	Ivanesio Merlo	52,00	52,00	52,00	0,00	52,00	0,00
2154184	078.293.407-22	TGS	Ana Monteiro Caldas	416,00	416,00	416,00	0,00	416,00	0,00
2	259.619.776-68	TGS	Geraldo Ventura Chedid	19,76	19,76	19,76	0,00	19,76	0,00
209973	33.570.052/0061-93	TGS	Hospital São Vicente de Paulo	195,00	195,00	195,00	0,00	195,00	0,00
5381654	529.943.927-04	TGS	Rosaly Lamfre	416,00	416,00	416,00	0,00	416,00	0,00
331636	261.895.187-53	TGS	Luiza Lamosa Arantes	52,00	52,00	52,00	0,00	52,00	0,00
463356	01.837.721/0001-13	TGS	Clínica Dr. Roberto Jeske Coutinho	52,00	52,00	52,00	0,00	52,00	0,00
s/n	68.605.278/0001-26	TGS	Hematologistas Associados	912,00	---	912,00	0,00	912,00	0,00
1		TGS	Michele Silveiras Duarte de Oliveira	48,60	---	48,60	0,00	48,60	0,00
375292	28.018.844/0001-89	TGS	Centro Ortopedico da Barra Ltda	52,00	52,00	52,00	0,00	52,00	0,00
31212	29.187.069/0001-58	TGS	Center Trauma Clin Tratamato Ortopedica	85,14	98,04	85,14	0,00	85,14	0,00
2003980	00.578.976/0001-46	TGS	Oncotech Oncologia	922,05	86,81	922,05	0,00	922,05	0,00
3075180	33.641.176/0001-81	TGS	Policlínica de Botafogo	7,50	7,80	7,50	0,00	7,50	0,00
3	29.919.917/0001-76	TGS	Pronil C de S E Pronto Socorro Infantil	65,00	---	65,00	0,00	65,00	0,00
537	29.259.736/0004-03	TGS	Medise medicina Diagnóstico e Serv. Ltda	61,80	7,80	61,80	0,00	61,80	0,00
546	29.259.736/0004-03	TGS	Medise medicina Diagnóstico e Serv. Ltda	77,18	23,87	77,18	0,00	77,18	0,00
554	29.259.736/0004-03	TGS	Medise medicina Diagnóstico e Serv. Ltda	63,82	19,64	63,82	9,92	54,00	0,00
565	29.259.736/0004-03	TGS	Medise medicina Diagnóstico e Serv. Ltda	54,00	---	54,00	0,00	54,00	0,00
567	29.259.736/0004-03	TGS	Medise medicina Diagnóstico e Serv. Ltda	54,00	---	54,00	0,00	54,00	0,00
828	29.259.736/0004-03	TGS	Medise medicina Diagnóstico e Serv. Ltda	54,00	---	54,00	0,00	54,00	0,00
2158059	01.446.964/0001-20	TGS	Cancerare Tratamento Oncologico	825,17	843,17	825,17	0,00	825,17	0,00
2137445	08.811.544/0001-45	TGS	Clínica Vascular de Laranjeiras Ltda	136,00	152,00	136,00	0,00	136,00	0,00
Total de guias selecionadas				44					

Os testes realizados abrangeram, dentre outras, as seguintes análises:

- dos cálculos dos valores de reembolso médico, odontológico e de farmácia;
- dos procedimentos aos normativos internos e à legislação pertinente;
- da gestão do Fundo Rotativo;
- do cumprimento das cláusulas do ECV 249/2007 e aditivos firmadas entre a Eletrobras e a Eletros;
- dos contratos firmados entre a Eletros e os prestadores de serviços médicos, hospitalares, odontológicos e de farmácia;
- dos convênios de reciprocidade entre as empresas do setor;
- da conta específica ao Convênio ECV 249/2007, conta corrente 420.915-X - Agência: 3518-1 - Banco do Brasil;
- dos controles internos adotados; e
- das bases de dados do DAG e da Eletros com os titulares e dependentes de benefícios assistenciais.

5. RESULTADOS

A seguir são apresentadas as não conformidades constatadas e ainda pendentes de solução, conforme detalhado na Ata de Encerramento, de 17/8/2012, Anexo I do presente Relatório, bem como as recomendações com vistas à implementação de medidas corretivas.

5.1 - Cobrança indevida de tarifas bancárias

Cobrança de tarifas bancárias na conta específica ao Convênio ECV249/2007, que totalizam R\$541,00 (quinhentos e quarenta e um reais), no período de janeiro a abril de 2012.

A Portaria Interministerial nº 507/201, art. 54, § 4º, estabelece que as contas bancárias específicas de convênio são isentas da cobrança de tarifas bancárias de qualquer natureza (Item II.1 da Ata de Encerramento).

Recomendação ao DAG:

- Solicitar imediato estorno dos valores junto à agência do Banco do Brasil, uma vez que as mesmas não podem ser incluídas nos demonstrativos de despesas que integram as prestações de contas, conforme a Portaria Interministerial nº 507/201, art. 54, § 4º.

5.2 - Aportes financeiros em aplicação diferente ao estabelecido pela legislação

Os recursos do convênio ECV 249/2007 são aplicados em caderneta de poupança, quando o correto deveria ser em fundo de aplicação financeira de curto prazo ou operação de mercado aberto lastreada em títulos da dívida pública, contrariando o artigo 116, § 4º, Lei 8.666/1993 (Item II.2 da Ata de Encerramento).

Recomendação ao DAG:

- Cumprir o estabelecido na Legislação vigente onde os recursos com movimentação de curto prazo, ou seja, inferior a 30 dias, sejam devidamente aplicados, nos termos da Lei nº 8.666/93, artigo 116, § 4º.

5.3 - Ressarcimentos das despesas médico-hospitalares depositados em conta não específica do Convênio

Os depósitos referentes aos ressarcimentos das despesas médico-hospitalares, ocorridos em abril de 2012, devidos pela Eletronorte, no valor de R\$172.121,94, foram depositados na conta corrente do Banco do Brasil - Ag. 3518-1, c/c nº 1.113-4 e não na conta específica para o Convênio, conta corrente 420.915-X - Agência: 3518-1 - Banco do Brasil (Item II.3 da Ata de Encerramento).

Recomendação a Eletros:

- Exigir que qualquer movimentação financeira decorrente da utilização de convênios de reciprocidade com a Eletros seja feita na conta corrente específica nº 420.915-X - Agência: 3518-1 - Banco do Brasil.

5.4 - Convênios de reciprocidade com prazo de vigência expirado

Os instrumentos CV-094/09 Eletronorte, CV-080/08 Fachesf e CV-095/08 Celgmed encontram-se expirados. Os efeitos jurídicos produzidos pelas cláusulas contratuais somente são iniciados a partir da celebração do referido instrumento (Item II.4 da Ata de Encerramento).

<i>Convênio</i>	<i>Assinatura</i>	<i>Vigência</i>
CV-94/2009- Eletronorte	9/2/2009	12 meses
CV-80/2008 - Fachesf	18/6/2008	36 meses
CV-95/2008 - Celgmed	10/10/2008	36 meses

Recomendação a Eletros:

- Diligenciar para que a assinatura dos termos de aditamento de contrato seja promovida até o término da vigência contratual, uma vez que, após o decurso do prazo, numa visão positivista, o contrato considera-se extinto. O artigo 60, parágrafo único da Lei 8.666/93, estabelece que "É nulo e de nenhum efeito o contrato verbal com a Administração (...)".

5.5 - Reembolsos pagos com prazos superiores a 90 dias

Constatou-se que as requisições de processamento de reembolso, RPRs 44645 e 46438, foram pagas com prazos superiores ao estipulado na norma ERH-03, item 3.1.2.14 (Item II.6 da Ata de Encerramento).

Recomendação a Eletros:

- Atentar para o prazo máximo de 90 dias a contar da emissão do recibo ou nota fiscal (mesmo em casos de exigência documental), e não efetuar o processamento de reembolsos que extrapolem a este prazo.

5.6 - Empregados desligados que permanecem inscritos para fins de despesas médicas e odontológicas

Verificou-se a existência de 34 empregados desligados da Eletrobras e que permanecem na base de dados da Eletros como titulares de benefícios assistenciais, o que contraria o item 2.9 da Norma ERH-03 (Item II.7 da Ata de Encerramento).

Recomendação ao DAG:

- Excluir os empregados desligados apontados nos testes de auditoria e desenvolver mecanismo de controle com a Eletros para evitar a repetição do evento.

5.7 - Titulares de benefícios assistenciais que não fazem parte do quadro de empregados da Eletrobras

Verificou-se no relatório encaminhado pela Eletros a existência de 2 (dois) titulares de benefícios assistenciais patrocinado pela Eletrobras, mas que não constam do quadro de empregados na base de dados do DAG (Item II.8 da Ata de Encerramento).

<i>Matrícula Eletros</i>	<i>Data de inclusão</i>
901620500	04/04/2005
902497700	09/09/2010

Recomendação ao DAG:

- Verificar, imediatamente, se os beneficiários têm direito ao benefício assistencial e, em caso negativo, efetuar a exclusão dos mesmos do cadastro de benefícios. Verificar, também, se ocorreu utilização indevida e proceder às medidas cabíveis para restituição.

5.8 - Inscrições concedidas indevidamente

Verificou-se a existência de 2 (dois) Conselheiros inscritos no cadastro de benefícios assistenciais da Eletrobras, cujos mandatos terminaram em 15/06/2011.

A Resolução 1195/2010 revogou as disposições contidas na Resolução nº 845, de 12/8/2010. Nas duas resoluções é prevista a inclusão dos Conselheiros, não extensivo a dependentes e durante a vigência de seus mandatos (Item II.9 da Ata de Encerramento).

Recomendações ao DAG:

- Efetuar a exclusão dos Conselheiros do cadastro de benefícios assistenciais da Eletrobras e desenvolver mecanismo para evitar a repetição do evento;
- Interagir com o DAO para a atualização da norma ERH-03.

5.9 - Contratos com a rede credenciada com prazos expirados

Os contratos com os credenciados Rio Mar, Hospital Adventista Silvestre, Policlínica de Botafogo, Hospital Santa Martha e Oeste Sevia Remoções, encontram-se com seus prazos expirados (Item II.10 da Ata de Encerramento).

Recomendação a Eletros:

- Regularizar os instrumentos contratuais com os credenciados Rio Mar, Hospital Adventista Silvestre, Policlínica de Botafogo, Hospital Santa Martha e Oeste Sevia Remoções, pois os mesmos se encontram expirados e sem eficácia jurídica.

5.10 - Inconsistência na formalização dos contratos com a rede credenciada

Os contratos da Clínica de Traumatologia Ortopedia de Nilópolis Ltda. e Clínica Santa Helena Ltda., não estão assinados e datados pelos respectivos credenciados (Item II.11 da Ata de Encerramento).

Recomendação a Eletros:

- Providenciar, imediatamente, a assinatura dos contratos pelos credenciados Clínica de Traumatologia Ortopedia de Nilópolis Ltda e Clínica Santa Helena.

5.11 - Contratos sem a qualificação específica exigida pela ANS

Os contratos relacionados não apresentam a qualificação específica quanto ao registro da operadora na ANS e o registro da entidade hospitalar no Cadastro Nacional de Estabelecimentos de Saúde, estando assim, em desacordo com o estipulado na Resolução Normativa - RN N^o 42, de 4 de julho de 2003, em seu artigo 2^o, parágrafo único, inciso I, alíneas a e b.

Ressalta-se que os credenciados listados foram objetos de análise do relatório de auditoria 11/2009 e continuam pendentes de regularização contratual (Item II.12 da Ata de Encerramento).

Nome	CNPJ	Assinatura
Rio Mar	32.154.700/0001-27	15/09/1994
Hospital Adventista Silvestre	73.696.718/0002-19	29/04/1996
Policlínica de Botafogo	33.641.176/0001-81	05/11/1996
Hospital Santa Martha	30.079.461/0001-62	11/04/1995
Casa de Saúde Santa Therezinha	33.575.127/0001-98	10/05/1985
Casa de Saúde Santa Lucia	33.630.484/0001-01	22/02/1999
Policlínica do RJ	33.372.096/0001-65	-----
Centro Ortopédico da Gávea	27.052.505/0001-56	16/12/1997

Recomendação a Eletros:

- Providenciar, imediatamente, a regularização dos instrumentos contratuais Rio Mar, Hospital Adventista Silvestre, Policlínica de Botafogo, Hospital Santa Martha, Casa de Saúde Santa Therezinha, Casa de Saúde Santa Lucia, Policlínica do RJ e Centro Ortopédico da Gávea, visando o atendimento à Resolução Normativa - RN N^o 42, de 4 de julho de 2003, em seu artigo 2^o, parágrafo único, inciso I, alíneas a e b.

5.12 - Contratos sem cláusulas relativas aos padrões de acomodação

Os contratos com a Rio Mar, Hospital Adventista Silvestre, Policlínica de Botafogo, Hospital Santa Martha, Casa de Saúde Santa Therezinha, Casa de Saúde Santa Lucia, Policlínica do RJ e AMA assistência Médica Alternativa estão em desacordo com as cláusulas obrigatórias relativas aos padrões de acomodação, estipuladas na Resolução Normativa - N^o 42, de 4 de julho de 2003, em seu artigo 2^o, parágrafo único, inciso II, alínea e, itens 1, 2 e 3.

A RN nº 286, de 10/2/2012, em seu art. 3º, estabelece que as operadoras de planos de saúde terão que se adequar no prazo máximo de 12 (doze) meses, a partir da publicação do respectivo normativo em fevereiro de 2012 (Item II.13 da Ata de Encerramento).

Recomendação a Eletros:

- Atentar para o prazo estabelecido na Resolução Normativa nº 286, de 10/2/2012, no que tange aos critérios de acomodação citados no dispositivo que estabelece que as operadoras de planos de saúde terão que se adequar no prazo máximo de 12 (doze) meses, a partir da publicação do respectivo normativo em fevereiro de 2012.

5.13 - Falta de organização do processo – ECV-249/2007

Os documentos relativos à gestão do convênio ECV-249/2007, não estão organizados em pasta, sequencialmente numerados, rubricados e em ordem cronológica, conforme preceitua o artigo 22, § 4º da Lei 9.784, de 29 de janeiro de 1999 (Item II.15 da Ata de Encerramento)

Recomendação ao DAG:

- Zelar para que as pastas do convênio ECV-249/2007 tenham suas páginas devidamente rubricadas e numeradas, e sejam instruídas, tempestivamente, com todos os documentos comprobatórios dos atos praticados, inclusive a parte relativa à execução do convênio, em atendimento ao disposto no Parágrafo 4º, Artigo 22, da Lei 9.784/99.

6. CONCLUSÃO

Ao final dos trabalhos foi realizada reunião com representantes do Departamento de Gestão de Pessoas – DAG e da Fundação Eletrobras de Seguridade Social - ELETROS, conforme registrado na Ata de Encerramento anexa, com vistas ao conhecimento das não conformidades encontradas.

A Superintendência de Auditoria emitirá, periodicamente, Plano de Providências no qual o DAG e a Eletros informarão sobre o andamento das ações para atendimento das recomendações constantes deste Relatório.

Rio de Janeiro, 22 de agosto de 2012

Érika Vaz de Moura Nazar
Auditora

Eduardo Gonzaga Polonini
Auditor

Francisco Roberto Amorim Ribeiro
Auditor

De acordo.

Fernando Alves Freire
Gerente da Divisão de Auditoria
Interna Corporativa - CAIC

Anexos: Anexo I – Ata de Encerramento
Anexo II – Amostra com a rede credenciada

c.c.: CA / CGU / Presidente da Eletrobras

ASSUNTO: BENEFÍCIOS ASSISTENCIAIS – REEMBOLSO DE ASSISTÊNCIA MÉDICA E ODONTOLÓGICA

FINALIDADE: Encerramento dos trabalhos de auditoria objeto da OS Nº 20/2012, realizados no Departamento de Gestão de Pessoas - DAG.

LOCAL: CA – Vital Brazil 14º andar

DATA: 15/8/2012

PARTICIPANTES

ÓRGÃO

ASSINATURA

Eliomar da Silva Ferreira	DAG	_____
Wilson dos Santos	DAG	_____
Marcelle Martins Machado	DAG	_____
Marcio Alexandre Mello Delgado	DAG	_____
Rogério Carlos Lamim Braz	ELETROS	_____
Marta Regina de Carvalho	ELETROS	_____
Fernando Alves Freire	CA	_____
Érika Vaz de Moura Nazar	CA	_____
Eduardo Gonzaga Polonini	CA	_____
Francisco Roberto Amorim Ribeiro	CA	_____

ASSUNTOS TRATADOS

I. INTRODUÇÃO

Aberta a reunião, os auditores informaram que estavam concluídos os trabalhos de auditoria referentes aos benefícios assistenciais – reembolso de assistência médica e odontológica.

Informaram também que as avaliações foram realizadas por amostragem, compreendendo a análise de documentos, de informações recebidas e dos procedimentos adotados, bem como da sua compatibilidade com a legislação e demais normativos vigentes pertinentes à matéria.

Foram realizadas, dentre outras, as seguintes análises:

- verificação dos cálculos dos valores de reembolso médico, odontológico e de farmácia;
- verificação da adequação dos procedimentos aos normativos internos e à legislação pertinente;
- gestão do Fundo Rotativo;
- verificação do cumprimento das cláusulas do ECV 249/2007 e aditivos firmadas entre a Eletrobras e a Eletros;
- verificação dos contratos firmados entre a Eletros e os prestadores de serviços médicos, hospitalares, odontológicos e de farmácia;
- verificação dos convênios de reciprocidade entre as empresas do setor.

Constam da presente Ata de Encerramento todas as não conformidades constatadas, seguidas dos comentários da área auditada e da Auditoria Interna, conforme explicitado a seguir.

II. CONSTATAÇÕES E COMENTÁRIOS

1. COBRANÇA INDEVIDA DE TARIFAS BANCÁRIAS

a) Constatação

No teste de auditoria realizado verificou-se cobrança de tarifas bancárias na conta específica ao Convênio ECV249/2007, que totalizam R\$541,00 (quinhentos e quarenta e um reais), no período de janeiro a abril de 2012.

<i>Tarifa emissão de DOC/TED</i>	<i>Tarifa de manutenção de conta</i>
R\$490,00	R\$51,00

A Portaria Interministerial nº 507/2011 isenta as contas bancárias específicas de convênios da cobrança das tarifas bancárias.

Além disso, o Acórdão nº 6371/2009, primeira câmara, estabelece:

“(....) alertar o Banco do Brasil para não realizar débitos em contas bancárias específicas de convênios referentes à cobrança de taxas bancárias de qualquer natureza, solicitando, inclusive, providências daquela instituição visando aos estornos de todos os débitos desta natureza, nas contas vinculadas a Convênios. (...)”

b) Comentários do DAG:

Considerando que o assunto fora objeto de análise das áreas Financeiras da Eletrobras e da Eletros quando da elaboração do convênio, o DAG solicitará as devidas orientações às citadas áreas.

c) Comentários da CA:

Os comentários feitos pela Unidade auditada não atendem ao questionamento da auditoria, tendo em vista que o gestor do contrato deve fazer o devido acompanhamento do Convênio, conforme determina a Lei, ou seja, 8.666/93.

Vale ressaltar que a Portaria Interministerial nº 507/201, art. 54, § 4º, estabelece que as contas bancárias específicas de convênio são isentas da cobrança de tarifas bancárias.

É importante que, ao identificarem débitos na conta bancária específica do convênio referentes à cobrança de taxas bancárias de qualquer natureza, solicitem imediato estorno dos valores junto à agência do Banco do Brasil, uma vez que as mesmas não podem ser incluídas nos demonstrativos de despesas que integram as prestações de contas.

2. APORTES FINANCEIROS EM APLICAÇÃO DIFERENTE AO ESTABELECIDO PELA LEGISLAÇÃO

a) Constatação

O artigo 116, § 4º, Lei 8.666/1993 estabelece:

“§ 4º os saldos de convênio, enquanto não utilizados, serão obrigatoriamente aplicados em cadernetas de poupança de instituição financeira pública federal se a previsão de seu uso for igual ou superior a um mês, ou em fundo de aplicação financeira de curto prazo ou operação de mercado aberto lastreada em títulos da dívida pública, quando a utilização desses recursos verificar-se em prazos menores que um mês.”

Constatamos que os recursos do convênio ECV 249/2007 vem sendo aplicados em caderneta de poupança, quando o correto deveria ser em fundo de aplicação financeira de curto prazo ou operação de mercado aberto lastreada em títulos da dívida pública.

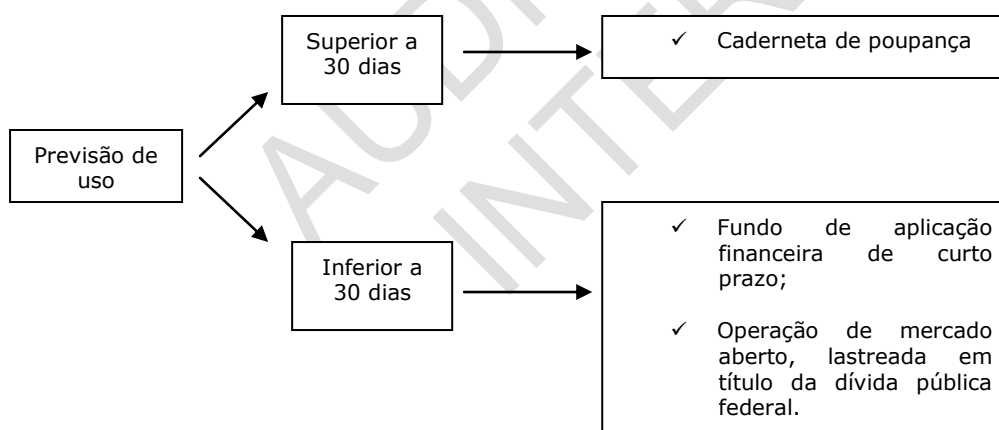
b) Comentários do DAG:

Considerando que o assunto fora objeto de análise das áreas Financeiras da Eletrobras e da Eletros quando da elaboração do convênio, o DAG solicitará as devidas orientações às citadas áreas.

c) Comentários da CA:

A Lei nº 8.666/93, artigo 116, § 4º estabelece:

“§ 4º os saldos de convênio, enquanto não utilizados, serão obrigatoriamente aplicados em cadernetas de poupança de instituição financeira pública federal se a previsão de seu uso for igual ou superior a um mês, ou em fundo de aplicação financeira de curto prazo ou operação de mercado aberto lastreada em títulos da dívida pública, quando a utilização desses recursos verificar-se em prazos menores que um mês.”



É necessário que o DAG, como gestor, determine e acompanhe o cumprimento do estabelecido na Legislação vigente onde os recursos com movimentação de curto prazo, ou seja, inferior a 30 dias, sejam devidamente aplicados, nos termos da Lei.

3. NÃO RESSARCIMENTO DE DESPESAS MÉDICAS NO PRAZO ESTIPULADO EM CONVÊNIO

a) Constatação

Não foram identificados na conta específica, Banco do Brasil, agência 3518-1, conta corrente 420915-x, os depósitos referentes aos ressarcimentos das despesas médico-hospitalares, ocorridos em abril de 2012, devidos pela Eletronorte, no valor de R\$172.121,94, conforme o estabelecido no CV-094/09, Cláusula Nona que determina o prazo máximo de 30 dias úteis.

“ (...) deverão ser pagas no prazo mínimo de 15 (quinze) dias úteis e no máximo de 30 (trinta) dias úteis, contados da data em que forem recebidas, através de ficha de compensação bancária ou crédito em conta bancária, de conformidade com as informações fornecidas reciprocamente pelas Convenentes.

Os prazos acima estabelecidos deverão ser revistos e alterados, caso a inflação mensal atinja o índice percentual igual ou superior a 2% (dois por cento). (...)”

b) Comentários da Eletros:

Excepcionalmente no mês de março/2012 o convênio de reciprocidade Eletronorte, devolveu o processo de cobrança para ajuste operacional da planilha (relatório dos procedimentos médicos). O processo foi reenviado em abril/2012. O pagamento foi realizado em maio 2012.

c) Comentários da CA:

Após análise do extrato bancário do mês de maio/2012 encaminhado pela Eletros, observou-se que o valor devido pela Eletronorte foi depositado na conta corrente do Banco do Brasil - Ag. 3518-1, c/c nº 1.113-4.

Ressalta-se que a conta específica do Convênio para benefícios assistenciais é a conta corrente 420.915-X - Agência: 3518-1 - Banco do Brasil. A Eletros deve zelar para que quaisquer movimentações sempre ocorram por esta conta.

4. CONVÊNIOS DE RECIPROCIDADE COM PRAZO DE VIGÊNCIA EXPIRADO**a) Constatação**

Os instrumentos CV-094/09 Eletronorte, CV-080/08 Fachesf e CV-095/08 Celgmed encontram-se expirados.

<i>Convênio</i>	<i>Assinatura</i>	<i>Vigência</i>
CV-94/2009- Eletronorte	9/2/2009	12 meses
CV-80/2008 - Fachesf	18/6/2008	36 meses
CV-95/2008 - Celgmed	10/10/2008	36 meses

b) Comentários da Eletros:

Estão sendo providenciadas as renovações contratuais com a FACHESF e CELGMED. Quanto a ELETRONORTE, por ser uma Sociedade Anônima de economia mista o contrato será renovado com vigência pré-determinada.

c) Comentários da CA:

Os efeitos jurídicos produzidos pelas cláusulas contratuais somente são iniciados a partir da celebração do referido instrumento.

Assim no que diz respeito à matéria é importante que a Eletros diligencie para que a assinatura dos termos de aditamento de contrato seja promovida até o término da vigência contratual, uma vez que, após o decurso do prazo, numa visão positivista, o contrato considera-se extinto.

Por essa razão, é importante que proceda tempestivamente a formalização dos aditivos, de modo a evitar a execução de serviços sem cobertura contratual ou a própria extinção do contrato.

O artigo 60, parágrafo único, Lei 8.666/93 estabelece:

“É nulo e de nenhum efeito o contrato verbal com a Administração (...)”

5. CONVÊNIOS DE RECIPROCIDADE COM CLÁUSULA DE RENOVAÇÃO AUTOMÁTICA**a) Constatação**

O art. 57 da lei 8.666/93 estabelece, em seu inciso II, que o prazo de vigência dos contratos não deve ultrapassar sessenta meses; o parágrafo 3º do mesmo artigo determina que é vedado contrato com prazo de vigência indeterminado. O art. 116 da lei 8.666/93 estabelece a aplicação de seus dispositivos aos convênios no que couber.

Os convênios de reciprocidade listados a seguir constam com Cláusula de renovação automática por prazo indeterminado, o que fere a legislação citada.

Convênio	Assinatura
CV 90/2009 Itaipu Binacional	1/2/2009
CV 77/2007 Faceb	3/12/2007
CV 84/2008 CESP	1/8/2008
CV 82/2008 Forluz	1/8/2008
CV 88/2008 Banescaixa	1/9/2008
CV 105/2010 EloSaude	17/8/2010

b) Comentários da Eletros:

Os convênios de reciprocidade devem ser firmados apenas com entidades congêneres (AUTOGESTÕES). Inclusive, essa possibilidade decorre de normatização da própria ANS.

O referido artigo somente se aplicaria se alguma empresa pública que tivesse plano na modalidade autogestão inscrito na ANS firmasse convênio de reciprocidade com a ELETROS.

c) Comentários da CA:

Considerando as explicações prestadas e o fato dos Convênios terem sido celebrados pela Eletros com as respectivas instituições esta auditoria considera os comentários o questionamento atendido.

6. REEMBOLSOS PAGOS COM PRAZOS SUPERIORES A 90 DIAS

a) Constatação

A apresentação de despesas médicas e odontológicas para fins de reembolso tem o seu prazo estabelecido na norma ERH-03 de 90 dias, item 3.1.2.14, a contar da emissão do recibo ou da nota fiscal relativa ao pagamento da despesa.

Constatou-se a existência de pagamentos de reembolsos de eventos realizados com prazos superiores ao estipulado na referida norma, conforme demonstrado a seguir:

<i>Código do beneficiário</i>	<i>Lote/Guia</i>	<i>Data da RPR</i>	<i>Pagamento de reembolso</i>
006090500	RPR 44645 RPR 46438	março/2011 abril/2011	janeiro/2012 janeiro/2012
004432100	2012-01-23418/38 2012-01-23418/40 2011-01-22360/33 2012-01-23418/39 2012-01-23708/04 2011-12-22360/31	agosto/2011 agosto/2011 setembro/2011 setembro/2011 setembro/2011 agosto/2011	fevereiro/2012 fevereiro/2012 fevereiro/2012 fevereiro/2012 fevereiro/2012 fevereiro/2012
005875000	2012-01-24674/2452	outubro/2011	fevereiro/2012

b) Comentários da Eletros:

Código de beneficiário: **006090500**

A RPR 44645 foi apresentada no Eletros-Saúde em 13/06/11 com data da despesa em 31/03/2011, corretamente dentro do prazo de 90 dias. Porém, caiu em exigência por falta de laudo médico atualizado. A usuária foi comunicada na época, e apresentou o laudo em janeiro de 2012.

A RPR 46438 foi apresentada no Eletros-Saúde em 04/07/2011 com data da despesa em 30/04/2011, corretamente dentro do prazo de 90 dias. Também caiu em exigência por falta do laudo de psicoterapia. O pagamento foi efetuado também em janeiro após o recebimento do laudo.

Obs.: *A partir de janeiro de 2012 todas as RPRs que caem em exigência são devolvidas para posterior reapresentação pelo usuário.*

Código de beneficiário: **004432100 e 005875000**

Os lotes relacionados abaixo não são de Reembolso e sim da rede credenciada.

Estamos providenciando a ativação de crítica no sistema para bloqueio e não pagamento de despesas com mais de 90 dias.

- a) **LOTE/GUIA 2012-01-23418/38** - Relatório de cobrança da Eletronorte recebido em 29/11/2011 com crédito ao credenciado em 23/01/2012. A guia 38 contém despesas de 02/08/2011 que foram processadas e pagas em fev/12.
- b) **LOTE/GUIA 2012-01-23418/40** - Relatório de cobrança da Eletronorte recebido em 29/11/2011 com crédito ao credenciado em 23/01/2012. A guia 40 continha despesas de 12/08/2011 processadas e pagas.
- c) **LOTE/GUIA 2011-12-22360/33** - Relatório de cobrança da Eletronorte recebido em 27/12/2011 com crédito ao credenciado em 13/02/2012. A guia 33 contém despesas de 02/09/2011 processadas e pagas.
- d) **LOTE/GUIA 2012-01-23418/39** - Relatório de cobrança da Eletronorte recebido em 29/11/2011 com crédito ao credenciado em 23/01/2012. A guia 39 contém despesas de 03/09/2011, estando a mesma dentro do prazo estipulado para processamento e pagamento;
- e) **LOTE/GUIA 2012-01-23708/04** - Relatório de cobrança da Eletronorte recebido em 29/11/2011 com crédito ao credenciado em 23/01/2012. A guia 04 contém despesas de 19/09/2011 estando a mesma dentro do prazo estipulado para processamento e pagamento;
- f) **LOTE/GUIA 2011-12-22360/31** - Relatório de cobrança da Eletronorte recebido em 27/12/2011 com crédito ao credenciado em 13/02/2012. A guia 31 contém despesas de 30/08/2011 processada e paga.
- g) **LOTE/GUIA 2012-01-24674/2452** - Lote do credenciado Casa de

Saúde São José recebido em 19/01/2012 com crédito ao credenciado em 23/03/2012. A guia 245225 contem despesas dos dias 14 e 15/10/2011 que foram processadas e pagas.

c) Comentários da CA:

A norma ERH-03, item 3.1.2.14, estabelece:

“o beneficiário deve solicitar reembolso em até 90 dias a contar da data de emissão do recibo ou da nota fiscal relativa ao pagamento da despesa”.

Caso exista algum documento em desacordo com a norma de benefícios assistenciais, a Eletros deve devolvê-lo ao beneficiário e informá-lo que o prazo máximo para o reembolso é o estipulado na referida norma, ou seja, de 90 dias a contar da emissão do recibo ou nota fiscal.

7. EMPREGADOS DESLIGADOS QUE PERMANECEM INSCRITOS PARA FINS DE DESPESAS MÉDICAS E ODONTOLÓGICAS**a) Constatação**

Verificou-se a existência de 34 empregados desligados da Eletrobras e que permanecem na base de dados da Eletros como titulares de benefícios assistenciais, o que contraria o item 2.9 da Norma ERH-03.

Nome	Situação cadastral
Alexandre Weishaupt Theme	Empregado desligado em 02-07-2009
Anselmo Machado Borba	Empregado desligado em 27-07-2009
Antonio Carlos D M Sarmento	Empregado desligado em 13-02-2008
Bruno Dos Santos Silvestre	Empregado desligado em 03-01-2011
Carla Da Nobrega Lins Fonseca	Requisitada desligado em 30-11-2011
Carlos Alberto De Barros Ferreira	Requisitado desligado em 31-12-2011
Christian Mary Rocha	Empregado desligado em 22-10-2010
Christina E Fischer M Maia Forte	Empregado desligado em 17-02-2012
Cristiano Gomes Da S Paladino	Empregado desligado em 13-07-2007
Emiliano Felipe Dos Santos Caruso	Empregado desligado em 29-10-2010
Fabio Mendes Da Silva	Empregado desligado em 13-07-2007
Felipe Mattos Delgado	Empregado desligado em 04-06-2007
Francisco Paulino Mota	Empregado desligado em 23-03-1992
Gustavo Goulart Pereira	Empregado desligado em 29-09-2010
Izabella Carelli	Empregado desligado em 04-01-2012
Janaina Dos Santos Da Silva	Empregado desligado em 13-03-2012

Juliana Daltro Do E S Ayres	Empregado desligado em 09-07-2009
Leticia Santos G. Albuquerque	Empregado desligado em 30-12-2010
Luciano Da Silva Jesus	Empregado desligado em 03-05-2010
Marcella Regina V Wanderley	Empregado desligado em 31-05-2007
Marcelo Antunes Assuncao	Empregado desligado em 24-01-2012
Marcelo Silva Castro	Empregado desligado em 16-07-2010
Mariana Felix Figueiredo Teixeira	Empregado desligado em 05-06-2010
Mariana Furuguem	Empregado desligado em 08-07-2009
Maycoln Guimaraes Do Carmo	Empregado desligado em 03-02-2012
Moacyr Alves Ferreira Filho	Requisitado desligado em 15-11-2010
Odilson Salerno	Empregado desligado em 31-12-2009
Reinaldo Jose De Freitas	Empregado desligado em 22-03-2012
Rodrigo Daflon Leite	Empregado desligado em 29-02-2012
Thais Silva Dos Santos	Empregado desligado em 13-03-2012
Thiago Jose M. Antunes Parreiras	Empregado desligado em 01-07-2011
Vinicius Azara Gonzales	Empregado desligado em 03-02-2012
Vinicius Pintas Marinho	Empregado desligado em 16-11-2010
Waldes De Azevedo Moraes Jr	Empregado desligado em 20-06-2007

Fonte: relatório encaminhado pelo DAGB em 15/06/2012

b) Comentários do DAG:

Quando um empregado deixa a empresa, esse desligamento é registrado no sistema de cadastro. Esse registro gera um link automático com o sistema do plano de saúde, desativando o empregado no mesmo, atualizando o arquivo que é enviado ao Eletros-Saúde. Todos os empregados listados encontram-se desligados em nosso sistema do plano de saúde e não fazem mais parte do arquivo enviado ao Eletros-Saúde, excetos os empregados Bruno dos Santos Silvestre e Mariana Félix Figueiredo Teixeira, que por um erro no link ainda estavam ativos. Já efetuamos os desligamentos. Nestes casos, a Eletros não atualizou a sua base de dados. Vamos interagir com a Eletros para regularizar. Informamos ainda que os empregados Antonio Carlos D. M. Sarmiento e Marcella Regina V. Wanderley constam ainda no sistema não como titulares, mas como dependentes de outros empregados.

c) Comentários da CA:

Durante os testes de auditoria, observou-se que todos os empregados listados constavam como ativos na base de dados da Eletros, e esta nos informou que atualiza seus arquivos constantemente de acordo com as informações encaminhadas pelo DAG.

Assim sendo, o Departamento de Gestão de Pessoas como responsável pelo

cadastro de beneficiários para fins de reembolso de despesas médicas e odontológicas deve excluir os empregados desligados apontados nos testes de auditoria e interagir com a Eletros no sentido de atualizar a base de dados daquela Fundação. É importante ressaltar que seja desenvolvido mecanismo de controle entre o DAG e Eletros para evitar a repetição do evento.

8. TITULARES DE BENEFÍCIOS ASSISTENCIAIS QUE NÃO FAZEM PARTE DO QUADRO DE EMPREGADOS DA ELETROBRAS

a) Constatação

Verificou-se no relatório encaminhado pela Eletros a existência de 2(dois) titulares de benefícios assistenciais patrocinado pela Eletrobras, mas que não constam do quadro de empregados na base de dados do DAG.

<i>Matrícula Eletros</i>	<i>Nome do titular</i>	<i>Data de inclusão</i>
901620500	Sergio Falcometa Neves	04/04/2005
902497700	Maria Augusta de Paula Lopes Brandao	09/09/2010

b) Comentários do DAG:

A Sra. Maria Augusta de Paula Lopes Brandão é dependente de um ex-empregado da Eletrobras e ganhou na justiça o direito ao benefício do plano de saúde. Estamos levantando toda a documentação pertinente ao caso. Em relação ao Sr. Sérgio Falcometa Neves, imaginamos tratar-se de situação semelhante, mas não conseguimos identificar documentos desse caso. Continuamos esse levantamento.

c) Comentários da CA:

Verificar, imediatamente, se os beneficiários têm direito ao benefício assistencial e, em caso negativo, efetuar a exclusão dos mesmos do cadastros de benefícios. Verificar, também, se ocorreu utilização indevida e proceder as medidas cabíveis para restituição.

9. INSCRIÇÕES CONCEDIDAS INDEVIDAMENTE

a) Constatação

O item 2.9 da norma ERH-3 que disciplina a cobertura parcial de despesas

com assistência à saúde estabelece:

“São os titulares dos órgãos executivos de direção superior, os contratados para funções de confiança da administração superior por prazo determinado, os empregados e os requisitados e cedidos que fazem a opção formal pela cobertura parcial de despesas com assistência à saúde, os quais tenham cumprido todas as fases do exame médico periódico anual, bem como os respectivos dependentes cadastrados conforme critérios estabelecidos em norma específica”.

Verificou-se a existência de 2(dois) Conselheiros, cargo não previsto no item 2.9 da norma ERH-03, inscritos no cadastros de benefícios assistenciais da Eletrobras. Verificou-se também que o término de mandato ocorreu em 15/06/2011.

<i>Matrícula Eletros</i>	<i>Data de inclusão</i>
902556000	12/08/2010
902551100	12/08/2010

b) Comentários do DAG:

A inclusão de Conselheiros de Administração no plano de saúde foi autorizada através da Resolução 1195/2010. Vamos interagir com o DAO para atualizarmos a norma. Em relação ao término de mandato, informamos que o Conselheiro de matrícula 9025560 já encontrava-se desligado no sistema do plano de saúde. Já com o Conselheiro de matrícula 9025511 ocorreu o mesmo problema de link explicado no item 7, já tendo sido regularizado por este DAG.

c) Comentários da CA:

Durante os testes de auditoria, observou-se que os conselheiros listados constavam como ativos na base de dados da Eletros, e a mesma nos informou que atualiza seus arquivos constantemente de acordo com as informações encaminhadas pelo DAG.

A Resolução 1195/2010 revogou as disposições contidas na Resolução nº 845, de 12/8/2010. Nas duas resoluções é prevista a inclusão dos Conselheiros, não extensivo a dependentes e durante a vigência de seus mandatos.

O DAG deve efetuar a exclusão dos Conselheiros do cadastro de benefícios assistenciais da Eletrobras, pois o término de mandato ocorreu em

15/06/2011 e já não possuem direito ao benefício. Desenvolver mecanismo para evitar a repetição do evento.

Ressalta-se que o DAG deverá interagir com o DAO para a atualização da norma ERH-03.

10. CONTRATOS COM A REDE CREDENCIADA COM PRAZOS EXPIRADOS

a) Constatação

Nos testes de auditoria realizados, verificou-se que os contratos com os credenciados Rio Mar, Hospital Adventista Silvestre, Policlínica de Botafogo, Hospital Santa Martha e Oeste Sevia Remoções, encontram-se com seus prazos expirados.

b) Comentários da ELETROS:

Os contratos citados não foram adaptados, embora tenhamos enviado e reenviado as novas versões e provocado reuniões com alguns prestadores desde a ocasião das resoluções normativas que dizem respeito à contratualização. Muitos prestadores quiseram aproveitar o momento para exigir condições negociações que não são justas ou satisfatórias, por isso o processo de recontratualização de algumas entidades se prorroga até os dias de hoje. Os itens objetos das constatações dessa auditoria serão atendidos com a recontratualização, para o que continuamos envidando esforços. Abaixo informamos o status dos processos das entidades citadas:

Hospital Rio Mar – contrato em fase de elaboração da nova versão renegociada

Hospital Adventista Silvestre contrato enviado para assinatura em 11/11/2011

Casa de Saúde e Maternidade Santa Martha - contrato enviado para regularização desde 2009, porém, apresentaram contestações. Não concordamos com as propostas apresentadas e continuamos tentando manter as condições atualmente praticadas.

Policlínica de Botafogo e Oeste Service Remoções – será providenciado novo reenvio dos instrumentos contratuais.

c) Comentários da CA:

É necessário que a Eletros agilize o processo e regularize tais instrumentos contratuais, pois os mesmos se encontram expirados e sem eficácia jurídica.

11. INCONSISTÊNCIA NA FORMALIZAÇÃO DOS CONTRATOS COM A REDE CREDENCIADA

a) Constatação

Os contratos da Clínica de Traumatologia Ortopedia de Nilópolis Ltda. e Clínica Santa Helena Ltda., não estão assinados e datados pelos respectivos credenciados.

Registramos o fato da não entrega do contrato entre a ELETROS e Odonto Estetic Center Ltda., à Auditoria para nossos exames.

b) Comentários da ELETROS:

Clínica de Traumatologia Ortopedia de Nilópolis Ltda. – recebemos o contrato assinado pela entidade (cópia anexo 1), e o encaminhamos para assinatura da diretoria da Eletros.

Clínica Santa Helena – reiteramos solicitação de assinatura do contrato, enviado em 04/05/2012 pelo correio e já reenviado por email em data posterior. Em função da necessidade de garantir aos usuários assistência à saúde no melhor hospital da região de Cabo Frio e adjacências, após 7 anos de entendimentos, conseguimos um acordo operacional assinado pela clínica e pela Eletros (já entregue à essa auditoria), enquanto o contrato tramita. Nesse acordo constam as condições comerciais, os compromissos para atendimento por parte do prestador e para pagamento por parte da Eletros.

Odonto Estetic Center Ltda. – cópia do contrato em anexo (anexo 2).

c) Comentários da CA:

É importante que a Eletros providencie a regularização dos contratos com os credenciados Clínica de Traumatologia Ortopedia de Nilópolis Ltda e Clínica Santa Helena.

12. CONTRATOS SEM A QUALIFICAÇÃO ESPECÍFICA EXIGIDA PELA ANS**a) Constatação**

Os contratos abaixo relacionados não apresentam a qualificação específica quanto ao registro da operadora na ANS e o registro da entidade hospitalar no Cadastro Nacional de Estabelecimentos de Saúde, estando assim, em desacordo com o estipulado na Resolução Normativa - RN N^o 42, de 4 de julho de 2003, em seu artigo 2^o, parágrafo único, inciso I, alíneas a e b.

Nome	CNPJ	Assinatura
Rio Mar	32.154.700/0001-27	15/09/1994
Hospital Adventista Silvestre	73.696.718/0002-19	29/04/1996
Policlínica de Botafogo	33.641.176/0001-81	05/11/1996
Hospital Santa Martha	30.079.461/0001-62	11/04/1995
Casa de Saúde Santa Therezinha	33.575.127/0001-98	10/05/1985
Casa de Saúde Santa Lucia	33.630.484/0001-01	22/02/1999
Policlínica do RJ	33.372.096/0001-65	-----
Centro Ortopédico da Gávea	27.052.505/0001-56	16/12/1997

Verificou-se ainda que o contrato celebrado com a credenciada Flávia da Silva Carmello não apresenta a informação do registro do consultório no Cadastro Nacional de Estabelecimentos de Saúde, estando em desacordo com a Resolução Normativa RN N^o 71, de 17 de março de 2004, em seu art. 2^o, parágrafo único, inciso I, alínea b.

b) Comentários da ELETROS:

Os contratos citados não foram adaptados, embora tenhamos enviado e reenviado as novas versões e provocado reuniões com alguns prestadores desde a ocasião das resoluções normativas que dizem respeito à contratualização. Muitos prestadores quiseram aproveitar o momento para exigir condições de negociações que não são justas ou satisfatórias, por isso o processo de recontratualização de algumas entidades se prorroga até os dias de hoje. Os itens objetos das constatações dessa auditoria serão atendidos com a recontratualização, para o que continuamos envidando esforços. Abaixo

informamos o status dos processos das entidades citadas:

Hospital Rio Mar - contrato em fase de elaboração da nova versão renegociada

Hospital Adventista Silvestre contrato enviado para assinatura em 11/11/2011

Casa de Saúde e Maternidade Santa Martha - contrato enviado para regularização desde 2009, porém, apresentaram contestações. Não concordamos com as propostas apresentadas e continuamos tentando manter as condições atualmente praticadas.

Casa de Saúde Santa Lúcia - contrato enviado para assinatura em 17/11/2011

Casa de Saúde Santa Therezinha - contrato enviado para assinatura em 01/11/2011

Policlínica de Botafogo, Policlínica do RJ, Oeste Service Remoções e Centro Ortopédico da Gávea - será providenciado novo reenvio dos instrumentos contratuais.

Flávia da Silva Carmello (data de contrato 24/05/2011) - quanto ao contrato não apresentar o CNES, informamos que muito embora se trate de campo obrigatório em todos os contratos, a cidade do RJ não emite CNES, há muitos anos, para os profissionais de saúde pessoa física domiciliados no município.

Fizemos contato com a prefeitura para certificar a veracidade dos depoimentos e declarações emitidas pelos profissionais informand, à época, o acontecido. Em 23/12/2008, o CREMERJ, em declaração pública veiculado nas principais mídias, isenta os médicos desse cadastro em função da não emissão pelo órgão governamental.

A partir dos contratos emitidos em agosto/2011 a Eletros determinou que, para que os contratos não apresentassem o campo CNES não preenchido ou em branco, que suprimisse tal campo quando de profissionais de saúde pessoa física domiciliados na cidade do RJ.

c) Comentários da CA:

Ressalta-se que os credenciados listados foram objetos de análise do relatório de auditoria 11/2009 e continuam pendentes de regularização contratual, contrariando os termos da resolução normativa RN 42 - Hospitais.

A Eletros deve providenciar, imediatamente, a regularização dos instrumentos contratuais visando o atendimento à legislação vigente.

13. CONTRATOS SEM CLÁUSULAS RELATIVAS AOS PADRÕES DE ACOMODAÇÃO**a) Constatação**

Os contratos abaixo relacionados estão em desacordo com as cláusulas obrigatórias relativas aos padrões de acomodação, estipuladas na Resolução Normativa – N^o 42, de 4 de julho de 2003, em seu artigo 2^o, parágrafo único, inciso II, alínea e, itens 1, 2 e 3 que estabelecem:

“(...)1. previsão de que inexistindo vaga na acomodação contratada pelo consumidor, o ônus adicional da internação do mesmo em acomodação superior, conforme determina o artigo 33 da Lei 9.656 de 1998, será da operadora de planos privados de assistência à saúde; (Acrescentado pela RN n^o 286, de 10/02/2012).”

“2. previsão acerca da obrigação do prestador de serviço em comunicar imediatamente à operadora de planos privados de assistência à saúde, quando configurada a hipótese do item anterior; e (Acrescentado pela RN n^o 286, de 10/02/2012).”

“3. previsão de que, em havendo disponibilidade de vaga na acomodação contratada em outro prestador de serviço, integrante da rede prestadora do produto contratado, poderá a operadora de planos privados de assistência à saúde remover o consumidor, arcando com o ônus desta, considerando suas condições clínicas e desde que autorizado pelo médico assistente. (Acrescentado pela RN n^o 286, de 10/02/2012) (...)”

Nome	CNPJ	Assinatura
Rio Mar	32.154.700/0001-27	15/09/1994
Hospital Adventista Silvestre	73.696.718/0002-19	29/04/1996
Policlínica de Botafogo	33.641.176/0001-81	05/11/1996
Hospital Santa Martha	30.079.461/0001-62	11/04/1995
Casa de Saúde Santa Therezinha	33.575.127/0001-98	10/05/1985
Casa de Saúde Santa Lucia	33.630.484/0001-01	22/02/1999
Policlínica do RJ	33.372.096/0001-65	-----
Ama Assistência Médica Alternativa	00.937.991/0002-14	25/05/2011

b) Comentários da ELETROS:

Os contratos deverão ser adaptados sob a égide da IN 49, em prazo estipulado pela própria ANS, novembro/2012. Ainda, está sendo aguardada orientação da UNIDAS - União Nacional das Instituições de Autogestão em Saúde, entidade que representa os interesses de Operadoras de Saúde como a Eletros, sobre como melhor redigir e negociar as condições de reajuste. Ainda, a Unidas entrou com uma liminar contra esta IN que foi acolhida pela ANS (anexo 3). Assim, o assunto ainda está em discussão e poderá sofrer alterações.

Quando da revisão/adaptação dos contratos, o faremos, também, sob os ditames da RN 286 citada.

c) Comentários da CA:

A fundamentação da Eletros cita a Instrução normativa nº 49, de 17 de maio de 2012, que regulamenta o critério de reajuste. Entretanto, o questionamento feito pela auditoria foi em relação aos padrões de acomodação conforme prevê a Resolução Normativa – N º 42, de 4 de julho de 2003, artigo 2º, parágrafo único, inciso II, alínea e, itens 1, 2 e 3.

A RN nº 286, de 10/2/2012, em seu art. 3º, estabelece que as operadoras de planos de saúde terão que se adequar no prazo máximo de 12 (doze) meses, a partir da publicação do respectivo normativo em fevereiro de 2012.

Assim sendo, a Eletros deve atentar ao prazo estabelecido na RN nº 286, no que tange aos critérios de acomodação citados no dispositivo.

14. FRAGILIDADE NO CONTROLE INTERNO

a) Constatação

A Eletros encaminha para a Eletrobras (DAG) o pedido de reposição do fundo rotativo através de uma carta cobrança acompanhada da requisição de pagamento – RDP, com a descrição do favorecido, inscrição e valores.

Nos testes de auditoria realizados foram identificadas fragilidades nos procedimentos da Divisão de Saúde e Qualidade de Vida – DAGS quanto à verificação das RDPs. Observou-se ausência de conferência nas guias originais

geradoras dos valores a serem repostos pela Eletrobras com a sua respectiva documentação o que entendemos fragilizar o processo de gestão do convênio.

b) Comentários do DAG:

Conforme orientações recebidas em auditoria anterior, a cada remessa de reposição do fundo rotativo, além da conferência de todas as guias, a DAGS faz uma análise por amostragem e solicita à Eletros a abertura de um determinado processo para verificar a documentação que deu origem à cobrança.

Caso seja necessária mais alguma providência no processo em referência, seguimos à disposição para novas análises.

c) Comentários da CA:

Com base no ponto de Auditoria, bem como o comentário da DAGS, favor esclarecer qual é o critério utilizado por essa DAGS para selecionar a amostragem das guias a serem conferidas fisicamente.

d) Comentários da DAG:

O critério utilizado pela DAGS é solicitar que o Eletros-Saúde explique, por escrito, a composição dos valores de uma determinada guia escolhida por amostragem, cuja decisão se baseia em uma guia de valor muito elevado, ou uma valor muito baixo, ou um prestador de serviços até então desconhecido pelo analista da DAGS que analisa e confere as RDPs.

O Eletros-Saúde nos envia a explicação detalhada por e-mail e já houve casos de pedirmos o envio das cópias das faturas correspondentes, as quais ficam sob posse da Eletros.

e) Comentários da CA:

Após os esclarecimentos prestados pela DAGS no que tange ao critério para a realização de conferências das guias, onde o profissional utiliza-se de vários métodos para dar segurança de controle ao processo, esta Auditoria Interna considera o questionamento atendido.

15. FALTA DE ORGANIZAÇÃO DO PROCESSO – ECV-249/2007

a) Constatação

Os documentos relativos à gestão do convênio ECV-249/2007, não estão

organizados em pasta, sequencialmente numerados, rubricados e em ordem cronológica, conforme preceitua o artigo 22, § 4º da Lei 9.784, de 29 de janeiro de 1999.

b) Comentários do DAG:

A DAGS providenciará a devida organização da pasta em referência.

c) Comentários da CA:

A Lei 9.784, de 29/1/1999, que dispõe sobre processos administrativos, estabelece, no seu art. 22, § 4º, que o processo deverá ter suas páginas numeradas sequencialmente e rubricadas. Sobre a matéria manifestou-se o TCU no Acórdão 221/2006 – Plenário, determinando que:

“... adote procedimento de numerar, em ordem cronológica, se possível, toda documentação contida nos processos de contratação, inclusive a parte relativa à execução contratual, em atendimento ao disposto no caput do art. 38 da Lei de Licitações, bem como no § 4º do art. 22 da Lei nº. 9.784/99, no intuito de conferir confiabilidade e fidedignidade às informações, evitar a ocorrência de extravio de documentos e informações e possibilitar aos órgãos de controle o pleno exercício de suas competências.”

Manifestou-se, ainda, no Acórdão 216/2007 - Plenário, determinando à Eletrobrás, que:

“... adote rotinas para a guarda e administração eficiente do acervo documental, mormente no que se refere ao cumprimento do parágrafo 4º do art. 22 da Lei N.º 9.784/99”.

ITEM

4H

Em 31/12/2012

Plano BD	Patrimônio	Rentabilidade Nominal	Rentabilidade Real
Total Investimentos*	1.929.143	19,73%	12,74%
Renda Fixa	1.346.692	23,25%	16,05%
Renda Variável	297.119	6,80%	0,57%
Imóveis	170.354	18,23%	11,33%
Investimentos Estruturados	29.675	11,14%	4,65%
Empréstimos	85.303	12,91%	6,32%

*No Total Investimentos, consta o valor de R\$ 7.165 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	1.061.786	12,52%	5,95%
Renda Fixa	714.671	13,58%	6,95%
Renda Variável	220.254	6,97%	0,73%
Imóveis	64.494	18,23%	11,33%
Investimentos Estruturados	17.856	11,14%	4,65%
Empréstimos	44.511	13,81%	7,17%

ITEM

4F

Composição Carteira Estruturados

0,940275

Fundo	Instituição	Valor Aplicado R\$	
IBIUNA LONG SHORT FEEDER I FUNDO INVEST COTAS FUNDOS INVEST MULTIMERC	BEM DTVM	1.983.839,73	2.109.850,56
IBIUNA HEDGE STR FUNDO INVEST COTAS FUNDOS INVEST MULTIMERCADO	BEM DTVM	2.499.205,80	2.657.951,98
ADVIS DELTA 30 FUNDO INVEST COTAS FUNDOS INVEST MULTIMERCADO	BNY MELLON GES	4.710.310,52	5.009.503,09
BEM FUNDO DE INVESTIMENTO REFERENCIADO DI TPF	BEM DTVM	1.170.646,56	1.245.004,45
BNY MELLON ARX LONG SHORT 30 FIC FI MULTIMERCADO	BNY	1.945.817,48	2.069.413,18
ITAU PRIVATE CREDIT SUISSE HEDGING GRIFFO JADE FUNDO INVEST COTAS FI	BANCO ITAUCARE	3.409.751,39	3.626.334,20
JGP MAX FUNDO INVEST MULTIMERCADO	Mellon DTVM	4.259.443,11	4.529.997,19
KONDOR 60 FUNDO INVEST QUOTAS FUNDOS INVEST MULTIMERCADO	UBS PACT SERV F	3.569.443,77	3.796.170,03
MAUA STRATEGY FI COTAS FUNDO INVESTIMENTO MULTIMERCADO	BTG PACTUAL	2.586.336,37	2.750.616,97
META LONG SHORT FUNDO INVEST MULTIMERCADO	BNY	4.124.288,49	4.386.257,74
PACIFICO HEDGE FUNDO INVEST QUOTAS FUNDOS INVEST MULTIMERCADO	BTG PACTUAL	4.290.701,03	4.563.240,57
POLO MACRO FUNDO INVEST MULTIMERCADO	BNY	2.405.914,79	2.558.735,25
SAFRA ABSOLUTO 30 FUNDO INVEST COTAS FUNDO INVEST MULTIMERCADO	JS ADM RECURSOS	4.755.424,61	5.057.482,77
SPX NIMITZ FEEDER FUNDO INVEST QUOTAS FUNDOS INVEST MULTIMERCADO	BTG PACTUAL	5.816.148,03	6.185.581,91
	TOTAL	47.527.271,66	50.546.139,89
CAIXA		21.832,61	23.219,39
CONTA A RECEBER		170,42	181,24
CONTA A PAGAR		(18.240,43)	- 19.399,04
	TOTAL	3.762,60	4.001,59
TOTAL DO FUNDOS BÚZIOS MULTIMERCADO		47.531.034,26	50.550.141,48

Composição Carteira Imobiliária

CARTEIRA	PLANO DE BENEFÍCIO					
	BD	CD PURO	CD SALDADO	TOTAL CD	TOTAL PLANOS	TOTAL
IMOVÉIS s rec pg	168.433.266,01	45.554.323,13	18.212.410,94	63.766.734,07	232.200.000,08	232.200.000,00
Uso Próprio	6.122.208,31	1.655.807,42	661.984,27	2.317.791,69	8.440.000,00	8.440.000,00
	6.122.208,31	1.655.807,42	661.984,27	2.317.791,69	8.440.000,00	8.440.000,00
Ed. Metropolitan 6°	3.061.104,16	827.903,71	330.992,14	1.158.895,85	4.220.000,00	4.220.000,00
Ed. Metropolitan 7°	3.061.104,16	827.903,71	330.992,14	1.158.895,85	4.220.000,00	4.220.000,00
	-	-	-	-	-	-
Locados Patrocinadora	108.567.643,92	29.363.116,08	11.739.240,07	41.102.356,15	149.670.000,07	149.670.000,00
	108.567.643,92	29.363.116,08	11.739.240,07	41.102.356,15	149.670.000,07	149.670.000,00
Ed. Mario Bhering	46.388.059,25	12.546.076,52	5.015.864,25	17.561.940,77	63.950.000,03	63.950.000,00
Ed. Herm Stoltz 7°	6.165.731,10	1.667.578,58	666.690,32	2.334.268,91	8.500.000,00	8.500.000,00
Ed. Herm Stoltz 8°	6.165.731,10	1.667.578,58	666.690,32	2.334.268,91	8.500.000,00	8.500.000,00
Ed. Herm Stoltz 9°	6.165.731,10	1.667.578,58	666.690,32	2.334.268,91	8.500.000,00	8.500.000,00
Ed. Herm Stoltz 10°	6.165.731,10	1.667.578,58	666.690,32	2.334.268,91	8.500.000,00	8.500.000,00
Ed. Herm Stoltz 11°	6.165.731,10	1.667.578,58	666.690,32	2.334.268,91	8.500.000,00	8.500.000,00
Ed. Herm Stoltz 12°	6.165.731,10	1.667.578,58	666.690,32	2.334.268,91	8.500.000,00	8.500.000,00
Ed. Herm Stoltz 13°	6.165.731,10	1.667.578,58	666.690,32	2.334.268,91	8.500.000,00	8.500.000,00
Ed. Vital Brazil sala 2501	1.067.420,68	288.693,72	115.418,44	404.112,16	1.471.532,84	1.471.532,84
Ed. Vital Brazil sala 2502	1.067.420,68	288.693,72	115.418,44	404.112,16	1.471.532,84	1.471.532,84
Ed. Vital Brazil sala 2601	1.067.420,68	288.693,72	115.418,44	404.112,16	1.471.532,84	1.471.532,84
Ed. Vital Brazil sala 2602	1.067.420,68	288.693,72	115.418,44	404.112,16	1.471.532,84	1.471.532,84
Ed. Vital Brazil sala 2701	4.086.696,36	1.105.284,55	441.887,73	1.547.172,28	5.633.868,64	5.633.868,64
Ed. Herm Stoltz 16°	6.165.731,10	1.667.578,58	666.690,32	2.334.268,91	8.500.000,00	8.500.000,00
Ed. Central 15°	2.248.678,40	608.175,72	243.145,88	851.321,60	3.100.000,00	3.100.000,00
Ed. Central 16°	2.248.678,40	608.175,72	243.145,88	851.321,60	3.100.000,00	3.100.000,00
Valores a Receber	1.626.836,91	439.992,98	175.907,19	615.900,17	2.242.737,08	2.242.737,08
Locados Terceiros	53.743.413,78	14.535.399,63	5.811.186,60	20.346.586,23	74.090.000,01	74.090.000,00
	53.743.413,78	14.535.399,63	5.811.186,60	20.346.586,23	74.090.000,01	74.090.000,00
Ed. Belacap 2°	4.713.303,81	1.274.756,28	509.641,76	1.784.398,04	6.497.701,85	6.497.701,85
Ed. Belacap 3°	4.561.394,17	1.233.670,93	493.216,02	1.726.886,95	6.288.281,12	6.288.281,12
Ed. Belacap 4°	4.253.469,26	1.150.389,81	459.920,61	1.610.310,42	5.863.779,67	5.863.779,67
Ed. Belacap 5°	4.253.469,26	1.150.389,81	459.920,61	1.610.310,42	5.863.779,67	5.863.779,67
Ed. Belacap 6°	4.253.469,26	1.150.389,81	459.920,61	1.610.310,42	5.863.779,67	5.863.779,67
Ed. Belacap 7°	4.253.469,26	1.150.389,81	459.920,61	1.610.310,42	5.863.779,67	5.863.779,67
Ed. Belacap 8°	4.253.469,26	1.150.389,81	459.920,61	1.610.310,42	5.863.779,67	5.863.779,67
Ed. Belacap 9°	4.253.469,26	1.150.389,81	459.920,61	1.610.310,42	5.863.779,67	5.863.779,67
Ed. Belacap 10°	4.253.469,26	1.150.389,81	459.920,61	1.610.310,42	5.863.779,67	5.863.779,67
Ed. Belacap 11°	4.253.469,26	1.150.389,81	459.920,61	1.610.310,42	5.863.779,67	5.863.779,67
Ed. Belacap 12°	4.253.469,26	1.150.389,81	459.920,61	1.610.310,42	5.863.779,67	5.863.779,67
Ed. Belacap - Loja	6.187.492,50	1.673.464,15	669.043,35	2.342.507,50	8.530.000,00	8.530.000,00
Valores a Receber	308.290,56	83.380,01	33.334,95	116.714,96	425.005,52	425.005,52
Valores a Pagar	-13.630,22	-3.686,42	-1.473,81	-5.160,23	-18.790,45	-18.790,45
Participação	72,54%	19,62%	7,84%	27,46%	100,00%	100,00%
TOTAL IMOVEIS	170.354.763,26	46.074.009,70	18.420.179,27	64.494.188,97	234.848.952,23	234.848.952,15

Composição Carteira Empréstimos

PLANOS	ATIVO	PASSIVO	PL Líquido
Plano BD	85.303.126,67	-	85.303.126,67
Plano CD Puro	29.046.107,22	-	29.046.107,22
Plano CD Saldado	15.465.344,02	-	15.465.344,02
TOTAL GERAL	129.814.577,91	-	129.814.577,91

Composição Valores a Receber e Disponível

PLANOS	TAXAS	DISPONÍVEL
Plano BD	-14.808,38	8.746,56
Plano CD Puro	-4.886,15	10.002,03
Plano CD Saldado	-1.903,24	10.002,20
TOTAL GERAL	-21.597,77	28.750,79

ITEM

4F

Composição Carteira Renda Fixa

CARTEIRA RENDA FIXA	PRÓPRIA	INFLAÇÃO BD	INFLAÇÃO CD	ALFA ITAIPAVA	BRADESCO IPANEMA	VOTORANTIM GERIBA	
TÍTULOS PÚBLICOS	696.622.787,93	-	-	368.919.605,14	69.847.610,99	61.568.106,94	1.196.958.111,00
LTN	-	-	-	-	-	61.568.106,94	61.568.106,94
NTN-B	240.090.820,34	-	-	368.919.605,14	69.847.610,99	-	678.858.036,47
NTN-C	456.531.967,59	-	-	-	-	-	456.531.967,59
							-
TÍTULOS PRIVADOS	210.726.998,02	50.445.740,33	151.579.289,08	94.207.115,94	125.906.276,12	194.849.121,01	827.714.540,51
							-
LETRAS HIPOTECÁRIAS	183.960.137,06	-	-	-	-	-	183.960.137,06
CEF	183.960.137,06	-	-	-	-	-	183.960.137,06
							-
LETRAS FINANCEIRAS	-	50.445.740,33	151.579.289,08	-	62.307.841,52	53.509.269,10	317.842.140,04
BRADESCO	-	27.043.646,84	87.071.928,09	-	62.307.841,52	53.509.269,10	229.932.685,55
ITAÚ	-	23.402.093,49	64.507.361,00	-	-	-	87.909.454,49
							-
DEBÊNTURES	26.748.070,49	-	-	45.623.611,59	26.114.983,18	84.006.365,28	182.493.030,54
VALE	-	-	-	22.064.846,27	17.316.154,70	22.963.400,69	62.344.401,66
BRASIL TELECOM	-	-	-	-	-	24.878.313,28	24.878.313,28
USIMINAS	-	-	-	-	-	16.604.256,77	16.604.256,77
TELE NORTE	-	-	-	-	8.798.828,48	-	8.798.828,48
PÃO DE AÇÚCAR	-	-	-	-	-	5.494.437,01	5.494.437,01
LOJAS AMERICANAS	-	-	-	-	-	5.459.798,40	5.459.798,40
AMIL	-	-	-	23.558.765,32	-	-	23.558.765,32
VALE	4.385.297,25	-	-	-	-	-	4.385.297,25
CEMIG	19.066.570,79	-	-	-	-	-	19.066.570,79
FERREIRA GUIMARÃES	2.687.992,53	-	-	-	-	-	2.687.992,53
FG TRUST	608.209,92	-	-	-	-	-	608.209,92
INTERVIAS	-	-	-	-	-	8.606.159,13	8.606.159,13
							-
CDB	-	-	-	48.583.504,35	37.483.451,43	57.333.486,63	143.400.442,40
ITAÚ	-	-	-	48.583.504,35	37.483.451,43	57.333.486,63	143.400.442,40
							-
POUPANÇA	18.790,47	-	-	-	-	-	18.790,47
							-
FUNDOS FDIC	15.004.700,06	-	-	11.506.674,42	12.900.414,87	-	39.411.789,36
Braskem	15.004.700,06	-	-	-	12.900.414,87	-	27.905.114,93
BMG 8 Senio	-	-	-	11.506.674,42	-	-	11.506.674,42
							-
OUTROS	-	2.687.992,53	-	17.667,57	10.307,79	4.961,15	2.720.929,04
Caixa	-	-	-	2.307,20	859,76	8.145,57	11.312,52
Contas a Receber/Poupança	-	-	-	306,16	274,71	257,36	838,24
Contas a Pagar/Provisões	-	2.687.992,53	-	20.280,94	11.442,26	13.364,09	2.733.079,81
							-
TOTAL CARTEIRA	919.666.493,48	50.445.740,33	151.579.289,08	474.615.727,93	208.643.994,20	256.412.266,79	2.061.363.511,82

Composição Carteira Renda Variável

		PRÓPRIA	GTD	GAP	LEBLON	Carteira Total
Ações	GOVERNANÇA	339.149.469,00	3.224.085,26	83.630.058,29	79.469.245,42	505.472.857,97
Amil	NOVO MERCADO	-	-	244.309,80	-	244.309,80
Anhanguera	NOVO MERCADO	1.751.502,74	-	354.655,97	1.682.562,59	3.788.721,30
Arezzo Co	NOVO MERCADO	-	-	-	971.192,51	971.192,51
Arteris	NOVO MERCADO	1.736.041,24	-	185.882,61	-	1.921.923,85
BMF Bovespa	NOVO MERCADO	7.080.556,58	-	-	2.107.964,85	9.188.521,42
BR Brokers	NOVO MERCADO	-	-	49.567,50	-	49.567,50
BR Malls Par	NOVO MERCADO	4.187.179,10	-	1.960.095,86	1.543.955,43	7.691.230,39
BR Pharma	NOVO MERCADO	1.425.470,47	-	-	-	1.425.470,47
BR Properties	NOVO MERCADO	3.396.291,37	-	559.929,12	-	3.956.220,49
Brasil	NOVO MERCADO	7.696.964,56	-	-	1.529.210,16	9.226.174,72
BRF Foods	NOVO MERCADO	10.695.458,79	-	369.044,58	1.645.665,48	12.710.168,85
Brookfield	NOVO MERCADO	-	-	-	826.771,09	826.771,09
CCR SA	NOVO MERCADO	5.798.879,55	-	190.787,16	1.442.438,47	7.432.105,18
Ccx Carvao	NOVO MERCADO	-	-	9.962,09	-	9.962,09
Cia Hering	NOVO MERCADO	1.851.590,74	-	-	659.393,03	2.510.983,77
Cielo	NOVO MERCADO	5.615.854,18	-	3.392.899,08	1.400.629,93	10.409.383,19
Copasa	NOVO MERCADO	877.982,72	-	181.108,54	-	1.059.091,26
Cosan	NOVO MERCADO	1.566.735,13	-	-	882.293,55	2.449.028,68
CPFL Energia	NOVO MERCADO	2.095.297,60	-	140.585,22	-	2.235.882,82
Cyrela Realty	NOVO MERCADO	2.192.756,94	-	1.068.027,19	399.976,90	3.660.761,02
Dasa	NOVO MERCADO	1.372.162,91	-	-	-	1.372.162,91
Duratex	NOVO MERCADO	1.151.958,32	-	-	-	1.151.958,32
Ecorodovias	NOVO MERCADO	-	-	177.481,87	-	177.481,87
Embraer	NOVO MERCADO	1.771.120,06	-	305.589,73	-	2.076.709,79
Energias BR	NOVO MERCADO	1.020.590,06	-	6.473.429,64	-	7.494.019,70
Equatorial	NOVO MERCADO	-	-	4.641.894,84	-	4.641.894,84
Estacio Part	NOVO MERCADO	2.004.881,01	-	-	-	2.004.881,01
Even	NOVO MERCADO	1.704.535,11	-	2.391.466,98	-	4.096.002,09
Eztec	NOVO MERCADO	-	-	2.388.950,00	-	2.388.950,00
Hrt Petroleo	NOVO MERCADO	-	-	91.091,52	-	91.091,52
Hypermarcas	NOVO MERCADO	3.278.495,68	-	-	824.170,74	4.102.666,42
Iguatemi	NOVO MERCADO	-	-	142.179,88	-	142.179,88
Iochp-Maxion	NOVO MERCADO	-	-	123.063,82	-	123.063,82
JBS	NOVO MERCADO	3.193.269,82	-	75.593,13	1.268.782,10	4.537.645,06
Kroton	NOVO MERCADO	1.910.413,90	-	-	-	1.910.413,90
Localiza	NOVO MERCADO	-	-	-	807.935,33	807.935,33
Lojas Marisa	NOVO MERCADO	1.718.403,75	-	-	-	1.718.403,75
Lojas Renner	NOVO MERCADO	4.341.992,94	-	-	1.405.370,34	5.747.363,28
Lopes Brasil	NOVO MERCADO	-	-	-	776.878,16	776.878,16
M. Diasbranco	NOVO MERCADO	3.541.840,55	-	-	-	3.541.840,55
Magaz Luiza	NOVO MERCADO	-	-	51.772,52	-	51.772,52
Marfrig	NOVO MERCADO	2.200.868,80	-	-	402.932,98	2.603.801,79
Mills	NOVO MERCADO	3.638.009,41	-	-	2.547.922,27	6.185.931,67
MPX Energia	NOVO MERCADO	978.323,60	-	205.698,81	-	1.184.022,41
MRV	NOVO MERCADO	1.176.209,32	-	624.598,41	997.848,12	2.798.655,84
Multiplus	NOVO MERCADO	-	-	146.009,93	-	146.009,93
Natura	NOVO MERCADO	3.097.669,71	-	-	1.259.701,42	4.357.371,13
Odontoprev	NOVO MERCADO	969.474,70	-	196.019,29	-	1.165.493,99
OGX Petroleo	NOVO MERCADO	-	-	917.247,64	-	917.247,64
OSX Brasil	NOVO MERCADO	-	-	46.962,23	-	46.962,23
PDG Realt	NOVO MERCADO	1.168.853,38	-	-	246.114,53	1.414.967,92
Porto Seguro	NOVO MERCADO	756.779,03	-	156.429,19	-	913.208,22
Qgep Part	NOVO MERCADO	1.667.138,10	-	73.202,95	-	1.740.341,05
Qualicorp	NOVO MERCADO	-	-	3.592.452,42	-	3.592.452,42
RaiaDrogasil	NOVO MERCADO	1.384.766,26	-	290.655,59	-	1.675.421,85
Sabesp	NOVO MERCADO	3.322.475,58	-	453.420,20	-	3.775.895,78
Tecnisa	NOVO MERCADO	-	-	50.048,05	-	50.048,05
Totvs	NOVO MERCADO	1.733.785,15	-	374.381,28	-	2.108.166,43
Tractebel	NOVO MERCADO	2.719.111,91	-	483.197,59	852.348,55	4.054.658,05
Triunfo Part	NOVO MERCADO	-	-	309.346,89	-	309.346,89
Ultrapar	NOVO MERCADO	3.607.514,78	-	878.967,23	1.669.912,76	6.156.394,77
Banrisul	BOVESPA NIVEL 1	-	-	192.616,70	-	192.616,70
Bradesco	BOVESPA NIVEL 1	29.006.927,11	-	3.386.312,43	6.867.190,68	39.260.430,22
Bradespar	BOVESPA NIVEL 1	2.345.818,63	-	3.075.563,22	1.022.026,50	6.443.408,35
Braskem	BOVESPA NIVEL 1	2.113.727,92	-	-	-	2.113.727,92
Cemig	BOVESPA NIVEL 1	3.599.059,69	-	260.328,34	239.949,52	4.099.337,55
Cesp	BOVESPA NIVEL 1	-	-	50.603,30	-	50.603,30
Copel	BOVESPA NIVEL 1	2.319.278,24	-	-	296.998,84	2.616.277,08
Gerdau	BOVESPA NIVEL 1	8.340.457,39	-	2.370.468,24	2.024.380,20	12.735.305,83
Gerdau Met	BOVESPA NIVEL 1	-	-	2.041.626,56	-	2.041.626,56
Itausa	BOVESPA NIVEL 1	19.779.767,81	-	4.781.350,86	-	24.561.118,67
ItauUnibanco	BOVESPA NIVEL 1	19.432.215,86	-	5.302.618,11	7.974.630,43	32.709.464,40
Klabin S/A	BOVESPA NIVEL 1	1.954.390,20	-	3.552.317,13	620.328,97	6.127.036,30
Oi	BOVESPA NIVEL 1	2.534.457,69	-	-	-	2.534.457,69
P.Acucar-Cbd	BOVESPA NIVEL 1	3.005.231,91	-	2.406.954,58	1.237.927,51	6.650.113,99
Randon Part	BOVESPA NIVEL 1	-	-	109.631,64	1.323.014,05	1.432.645,68
Suzano Papel	BOVESPA NIVEL 1	690.494,65	-	-	407.240,23	1.097.734,88
Tran Paulista	BOVESPA NIVEL 1	-	-	86.096,08	-	86.096,08
Usiminas	BOVESPA NIVEL 1	2.623.429,90	-	-	605.191,09	3.228.621,00
Vale	BOVESPA NIVEL 1	44.040.235,11	-	3.943.347,04	9.756.098,46	57.739.680,62
Marcopolo	BOVESPA NIVEL 2	1.150.446,46	-	244.948,74	1.155.078,43	2.550.473,62
Multiplan	BOVESPA NIVEL 2	2.865.861,57	-	297.962,92	-	3.163.824,50
Santander BR	BOVESPA NIVEL 2	-	-	234.408,90	793.245,10	1.027.654,00
Sul America	BOVESPA NIVEL 2	-	-	135.392,70	-	135.392,70
AES Tiete	DEMAIS AÇÕES	-	-	157.095,12	338.646,14	495.741,26
Ambev	DEMAIS AÇÕES	24.887.782,82	-	4.184.209,37	5.167.783,62	34.239.775,81
Lojas Americ	DEMAIS AÇÕES	2.120.909,04	-	-	508.638,77	2.629.547,82
Petrobras	DEMAIS AÇÕES	47.283.339,06	-	6.320.808,86	10.527.436,42	64.131.584,34
Sid Nacional	DEMAIS AÇÕES	1.105.725,92	-	-	451.469,17	1.557.195,10
Souza Cruz	DEMAIS AÇÕES	-	-	255.083,62	-	255.083,62
Telef Brasil	DEMAIS AÇÕES	4.550.706,47	-	5.872.307,47	-	10.423.013,94
GTD Participações	DEMAIS AÇÕES	-	3.224.085,26	-	-	3.224.085,26
OUTROS	OUTROS	4.029.568,80	- 1.397.103,17	5.872.047,37	3.395.206,21	11.899.719,21
CAIXA		0,00	0,00	899,92	4.499,59	5.399,51
A RECEBER		2.327.559,33	0,00	2.188.995,95	706.450,50	5.223.005,78
A PAGAR		-791,49	-1.397.103,17	-34.007,49	-29.015,12	-1.460.917,26
NTN - SÉRIE B		0,00	0,00	3.716.158,99	2.713.271,23	6.429.430,22
MERCADOS FUTUROS		0,00	0,00	1.433.985,49	0,00	1.433.985,49
Ishares Ibovespa		1.702.800,96	0,00	0,00	0,00	1.702.800,96
TOTAL GERAL		343.179.037,80	1.826.982,09	89.502.105,67	82.864.451,62	517.372.577,18

Relatório de Enquadramento dos Investimentos

ELETRORÁS

Referência: 31/12/2012

Renda Fixa	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Títulos Públicos Federais	1.203.387.541	40,1%	100,0%
LETRAS FINANCEIRAS DO TESOURO	-	0,0%	
LETRAS DO TESOURO NACIONAL	61.568.107	2,1%	
NOTAS D TESOURO NACIONAL - SÉRIE B	685.287.467	22,9%	
NOTAS D TESOURO NACIONAL - SÉRIE C	456.531.968	15,2%	
Outros Títulos de Renda Fixa	827.714.541	27,6%	80,0%
LETRAS HIPOTECÁRIAS	183.960.137	6,1%	
Caixa Econômica Federal	183.960.137	6,1%	
LETRAS FINANCEIRAS	317.842.140	10,6%	
Bradesco	229.932.686	7,7%	
Itaú	87.909.454	2,9%	
DEBÊNTURES	182.493.031	6,1%	
Vale 2013	62.344.402	2,1%	
Brasil Telecom	24.878.313	0,8%	
Usiminas	16.604.257	0,6%	
Tele Norte	8.798.828	0,3%	
CBD - Pão de Açúcar	5.494.437	0,2%	
Lojas Americanas	5.459.798	0,2%	
Amil	23.558.765	0,8%	
Vale	4.385.297	0,1%	
Cemig 2012	19.066.571	0,6%	
Ferreira Guimarães	2.687.993	0,1%	
FG Trust	608.210	0,0%	
Intervia	8.606.159	0,3%	
CDB	143.400.442	4,8%	
Itaú	143.400.442	4,8%	
POUPANÇA	18.790	0,0%	
FUNDOS RENDA FIXA	1.170.647	0,0%	
Cotas Referenciados	1.170.647	0,0%	
FUNDOS FDIC	39.411.789	1,3%	20,0%
Braskem	27.905.115	0,9%	
BMG 8 Senio	11.506.674	0,4%	
Total - Renda Fixa	2.071.684.518	69,1%	100,0%
Renda Variável	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Ações Mercado à Vista	507.175.659	16,9%	70,0%
NOVO MERCADO	175.919.183	5,9%	70,0%
BOVESPA NIVEL 1	205.720.303	6,9%	60,0%
BOVESPA NIVEL 2	6.877.345	0,2%	45,0%
BOLSA	-	0,0%	35,0%
DEMAIS AÇÕES	118.658.828	4,0%	35,0%
Total de Renda Variável	507.175.659	16,9%	70,0%
Investimentos Estruturados	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Fundos Multimercado	46.360.388	1,5%	20,0%
Total de Investimentos Estruturados	46.360.388	1,5%	20,0%
Imóveis	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Total Imóveis	234.857.942	7,8%	8,0%
Empréstimos e Fin. Imobiliários	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Empréstimos	129.814.578	4,3%	15,0%
Total de Empréstimos	129.814.578	4,3%	15,0%
Derivativos	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Total de Derivativos	1.433.985		
Outros Valores	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
VALORES A PAGAR/A RECEBER/PROVISÕES RF	4.442.830		
VALORES A PAGAR/A RECEBER/PROVISÕES RV	3.767.488		
CAIXA	30.004		
Total de Outros Valores	8.240.322		
Patrimônio Total do Plano	2.998.133.406	100,0%	



PREVIDÊNCIA SOCIAL
SUPERINTENDÊNCIA NACIONAL DE
PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR - PREVIC

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL


ENTIDADE: [34.268.789/0001-88] FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

Atuário Responsável			
SERGIO MENDES DE AZEVEDO TINOCO			
			
MIBA:	305	MTE:	305

DA transmitida à Previc em 26/03/2013 às 14:47:34

Número de protocolo : 004830

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

INFORMAÇÕES CADASTRAIS

Código: 0032-6

Sigla: ELETROS

Razão Social: FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS

ENTIDADE

CNPJ: 34.268.789/0001-88

CNPB: 1979.0021-18

Nome: PLANO COMPLEMENTAR À PREVIDÊNCIA SOCIAL

Situação: ATIVO / EM EXTINÇÃO

Modalidade: BENEFÍCIO DEFINIDO

PLANO

Sigla: BD ELETROBRÁS

Característica: PATROCINADOR

Legislação Aplicável: LC 108/109

ATUÁRIO

Nome: SERGIO MENDES DE AZEVEDO TINOCO

MIBA: 305

MTE: 305

Empresa: S TINOCO CONSULTORES ASSOCIADOS EM PREVIDENCIA COMPLEMENTAR LTDA.

INFORMAÇÕES SOBRE A AVALIAÇÃO ATUARIAL

Motivo da Avaliação: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

Data do cadastro: 30/11/2012

Data da Avaliação: 31/12/2012

Tipo: COMPLETA

Observações:

Relatórios Complementares apresentados pelo Atuário (não enviados à PREVIC):

INFORMAÇÕES SOBRE A DURATION DO PASSIVO DO PLANO DE BENEFÍCIOS

Duration do Passivo (em meses): 564

Observações:

O Fluxo Atuarial foi projetado para cerca de 47 anos, atingindo então valor residual, evoluindo a massa de participantes, assistidos e pensionistas do Plano de Benefícios, por meio de tábuas biométricas e aposentando os participantes que preenchem as condições necessárias para se aposentarem. Para os benefícios não programáveis decorrentes de invalidez, para os participantes em atividade, e falecimento utilizamos as tábuas de mortalidade e de entrada em invalidez.

Assinatura do Atuário:

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

CARACTERÍSTICAS DOS BENEFÍCIOS**Benefício:** BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO**Benefício Programado:** NÃO**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** AGREGADO**Nível Básico do Benefício:**

(PROPORÇÃO)X(SRB - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA ESPECIAL**Benefício Programado:** SIM**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** AGREGADO**Nível Básico do Benefício:**

(((ANOS DE FILIAÇÃO PARA PREVIDÊNCIA SOCIAL / 35)X SRB) - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR IDADE**Benefício Programado:** SIM**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** AGREGADO**Nível Básico do Benefício:**

(SRB - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR INVALIDEZ**Benefício Programado:** NÃO**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** AGREGADO**Nível Básico do Benefício:**

(SRB - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR TEMPO DE SERVIÇO**Benefício Programado:** SIM**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** AGREGADO**Nível Básico do Benefício:**

(SRB - INSS) COM ADICIONAL DE ATÉ 25% DO SRB.

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE PENSÃO**Benefício Programado:** NÃO**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** AGREGADO**Nível Básico do Benefício:**

70% DA COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA

Assinatura do Atuário:

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

DEMONSTRATIVO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL**GRUPO DE CUSTEIO: 1 - Pats. BD ELETROBRÁS**

Patrocinadores e Instituidores

CNPJ	Razão Social
34.288.769/0001-88	FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS
42.288.886/0001-60	CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA CEPEL
00.001.180/0001-26	CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S/A

Participantes Ativos: 382

Folha de Salário de R\$ 44.879.827,07

HIPÓTESES ATUARIAIS

Hipótese: Fator de Determinação Valor Real Longo do Tempo Ben Entidade

Valor: 0,97

Quantidade esperada no exercício seguinte: 0,97

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 0,97

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

Não houve divergência

Justificativa da EFPC:

A hipótese representa a expectativa de inflação semestral, tomando-se por base a variação do INPC

Opinião do atuário:

Mantivemos a hipótese para esse exercício

Hipótese: Hipótese sobre Composição de Família de Pensionistas

Valor: Encargo Familiar - Hx - Experiência Eletros

Quantidade esperada no exercício seguinte: 0,00

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 0,00

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

Não houve divergência

Justificativa da EFPC:

O encargo médio familiar Hx é calculado considerando-se o falecimento de todos os participantes, apurando-se os encargos decorrentes do benefício de pensão por morte, ajustado estatisticamente.

Opinião do atuário:

Hipótese representativa nas inferências da massa de participantes.

Hipótese: Indexador do Plano (Reajuste dos Benefícios)

Valor: INPC (IBGE)

Quantidade esperada no exercício seguinte: 6,00

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 6,20

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

Não houve divergência, os valores convergem

Justificativa da EFPC:

Previsão regulamentar

Opinião do atuário:

Esse indexador é adotado há mais de uma década.

Assinatura do Atuário:

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-10] BD-ELETOBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

Hipótese: Projeção de Crescimento Real de Salário**Valor:** 3,00**Quantidade esperada no exercício seguinte:** 3,00**Quantidade ocorrida no exercício encerrado:** 2,54**Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:**

A taxa de crescimento real é de longo prazo e está convergindo para a hipótese adotada

Justificativa da EFPC:

Por força do regulamento os impactos decorrentes do aumento real são absorvidos à razão de 1/36 (SRB= média móvel dos últimos 36 meses)

Opinião do atuário:

A hipótese mostra-se adequada, com o índice coletivo de reajuste em 6,6% + anuênto de 1%, contra uma hipótese de 8,06% (variação do IPCA + 3%).

Hipótese: Taxa Real Anual de Juros**Valor:** 5,38**Quantidade esperada no exercício seguinte:** 5,38**Quantidade ocorrida no exercício encerrado:** 12,50**Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:**

A rentabilidade foi amplamente superada, de forma conjuntural

Justificativa da EFPC:

Critério de marcação a mercado dos investimentos influenciou o resultado

Opinião do atuário:

Nas simulações com os fluxos projetados, o Plano se mostra resiliente à taxa média proposta de 4,66% (5,38 dez/12; 5,25 dez/13; 5,00 dez/14; 4,75 dez/15; 4,50 a partir de então). Para fins de transparência e estabilidade dos resultados recomendamos que a hipótese de taxa real de juros de 5,25% vigorar em dez/13 seja antecipada para os cálculos das provisões matemáticas desse exercício.

Hipótese: Tábua de Entrada em Invalidez**Valor:** IAPB 57**Quantidade esperada no exercício seguinte:** 1,00**Quantidade ocorrida no exercício encerrado:** 1,00**Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:**

Não houve divergência

Justificativa da EFPC:

A variável se mostrou aderente à hipótese adotada.

Opinião do atuário:

O intervalo de confiança considerando a probabilidade de 95% de que a variável assumira um valor contido no intervalo [0; 2,96] foi confirmada. A ocorrência desses eventos constitui um processo estocástico

Hipótese: Tábua de Mortalidade de Inválidos**Valor:** IAPB 57**Quantidade esperada no exercício seguinte:** 1,00**Quantidade ocorrida no exercício encerrado:** 1,00**Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:**

Não houve divergência.

Justificativa da EFPC:

A tábua se mostrou aderente à hipótese adotada.

Opinião do atuário:

O intervalo de confiança, considerando a probabilidade de 95% de que a variável assumira um valor contido no intervalo [0; 2,96] foi confirmada. A ocorrência desses eventos constitui um processo estocástico.

Assinatura do Atuário:

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

Hipótese: Tábua de Mortalidade Geral

Valor: AT 2000

Quantidade esperada no exercício seguinte: 19,00

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 30,00

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

Houve natural ajuste na experiência estatística, mas a variável manteve-se contida no intervalo esperado [19;40,7].

Justificativa da EFPC:

A hipótese se mostrou aderente.

Opinião do atuário:

O intervalo de confiança, considerando a probabilidade de 95% de que a variável assumia um valor contido no intervalo [19; 40,7] foi confirmada. A ocorrência desses eventos constitui um processo estocástico.

HIPÓTESES ATUARIAIS NÃO UTILIZADAS NESTA DEMONSTRAÇÃO

Fator de Determinação do Valor Real Longo do Tempo Ben INSS

Fator de Determinação Valor Real ao Longo do Tempo Salários

Hipótese de Entrada em Aposentadoria

Hipótese sobre Gerações Futuras de Novos Entrados

Hipótese sobre Retatividade (Percentual)

Projeção de Crescimento Real do Major Sal Ben INSS

Projeção de Crescimento Real dos Benefícios do Plano

Tábua de Morbidez

BENEFÍCIOS

Benefício: BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO

Quantidade de benefícios concedidos: 136 Valor médio do benefício (R\$): 5.785,23

Idade média dos assistidos: 67

Benefícios Concedidos

Contribuição Definida

R\$ 129.584.853,82

Saldo de Conta dos Assistidos

R\$ 0,00

Benefício Definido

R\$ 0,00

Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos

R\$ 129.584.853,82

Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos

R\$ 129.584.853,82

R\$ 0,00

Benefícios a Conceder

Contribuição Definida

R\$ 0,00

Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor

R\$ 0,00

Saldo de Contas – parcela Participantes

R\$ 0,00

Benefício Definido Capitalização Programado

Valor Atual dos Benefícios Futuros

R\$ 8.646.688,93

Benefício Definido Capitalização não Programado

Valor Atual dos Benefícios Futuros

R\$ 0,00

Benefício Definido Capitais de Cobertura

R\$ 0,00

Benefício Definido Repartição Simples

R\$ 0,00

Assinatura do Atuário:

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-10] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA ESPECIAL

Quantidade de benefícios concedidos: 43 Valor médio do benefício (R\$): 14.533,24
 Idade média dos assistidos: 67

Benefícios Concedidos	R\$ 79.731.593,24
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 79.731.593,24
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 79.731.593,24
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Benefícios a Conceder	
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização Programado	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização não Programado	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	R\$ 0,00

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR IDADE

Quantidade de benefícios concedidos: 23 Valor médio do benefício (R\$): 8.121,65
 Idade média dos assistidos: 70

Benefícios Concedidos	R\$ 17.383.041,94
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 17.383.041,94
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 17.383.041,94
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Benefícios a Conceder	
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização Programado	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização não Programado	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	R\$ 0,00

Assinatura do Atuário:

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR INVALIDEZ

Quantidade de benefícios concedidos: 56 Valor médio do benefício (R\$): 3.836,23
 Idade média dos assistidos: 66

Benefícios Concedidos	R\$ 22.784.488,17
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 22.784.488,17
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 22.784.488,17
Benefícios a Conceder	
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização Programado	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização não Programado	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 11.234.032,32
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	R\$ 0,00

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR TEMPO DE SERVIÇO

Quantidade de benefícios concedidos: 1028 Valor médio do benefício (R\$): 8.668,15
 Idade média dos assistidos: 69

Benefícios Concedidos	R\$ 1.287.688.354,64
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 1.287.688.354,64
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.287.688.354,64
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Benefícios a Conceder	
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização Programado	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 322.288.152,35
Benefício Definido Capitalização não Programado	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	R\$ 0,00

Assinatura do Atuário:

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE PENSÃO

Quantidade de benefícios concedidos: 369 Valor médio do benefício (R\$): 5.056,24
 Idade média dos assistidos: 65

Benefícios Concedidos	R\$ 238.188.409,98
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 238.188.409,98
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 238.188.409,98
Benefícios a Conceder	
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização Programado	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização não Programado	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 37.506.128,62
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	R\$ 0,00

BENEFÍCIOS ESTRUTURADOS NO MÉTODO DE FINANCIAMENTO AGREGADO

Custo do Ano (R\$): 23.878.342,71 Custo do Ano (%): 26,42

Benefícios a Conceder	
Benefício Definido Capitalização Programado	
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 29.233.660,41
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 29.233.660,41
Benefício Definido Capitalização não Programado	
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 3.387.338,06
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 3.387.338,06

Assinatura do Atuário:

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

CONSOLIDADO DO GRUPO CUSTEIO 1 - Pats. BD ELETROBRÁS

Custo Normal do Ano (R\$)	23.878.342,71
Custo Normal do Ano (%)	26,42
Provisões Matemáticas	R\$ 2.089.792.747,07
Benefícios Concedidos	R\$ 1.775.360.741,79
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 1.775.360.741,79
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados -- Assistidos	R\$ 1.514.387.843,64
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados -- Assistidos	R\$ 260.972.898,15
Benefícios a Conceder	R\$ 314.432.005,28
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Contas -- parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas -- parcela Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização Programado	R\$ 272.466.520,46
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 330.933.841,28
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 29.233.660,41
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 29.233.660,41
Benefício Definido Capitalização não Programado	R\$ 41.965.484,82
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 48.740.160,94
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 3.387.338,06
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 3.387.338,06
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	R\$ 0,00

Assinatura do Atuário:

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS

Contabilizado no Ativo	R\$ 0,00
Déficit equacionado	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Serviço passado	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Outras finalidades	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Contabilizado no Passivo	R\$ 122.251.992,21
Déficit equacionado	R\$ 30.607.761,16
Patrocinador (84 meses restantes)	R\$ 15.303.880,58
Participantes ativos (84 meses restantes)	R\$ 11.986.240,20
Assistidos (84 meses restantes)	R\$ 3.317.640,38
Serviço passado	R\$ 91.644.231,05
Patrocinador (84 meses restantes)	R\$ 91.644.231,05
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Outras finalidades	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00

PATRIMÔNIO DE COBERTURA

Patrimônio de Cobertura: R\$ 1.969.646.876,41

Insuficiência de cobertura: R\$ 0,00

FUNDO PREVIDENCIAL DE DESTINAÇÃO E UTILIZAÇÃO DE RESERVA ESPECIAL PARA REVISÃO DE PLANO

Saldo	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes Ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00

Assinatura do Atuário:

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

FONTE DOS RECURSOS

	Participantes		Assistidos		Patrocinador		Total em valores
	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	
Total de	9.243.271,78		8.618.431,99		25.352.291,91		43.213.995,68
Contribuições previdenciárias	9.243.271,78	15,69	8.618.431,99	16,59	25.352.291,91	42,52	43.213.995,68
Normais	7.782.257,50	13,21	8.313.827,71	14,11	7.782.257,50	13,21	23.878.342,71
Extraordinárias	1.461.014,28	2,48	304.604,28	2,48	17.570.034,41	29,31	19.335.652,97
Déficit equacionado	1.461.014,28	2,48	304.604,28	2,48	1.765.618,55	2,48	3.531.237,11
Serviço Passado	0,00	0,00	0,00	0,00	15.804.415,86	26,83	15.804.415,86
Outras Finalidades	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Utilização de fundos	0,00		0,00		0,00		0,00
Exigência regulamentar	0,00		0,00		0,00		0,00
Destinação de reserva	0,00		0,00		0,00		0,00

Data Início de Vigência: 01/04/2013

PARECER ATUARIAL DO GRUPO DE CUSTEIO**Evolução dos custos:**

A previsão de contribuições normais evoluiu de R\$11.125.459,00 para R\$ 15.564.515,00, decorrente de ajuste do Plano de custeio e alteração da taxa real de juros de 5,50% para 5,38%. A contribuição normal dos assistidos evoluiu de R\$ 6.954.177,68 para R\$ 8.313.827,71 decorrente de aumento de benefícios, novas concessões e alteração da taxa real de juros. A alteração do Plano de Custeio Normal se encontra nos Principais Riscos Atuariais.

Dotações Adicionais Relativas a Serviço Passado de Responsabilidade de Patrocinadora.

Serviço passado relativo a Atividade Especial

R\$8.008.465,18 A ser integralizada na forma aprovada pela patrocinadora, observado o disposto na legislação pertinente.

Serviço passado relativo à Recomposição de Provisões Matemáticas

R\$83.635.765,87 A ser integralizada na forma aprovada pela patrocinadora, observado o disposto na legislação pertinente.

Contribuições Extraordinárias.

2,4780% incidindo sobre o salário-real-de-contribuição, ou sobre o valor do benefício de complementação de

Assinatura do Atuário:

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1079.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

aposentadoria acrescido do adicional de aposentadoria, para vigorar a partir de 01/04/2013. Devendo, para os próximos exercícios, ser esse percentual ajustado atuarialmente, para mais ou para menos, conforme as necessidades apuradas para manutenção do equacionamento do plano, podendo ser extinta, a qualquer exercício, por absorção de resultados superavitários acumulados, na forma prevista na legislação.

As patrocinadoras são responsáveis pelo aporte de contribuições extraordinárias, paritárias às recolhidas pelos participantes ativos e assistidos.

Varição das provisões matemáticas:

As provisões matemáticas evoluíram de R\$ 1.901,4 milhões para R\$ 2.089,8 milhões. As oscilações situaram-se pouco acima da trajetória esperada em razão da alteração da hipótese de taxa real de juros.

Principais riscos atuariais:

Os riscos atuariais do Plano estão mitigados pelo equacionamento obtido a partir das contribuições extraordinárias futuras e ajustes no Plano de Custeio Normal.

Contribuições Normais:**Participantes ativos:**

- 8,16% (oito vírgula dezesseis por cento) do salário-real-de-contribuição até o valor do teto de contribuição para a Previdência Social;
- 17,13% (dezessete vírgula treze por cento) da parcela do salário-real-de-contribuição entre o valor do teto de contribuição para a Previdência Social e 3 (três) vezes esse valor;
- 24,48% (vinte e quatro vírgula quarenta e oito por cento) da parcela do salário-real-de-contribuição entre 3 (três) vezes o valor do teto de contribuição para a Previdência Social e 6 (seis) vezes esse valor;
- 29,60% (vinte e nove vírgula sessenta por cento) da parcela do salário-real-de-contribuição que exceder a 6 (seis) vezes o valor do teto de contribuição para a Previdência Social.

- Obs.: a) As faixas contributivas excedentes a 3 (três) vezes o teto de contribuição para a Previdência Social são aplicáveis somente aos participantes não atingidos pelo limite de contribuição imposto no § 3º do artigo 15.
b) A contribuição abrange a remuneração relativa ao 13º salário e demais rubricas percebidas e que integram o salário-real-de-contribuição.

Assistidos:

- Até o máximo de 2,5% (dois vírgula cinco por cento) do complemento de aposentadoria até a metade do teto de contribuição para a Previdência Social;
- Até o máximo de 3,0% (três vírgula zero por cento) da parcela do complemento de aposentadoria compreendido entre a metade e o próprio valor do teto de contribuição para a Previdência Social;
- Até o máximo de 6,3% (seis vírgula três por cento) da parcela do complemento de aposentadoria entre o valor do teto de contribuição para a Previdência Social e 3 (três) vezes esse valor;
- Até o máximo de 9,0% (nove vírgula zero por cento) da parcela do complemento de aposentadoria entre 3 (três) vezes o teto de contribuição para a Previdência Social e 6 (seis) vezes esse valor;
- Até o máximo de 19,0% (dezenove vírgula zero por cento) da parcela do complemento de aposentadoria que exceder a 6 (seis) vezes o valor do teto de contribuição para a Previdência Social.

- Obs.: a) Os assistidos que percebam o adicional de aposentadoria terão essa rubrica de benefício vitalício, acrescida ao valor do complemento de aposentadoria para fins de aplicação das alíquotas contributivas.
b) A contribuição abrange a remuneração relativa ao 13º benefício de complementação mensal.

Soluções para insuficiência de cobertura:

Não houve insuficiência de cobertura.

Contribuições por ajuste atuarial calculada por aplicação de equivalência atuarial aplicável às pensões concedidas no exercício de 2013, que tenham o risco agravado, por substituição de cônjuge de idade inferior à que constou anteriormente no cadastro previdenciário da ELETROS.

As pensões por morte ocorridas nesse exercício de 2013, que tenham registrado alteração de beneficiários

Assinatura do Atuário:



PREVIDÊNCIA SOCIAL
DIRETORIA NACIONAL DE
REGULAMENTOS E GESTÃO

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

(cônjuge ou companheira(o)), a partir do fechamento do Plano a novas adesões, ou seja, a partir de 01/04/2006, cujo risco tenha sido agravado por essa alteração, estarão sujeitos à aplicação de contribuição, de caráter vitalício, obtida por equivalência atuarial.

Assinatura do Atuário:

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

INFORMAÇÕES CONSOLIDADAS**TOTAL DAS RESERVAS**

Custo Normal do Ano	R\$ 23.878.342,71
Provisões Matemáticas	R\$ 2.089.792.747,07
Benefícios Concedidos	R\$ 1.775.360.741,79
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Contas dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 1.775.360.741,79
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.514.387.843,64
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 260.972.898,15
Benefícios a Conceder	R\$ 314.432.005,28
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização Programado	R\$ 272.466.520,46
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 330.933.841,28
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 29.233.660,41
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 29.233.660,41
Benefício Definido Capitalização não Programado	R\$ 41.965.484,82
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 48.740.160,94
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 3.387.338,06
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 3.387.338,06
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	R\$ 0,00

Assinatura do Atuário:

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS

Contabilizado no Ativo		
Déficit equacionado		R\$ 0,00
Patrocinador		R\$ 0,00
Participantes ativos		R\$ 0,00
Assistidos		R\$ 0,00
Serviço passado		R\$ 0,00
Patrocinador		R\$ 0,00
Participantes ativos		R\$ 0,00
Assistidos		R\$ 0,00
Outras finalidades		R\$ 0,00
Patrocinador		R\$ 0,00
Participantes ativos		R\$ 0,00
Assistidos		R\$ 0,00
Contabilizado no Passivo		
Déficit equacionado		R\$ 122.251.992,21
Patrocinador		R\$ 30.607.761,16
Participantes ativos		R\$ 15.303.880,58
Assistidos		R\$ 11.986.240,20
Serviço passado		R\$ 3.317.640,38
Patrocinador		R\$ 91.644.231,05
Participantes ativos		R\$ 91.644.231,05
Assistidos		R\$ 0,00
Outras finalidades		R\$ 0,00
Patrocinador		R\$ 0,00
Participantes ativos		R\$ 0,00
Assistidos		R\$ 0,00
RESULTADO DO PLANO		
Resultado do exercício		R\$ 2.106.121,55
Déficit Técnico		R\$ 0,00
Superávit Técnico		R\$ 2.106.121,55
Reserva de Contingência		R\$ 2.106.121,55
Reserva Especial para Revisão de Plano		R\$ 0,00

Assinatura do Atuário:

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BÓ ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

FONTE DOS RECURSOS

	Participantes		Assistidos		Patrocinador		Total em Valores
	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	
Total de recursos	9.243.271,78		8.618.431,99		25.352.291,91		43.213.995,68
Contribuições previdenciárias	9.243.271,78	15,69	8.618.431,99	16,59	25.352.291,91	42,52	43.213.995,68
Normais	7.782.257,50	13,21	8.313.827,71	14,11	7.782.257,50	13,21	23.878.342,71
Extraordinárias	1.461.014,28	2,48	304.604,28	2,48	17.570.034,41	29,31	19.335.652,97
Déficit equacionado	1.461.014,28	2,48	304.604,28	2,48	1.765.618,55	2,48	3.531.237,11
Serviço Passado	0,00	0,00	0,00	0,00	15.804.415,86	26,83	15.804.415,86
Outras Finalidades	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Utilização de fundos	0,00		0,00		0,00		0,00
Exigência regulamentar	0,00		0,00		0,00		0,00
Destinação de reserva	0,00		0,00		0,00		0,00

Assinatura do Atuário:

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-10] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

PARECER ATUARIAL DO PLANO**Qualidade da base cadastral:**

Consideramos como de boa qualidade as informações do cadastro previdenciário recebidas. A base cadastral está posicionada em novembro de 2012, atualizada para dezembro de 2012.

Variação do resultado:

O Plano apresentou superávit técnico, que deverá ser contabilizado como Reservas de Contingência no valor de R\$2.106.121,55, após a utilização de parte do resultado dos investimentos para custeio do incremento das Provisões Matemáticas decorrente da alteração da taxa real de juros de 5,5% ao ano para 5,38% ao ano.

Natureza do resultado:

A rentabilidade nominal superou amplamente a meta atuarial, alcançando 19,14%, mais de 7 pontos percentuais superiores à meta atuarial de 12,04% (INPC + 5,5%).

Soluções para equacionamento de déficit:

Estabelecimento de contribuições extraordinárias, revisão do plano de custeio e aplicação de proporcionalidade, por equivalência atuarial, das pensões por morte concedidas a partir de abril de 2012, quando a substituição de cônjuges, ocorrida a partir de 1º de abril de 2006, agravar o risco do Plano. O serviço passado decorrente de eventuais crescimentos salariais superiores a hipótese, calculados cumulativamente, poderão, se relevantes, vir a ser cobrados da patrocinadora e participantes (paritariamente).

Adequação dos métodos de financiamento:

Em nossa opinião consideramos como adequados os métodos adotados.

Outros fatos relevantes:

A tábua de Mortalidade Geral utilizada é a "AT 2000 básica" masculina.

Assinatura do Atuário:



PREVIDÊNCIA SOCIAL
SUPERINTENDÊNCIA MACROFUNDADA DE
PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR - PREVIC

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL


ENTIDADE: [34.268.789/0001-88] FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

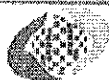
DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

Atuário Responsável	
HUGO LEGIS FERNANDES ELSENBUSCH	
	
MIBA: 1029	MTE: 1029

DA transmitida à Previc em 26/03/2013 às 14:25:37

Número de protocolo : 004567



PREVIDÊNCIA SOCIAL
 INSTITUTO BRASILEIRO DE SEGURANÇA SOCIAL

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

INFORMAÇÕES CADASTRAIS

Código: 0032-6

Sigla: ELETROS

Razão Social: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS

ENTIDADE

CNPJ: 34.268.789/0001-88

CNPB: 2006.0015-74

Nome: PLANO DE CONTRIBUIÇÃO DEFINIDA

Situação: ATIVO / EM FUNCIONAMENTO

Modalidade: CONTRIBUIÇÃO DEFINIDA

PLANO

Sigla: CD ELETROBRÁS

Característica: PATROCINADOR

Legislação Aplicável: LC 108/109

ATUÁRIO

Nome: HUGO LEGIS FERNANDES ELSENBUSCH

MIBA: 1029

Empresa:

MTE: 1029

INFORMAÇÕES SOBRE A AVALIAÇÃO ATUARIAL

Motivo da Avaliação: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

Data do cadastro: 31/12/2012

Data da Avaliação: 31/12/2012

Tipo: COMPLETA

Observações:

Relatórios Complementares apresentados pelo Atuário (não enviados à PREVIC):

INFORMAÇÕES SOBRE A DURATION DO PASSIVO DO PLANO DE BENEFÍCIOS

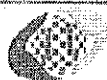
Duration do Passivo (em meses): 186

Observações:

O Duration (de Macauley) do Passivo foi calculado considerando as premissas atuariais definidas nesta DA. Para projeção do fluxo de pagamento dos benefícios dos futuros assistidos foi considerada a hipótese de 55 anos de idade para entrada em aposentadoria e a que a opção dos mesmos será pelo benefício de renda certa até os 75 anos.

Assinatura do Atuário:

Hugo Legis Fernandes Elsenbusch



PREVIDÊNCIA SOCIAL
 SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
 ADMINISTRAÇÃO GERAL DE RECURSOS HUMANOS

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] GD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

CARACTERÍSTICAS DOS BENEFÍCIOS

Benefício: BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO - BPD

Benefício Programado: NÃO

Regime: CAPITALIZAÇÃO

Método de Financiamento: CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA

Nível Básico do Benefício:

SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR FINANCEIRO E/OU ATUARIAL, CALCULADO EM FUNÇÃO DO PRAZO E DA TAXA DE JUROS.

Benefício: BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO SALDADO

Benefício Programado: SIM

Regime: CAPITALIZAÇÃO

Método de Financiamento: AGREGADO

Nível Básico do Benefício:

RENDA MENSAL VITALÍCIA, REVERSÍVEL EM PENSÃO POR MORTE, CALCULADA CONFORME DEFINIDO NOS ARTIGOS 44 E 45 DO REGULAMENTO DO PLANO CD ELETROBRÁS.

Benefício: CRÉDITO ADICIONAL POR INVALIDEZ

Benefício Programado: NÃO

Regime: REPARTIÇÃO SIMPLES

Método de Financiamento:

Nível Básico do Benefício:

O VALOR DO CRÉDITO ADICIONAL POR INVALIDEZ SERÁ OBTIDO MULTIPLICANDO-SE A CONTRIBUIÇÃO BÁSICA MÉDIA POR $[1,5 \times (1,005^M - 1) / 0,005]$, ONDE (M) REPRESENTA O NÚMERO DE MESES-CALENDÁRIO QUE, POR OCASIÃO DA ENTRADA EM BENEFÍCIO DE RENDA POR INVALIDEZ, FALTAREM PARA O PARTICIPANTE COMPLETAR 55 (CINQUENTA E CINCO) ANOS DE IDADE, ESTANDO O REFERIDO NÚMERO DE MESES(M) LIMITADO A 360 (TREZENTOS E SESSENTA).

Benefício: CRÉDITO ADICIONAL POR MORTE

Benefício Programado: NÃO

Regime: REPARTIÇÃO SIMPLES

Método de Financiamento:

Nível Básico do Benefício:

O VALOR DO CRÉDITO ADICIONAL POR MORTE SERÁ OBTIDO MULTIPLICANDO-SE A CONTRIBUIÇÃO BÁSICA MÉDIA POR $[1,5 \times (1,005^M - 1) / 0,005]$, ONDE (M) REPRESENTA O NÚMERO DE MESES-CALENDÁRIO QUE, POR OCASIÃO DO FALECIMENTO, FALTAREM PARA O PARTICIPANTE COMPLETAR 55 (CINQUENTA E CINCO) ANOS DE IDADE, ESTANDO O REFERIDO NÚMERO DE MESES(M) LIMITADO A 360 (TREZENTOS E SESSENTA).

Benefício: RENDA MENSAL DE PENSÃO POR MORTE

Benefício Programado: NÃO

Regime: CAPITALIZAÇÃO

Método de Financiamento: CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA

Nível Básico do Benefício:

SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR FINANCEIRO, CALCULADO EM FUNÇÃO DO PRAZO E DA TAXA DE JUROS.

Benefício: RENDA MENSAL POR INVALIDEZ

Benefício Programado: NÃO

Regime: CAPITALIZAÇÃO

Método de Financiamento: CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA

Nível Básico do Benefício:

SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR FINANCEIRO, CALCULADO EM FUNÇÃO DO PRAZO E DA TAXA DE JUROS.

Assinatura do Atuário:

Ruigo Sérgio Fernandes Chantrel



PREVIDÊNCIA SOCIAL
SISTEMA DE SEGURANÇA SOCIAL
ASSISTÊNCIA SOCIAL

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2000.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

Benefício: RENDA MENSAL VITALÍCIA DE PENSÃO POR MORTE**Benefício Programado:** NÃO**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA**Nível Básico do Benefício:**

SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR ATUARIAL, CALCULADO EM FUNÇÃO DA IDADE, E DA TAXA DE JUROS.

Benefício: RENDA PROGRAMADA REVERSÍVEL EM RENDA VITALÍCIA**Benefício Programado:** SIM**Regime:** CAPITALIZAÇÃO**Método de Financiamento:** CAPITALIZAÇÃO FINANCEIRA**Nível Básico do Benefício:**

SALDO ACUMULADO EM COTAS, CONVERTIDO NA DATA DO CÁLCULO EM VALOR MONETÁRIO E DIVIDIDO PELO FATOR FINANCEIRO E/OU ATUARIAL, CALCULADO EM FUNÇÃO DO PRAZO E DA TAXA DE JUROS.

Assinatura do Atuário:

Página 4



PREVIDÊNCIA SOCIAL
 INSTITUTO NACIONAL DE SEGURIDADE SOCIAL
 MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

DEMONSTRATIVO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL

GRUPO DE CUSTEIO: 1 - Pats. CD Eletrobras

Patrocinadores e Instituidores

GNPJ	Razão Social
34.268.789/0001-88	FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS
00.001.180/0002-07	CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA
42.288.886/0001-60	CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA CEPEL

Participantes Ativos: 1474
 Folha de Salário de R\$ 206.785.056,27

HIPÓTESES ATUARIAIS

Hipótese: Fator de Determinação Valor Real Longo do Tempo Ben Entidade

Valor: 0,98

Quantidade esperada no exercício seguinte: 0,98

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 0,97

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

Verificamos que a variação acumulada do indexador inflacionário no exercício foi de 6,20%, enquanto a projeção do Banco Central, para a taxa de inflação medida pelo INPC e projetada para o ano de 2012 era de cerca de 5,0%. Para 2013, projetou-se o INPC em 5,55%.

Justificativa da EFPC:

Essa hipótese reflete a perda média do poder aquisitivo do benefício de aposentadoria, verificada entre 2 períodos de reajuste, decorrente do efeito inflacionário, determinado no longo prazo como sendo entre 3,5% e 5,5% a.a.

Opinião do atuário:

Considerando que as hipóteses atuariais devem ser adotadas considerando a ótica de longo prazo recomendamos a manutenção da hipótese para o próximo exercício.

Hipótese: Hipótese sobre Composição de Família de Pensionistas

Valor: Definição de beneficiários conforme opção do participante.

Quantidade esperada no exercício seguinte: 0,00

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 0,00

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

Não se apura divergência nesta hipótese, uma vez que os beneficiários (dependentes) são definidos pelos participantes.

Justificativa da EFPC:

Aplica-se o critério definido em Regulamento.

Opinião do atuário:

Trata-se de procedimento adequado às boas práticas a utilização de base cadastral atualizada.

Hipótese: Indexador do Plano (Reajuste dos Benefícios)

Valor: COTAS DO PATRIMÔNIO

Quantidade esperada no exercício seguinte: 9,99

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 11,70

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

Os recursos previdenciários referentes aos benefícios de prestação continuada podem ser aplicados em diferentes perfis de investimentos num total de 5 perfis. A maior parte deste Patrimônio, por opção dos participantes encontra-se aplicada no perfil "CD ELETROS", cujo % em renda variável poderia variar de 10% a 35% e 90% a 65% para renda fixa. A rentabilidade da cota deste perfil foi de 11,70%, superando a meta atuarial = INPC + 4,20% (10,66% em 2012). O Patrimônio de Cobertura dos Benefícios Saldados é aplicado conforme previsto na política de investimento, aprovada pelo Conselho Deliberativo da Eletros. A rentabilidade da cota para este Patrimônio foi de 12,33% e superou a meta atuarial = INPC + 5,50% (12,04% em 2012). Para 2013, a previsão do INPC foi de 5,55%.

Justificativa da EFPC:

O segmento de Renda Variável, no perfil Eletros, escolhido pela maioria absoluta dos participantes, apresentou um desempenho de 6,80%, enquanto os segmentos de Renda Fixa, Empréstimos aos participantes, e investimentos Estruturados apresentaram resultado acumulado no ano de respectivamente 13,58%, 13,88% e 11,14% em função da queda de juros e da marcação dos títulos a mercado, a carteira de renda fixa teve um excelente desempenho. Entretanto, para 2013, com tendência de estabilidade da taxa de juros nos níveis atuais, a previsão para 2013 é menos otimista. Destaca-se

Assinatura do Atuário:

Ruijo Leão Fernandes Chaves



FUNDAÇÃO SOCIAL
DE PREVIDÊNCIA E ASSISTÊNCIA SOCIAL

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2008.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

a rentabilidade do segmento Imóveis (reavaliados em 2012), que obteve o elevado índice de 18,43%.

Opinião do atuário:

A hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD PURO" que era de 6,00% a.a. no encerramento do exercício 2011 foi alterada, com vigência a partir de 06 de julho de 2012, para a taxa de 4,20% a.a. conforme DA extraordinária de 31/07/2012. Já a hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD Saldado" que era de 5,50% a.a. no encerramento do exercício de 2011 foi alterada para 4,90% a.a. em 31/12/2012. Esta demonstra o conservadorismo adotado pela Entidade tendo como premissa o alinhamento da taxa de juros do plano com as rentabilidades reais de longo prazo previstas na política de investimentos da Fundação.

Hipótese: Taxa Real Anual de Juros

Valor: 4,20

Quantidade esperada no exercício seguinte: 4,20

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 5,18

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

O bom desempenho da carteira de investimentos justificou a variação apresentada em um cenário de queda da taxa real de juros em 2012 na economia brasileira.

Justificativa da EFPC:

A premissa adotada reflete o conservadorismo, alinhado à tendência de queda de juros de longo prazo.

Opinião do atuário:

A hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD PURO" que era de 6,00% a.a. no encerramento do exercício 2011 foi alterada, com vigência a partir de 06 de julho de 2012, para a taxa de 4,20% a.a. conforme DA extraordinária de 31/07/2012. Já a hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD Saldado" que era de 5,50% a.a. no encerramento do exercício de 2011 foi alterada para 4,90% a.a. em 31/12/2012. Esta demonstra o conservadorismo adotado pela Entidade tendo como premissa o alinhamento da taxa de juros do plano com as rentabilidades reais de longo prazo previstas na política de investimentos da Fundação.

Hipótese: Tábua de Entrada em Invalidez

Valor: LIGHT

Quantidade esperada no exercício seguinte: 10,54

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 0,00

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

A tábua de Entrada em Invalidez utilizada é a "LIGHT FRACA". Observamos que a tábua utilizada projetou para o exercício de 2012 um número de entradas em Invalidez (4,68) maior do que o observado no último exercício (0).

Justificativa da EFPC:

Utilizamos a "LIGHT FRACA" por se tratar de hipótese aderente à massa de participantes da EFPC no Plano BD administrado por esta e composta por um número significativo de participantes, conforme estudos realizados pela EFPC.

Opinião do atuário:

Manter a hipótese atual. A quantidade esperada para o exercício justifica-se por haver participantes com idade superior à 60 anos, implicando em uma probabilidade mais elevada e próxima à data limite da tábua (70 anos) que atinge a probabilidade de entrada em invalidez igual a 100%.

Hipótese: Tábua de Mortalidade de Inválidos

Valor: AT 49

Quantidade esperada no exercício seguinte: 0,01

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 0,00

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

Não houve diferença entre o esperado e o ocorrido no último exercício.

Justificativa da EFPC:

A tábua foi alterada neste exercício para a "AT-49" masculina por se tratar de hipótese aderente à massa de participantes da EFPC no Plano BD administrado por esta e composta por um número significativo de participantes, conforme estudos realizados pela EFPC.

Opinião do atuário:

Utilizar a tábua "AT-49" masculina, uma vez que os testes de aderência de hipóteses realizados rejeitaram as tábuas de mortalidade de inválidos mais utilizadas.

Assinatura do Atuário:

Hugo Sérgio Leonardo Elberund

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

Hipótese: Tábua de Mortalidade Geral

Valor: AT 2000

Quantidade esperada no exercício seguinte: 6,19

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 5,00

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

A tábua de Mortalidade Geral utilizada é a "AT-2000 básica" masculina. Observamos que a tábua utilizada projetou para o exercício de 2012 um número de falecimentos (5,57) pouco maior do que o observado no último exercício (5).

Justificativa da EFPC:

Utilizamos a "AT-2000 básica" masculina por se tratar de hipótese aderente à massa de participantes da EFPC no Plano BD administrado por esta e composta por um número significativo de participantes, conforme estudos realizados pela EFPC.

Opinião do atuário:

Manter a hipótese atual, por estar aderente à massa, conforme estudo de aderência realizados.

HIPÓTESES ATUARIAIS NÃO UTILIZADAS NESTA DEMONSTRAÇÃO

Fator de Determinação do Valor Real Longo do Tempo Ben INSS

Fator de Determinação Valor Real ao Longo do Tempo Salários

Hipótese de Entrada em Aposentadoria

Hipótese sobre Gerações Futuras de Novos Entrados

Hipótese sobre Rotalividade (Percentual)

Projeção de Crescimento Real de Salário

Projeção de Crescimento Real do Maior Sal Ben INSS

Projeção de Crescimento Real dos Benefícios do Plano

Tábua de Morbidez

BENEFÍCIOS

Benefício: BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO - BPD

Quantidade de benefícios concedidos: 0 Valor médio do benefício (R\$): 0,00

Idade média dos assistidos: 0 Custo do Ano (R\$): 0,00

Custo do Ano (%): 0,00

Provisões Matemáticas

	R\$ 14.454.132,55
Benefícios Concedidos	
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Benefícios a Considerar	R\$ 14.454.132,55
Contribuição Definida	R\$ 14.454.132,55
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 10.138.939,83
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 4.315.192,72
Benefício Definido Capitalização Programado	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização não Programado	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	R\$ 0,00

Assinatura do Atuário:

Página 7

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

Benefício: BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO SALDADO

Quantidade de benefícios concedidos: 91 Valor médio do benefício (R\$): 5.986,63
 Idade média dos assistidos: 61

Benefícios Concedidos	R\$ 100.737.498,28
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 100.737.498,28
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 89.935.152,86
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 10.802.345,42
Benefícios a Conceder	
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização Programado	R\$ 160.865.220,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	
Benefício Definido Capitalização não Programado	R\$ 15.617.601,94
Valor Atual dos Benefícios Futuros	
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	R\$ 0,00

Benefício: CRÉDITO ADICIONAL POR INVALIDEZ

Quantidade de benefícios concedidos: 0 Valor médio do benefício (R\$): 0,00
 Idade média dos assistidos: 0 Custo do Ano (R\$): 454.927,12
 Custo do Ano (%): 0,22

Provisões Matemáticas

Benefícios Concedidos	R\$ 0,00
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Benefícios a Conceder	R\$ 0,00
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização Programado	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização não Programado	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	R\$ 0,00

Assinatura do Atuário:



PREVIDÊNCIA SOCIAL
UNIDADE ADMINISTRATIVA DE
FUNDOS DE PENSÃO

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

Benefício: CRÉDITO ADICIONAL POR MORTE

Quantidade de benefícios concedidos: 4

Idade média dos assistidos: 0

Valor médio do benefício (R\$):

135.967,10

Custo do Ano (R\$):

434.249,62

Custo do Ano (%):

0,21

Provisões Matemáticas

Benefícios Concedidos

Contribuição Definida

Saldo de Conta dos Assistidos

Benefício Definido

Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos

Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos

Benefícios a Conceder

Contribuição Definida

Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor

Saldo de Contas – parcela Participantes

Benefício Definido Capitalização Programado

Valor Atual dos Benefícios Futuros

(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores

(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes

Benefício Definido Capitalização não Programado

Valor Atual dos Benefícios Futuros

(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores

(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes

Benefício Definido Capitais de Cobertura

Benefício Definido Repartição Simples

R\$ 0,00

R\$ 0,00

R\$ 0,00

R\$ 0,00

R\$ 0,00

R\$ 0,00

R\$ 0,00

R\$ 0,00

R\$ 0,00

R\$ 0,00

R\$ 0,00

R\$ 0,00

R\$ 0,00

R\$ 0,00

R\$ 0,00

R\$ 0,00

R\$ 0,00

R\$ 0,00

R\$ 0,00

R\$ 0,00

R\$ 0,00

Assinatura do Atuário:

Luzo Sérgio Fernandes Elsenbunch

Página 9

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

Benefício: RENDA MENSAL DE PENSÃO POR MORTE

Quantidade de benefícios concedidos: 20

Valor médio do benefício (R\$):

2.088,21

Idade média dos assistidos: 39

Custo do Ano (R\$):

0,00

Custo do Ano (%):

0,00

Provisões Matemáticas**Benefícios Concedidos**

R\$ 8.203.304,77

Contribuição Definida

R\$ 8.203.304,77

Saldo de Conta dos Assistidos

R\$ 8.203.304,77

Benefício Definido

R\$ 8.203.304,77

Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos

R\$ 0,00

Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos

R\$ 0,00

Benefícios a Conceder

R\$ 0,00

Contribuição Definida

R\$ 0,00

Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor

R\$ 0,00

Saldo de Contas – parcela Participantes

R\$ 0,00

Benefício Definido Capitalização Programado

R\$ 0,00

Valor Atual dos Benefícios Futuros

R\$ 0,00

(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores

R\$ 0,00

(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes

R\$ 0,00

Benefício Definido Capitalização não Programado

R\$ 0,00

Valor Atual dos Benefícios Futuros

R\$ 0,00

(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores

R\$ 0,00

(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes

R\$ 0,00

Benefício Definido Capitais de Cobertura

R\$ 0,00

Benefício Definido Repartição Simples

R\$ 0,00

R\$ 0,00

Assinatura do Atuário:

Página 10

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

Benefício: RENDA MENSAL POR INVALIDEZ

Quantidade de benefícios concedidos: 1

Valor médio do benefício (R\$):

5.593,08

Idade média dos assistidos: 56

Custo do Ano (R\$):

0,00

Custo do Ano (%):

0,00

Provisões Matemáticas**Benefícios Concedidos**

R\$ 1.116.236,77

Contribuição Definida

R\$ 1.116.236,77

Saldo de Conta dos Assistidos

R\$ 1.116.236,77

Benefício Definido

R\$ 0,00

Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos

R\$ 0,00

Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos

R\$ 0,00

Benefícios a Conceder

R\$ 0,00

Contribuição Definida

R\$ 0,00

Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor

R\$ 0,00

Saldo de Contas – parcela Participantes

R\$ 0,00

Benefício Definido Capitalização Programado

R\$ 0,00

Valor Atual dos Benefícios Futuros

R\$ 0,00

(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores

R\$ 0,00

(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes

R\$ 0,00

Benefício Definido Capitalização não Programado

R\$ 0,00

Valor Atual dos Benefícios Futuros

R\$ 0,00

(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores

R\$ 0,00

(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes

R\$ 0,00

Benefício Definido Capitais de Cobertura

R\$ 0,00

Benefício Definido Repartição Simples

R\$ 0,00

Assinatura do Atuário:

Página 11



PREVIDÊNCIA SOCIAL
 INSTITUTO NACIONAL DE SEGURANÇA E
 BENEFÍCIOS SOCIAIS - INSS

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

Benefício: RENDA MENSAL VITALÍCIA DE PENSÃO POR MORTE

Quantidade de benefícios concedidos:	0	Valor médio do benefício (R\$):	0,00
Idade média dos assistidos:	0	Custo do Ano (R\$):	0,00
		Custo do Ano (%):	0,00

Provisões Matemáticas

Benefícios Concedidos	R\$ 0,00
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Benefícios a Conceder	R\$ 0,00
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 0,00
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização Programado	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização não Programado	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadoras	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	R\$ 0,00

Assinatura do Atuário:





PREVIDÊNCIA SOCIAL
 INSTITUTO NACIONAL DE SEGURIDADE SOCIAL

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

Benefício: RENDA PROGRAMADA REVERSÍVEL EM RENDA VITALÍCIA

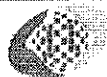
Quantidade de benefícios concedidos:	181	Valor médio do benefício (R\$):	4.829,41
Idade média dos assistidos:	60	Custo do Ano (R\$):	41.749.902,86
		Custo do Ano (%):	20,19

Provisões Matemáticas

Benefícios Concedidos	R\$ 756.168.530,81
Contribuição Definida	R\$ 170.316.986,96
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 138.782.243,59
Benefício Definido	R\$ 31.534.743,27
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 31.534.743,27
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Benefícios a Conceder	R\$ 585.851.543,95
Contribuição Definida	R\$ 585.851.543,95
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 417.043.347,48
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 168.808.196,50
Benefício Definido Capitalização Programado	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização não Programado	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	R\$ 0,00

Assinatura do Atuário:

Página 13



PREVIDÊNCIA SOCIAL
 SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
 INSTITUTO NACIONAL DE SEGURIDADE SOCIAL

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

BENEFÍCIOS ESTRUTURADOS NO MÉTODO DE FINANCIAMENTO AGREGADO

Custo do Ano (R\$):	0,00	Custo do Ano (%):	0,00
Benefícios a Conceder			
Benefício Definido Capitalização Programado			
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores			R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes			R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização não Programado			
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores			R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes			R\$ 0,00

CONSOLIDADO DO GRUPO CUSTEIO 1 - Pats. CD Eletrobras

Custo Normal do Ano (R\$)	42.639.078,60
Custo Normal do Ano (%)	20,62
Provisões Matemáticas	R\$ 1.057.162.525,12
Benefícios Concedidos	R\$ 280.374.026,68
Contribuição Definida	R\$ 148.101.785,13
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 148.101.785,13
Benefício Definido	R\$ 132.272.241,55
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 121.469.896,13
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 10.802.345,42
Benefícios a Conceder	R\$ 776.788.498,44
Contribuição Definida	R\$ 600.305.676,50
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 427.182.287,28
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 173.123.389,22
Benefício Definido Capitalização Programado	R\$ 160.865.220,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 160.865.220,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização não Programado	R\$ 15.617.601,94
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 15.617.601,94
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	R\$ 0,00

Assinatura do Atuário:

Página

14



PREVIDÊNCIA SOCIAL
 SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
 INSTITUTO NACIONAL DE SEGURIDADE SOCIAL

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS

Contabilizado no Ativo	R\$ 0,00
Déficit equacionado	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Serviço passado	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Outras finalidades	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Contabilizado no Passivo	R\$ 12.637.675,23
Déficit equacionado	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Serviço passado	R\$ 12.637.675,23
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 12.637.675,23
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Outras finalidades	R\$ 0,00
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00

PATRIMÔNIO DE COBERTURA


Patrimônio de Cobertura: R\$ 1.044.524.649,89

Insuficiência de cobertura: R\$ 0,00

FUNDOS PREVIDENCIAIS ATUARIAIS

Finalidade	Fundo de Restituição	
Fonte de custeio	Valores pendentes de ex-participantes	
Recursos recebidos no exercício		R\$ 1.371.534,76
Recursos utilizados no exercício		R\$ 1.342.086,66
Saldo		R\$ 66.366,92
Finalidade	Fundo de Riscos	
Fonte de custeio	Contribuições para benefícios não programáveis	
Recursos recebidos no exercício		R\$ 17.657.230,09
Recursos utilizados no exercício		R\$ 25.957.062,36
Saldo		R\$ 18.234.951,14

Assinatura do Atuário:





PREVIDÊNCIA SOCIAL
 INSTITUTO BRASILEIRO DE
 SEGURANÇA CONTRA RISCOS DE ACIDENTES DE TRABALHO

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

FUNDO PREVIDENCIAL DE DESTINAÇÃO E UTILIZAÇÃO DE RESERVA ESPECIAL PARA REVISÃO DE PLANO

Saldo	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes Ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00

FONTE DOS RECURSOS

	Participantes		Assistidos		Patrocinador		Total em valores
	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	
Total de	21.319.539,30		0,00		21.319.539,30		42.639.078,60
Contribuições previdenciárias	21.319.539,30	10,31	0,00	0,00	21.319.539,30	10,31	42.639.078,60
Normais	21.319.539,30	10,31	0,00	0,00	21.319.539,30	10,31	42.639.078,60
Extraordinárias	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Déficit equacionado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Serviço Passado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outras Finalidades	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Utilização de fundos	0,00		0,00		0,00		0,00
Exigência regulamentar	0,00		0,00		0,00		0,00
Destinação de reserva	0,00		0,00		0,00		0,00

Data Início de Vigência: 01/04/2013

Assinatura do Atuário:

Página 16



PREVIDÊNCIA SOCIAL
 SISTEMA FUNDADO EM 1966
 REGULADO PELA LEI Nº 8.213/91

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2008.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

PARECER ATUARIAL DO GRUPO DE CUSTEIO

Evolução dos custos:

As Contribuições Previdenciárias Normais (líquidas da sobrecarga administrativa) dos participantes e patrocinador para o próximo exercício foram estimadas em 20,62% (10,31% para os participantes e 10,31% para o patrocinador), enquanto na avaliação atuarial anterior o percentual era de 20,09% (10,045% para os participantes e 10,045% para o patrocinador). Ressaltamos que as contribuições são calculadas baseadas nos percentuais definidos pelos participantes e que os mesmos podem alterar tais percentuais, conforme previsto no regulamento. Adicionalmente, informamos que eventuais ingressos de novos participantes também implicarão na variação dos custos estimados para o próximo exercício. A sobrecarga administrativa incidente sobre as contribuições normais equivale a 3,00%. Não será aplicada sobrecarga administrativa sobre as contribuições extraordinárias. Adicionalmente incide sobre o Patrimônio do Plano a sobrecarga administrativa de 0,5% a.a..

Variação das provisões matemáticas:

Com exceção da parcela referente ao Benefício Proporcional Diferido Saldado, as Provisões Matemáticas deste Plano são constituídas apenas pelo saldo de conta dos participantes ativos e assistidos. Com isso não haverá resultado positivo ou negativo no exercício, visto que até a presente data não houve concessão de renda mensal vitalícia.

Principais riscos atuariais:

Os benefícios de risco deste Plano são: Crédito Adicional por Invalidez e Crédito Adicional por Morte. No exercício de 2012 o valor total gasto com pagamento destes benefícios foi de R\$ 543.868,41.

Soluções para insuficiência de cobertura:

Assinatura do Atuário:

Rogério de Almeida Eisenhardt

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

INFORMAÇÕES CONSOLIDADAS**TOTAL DAS RESERVAS**

Gusto Normal do Ano	R\$ 42.639.078,60
Provisões Matemáticas	R\$ 1.057.162.625,12
Benefícios Concedidos	R\$ 280.374.026,68
Contribuição Definida	R\$ 148.101.785,13
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 148.101.785,13
Benefício Definido	R\$ 132.272.241,55
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 121.469.896,13
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 10.802.345,42
Benefícios a Conceder	R\$ 776.788.498,44
Contribuição Definida	R\$ 600.305.676,50
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 427.182.267,28
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 173.123.389,22
Benefício Definido Capitalização Programado	R\$ 160.865.220,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 160.865.220,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização não Programado	R\$ 15.617.601,94
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 15.617.601,94
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	R\$ 0,00

Assinatura do Atuário:

Página 18

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS**Contabilizado no Ativo**

Déficit equacionado	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
Serviço passado	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
Outras finalidades	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00

Contabilizado no Passivo

Déficit equacionado	R\$ 12.637.675,23
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
Serviço passado	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 12.637.675,23
Participantes ativos	R\$ 12.637.675,23
Assistidos	R\$ 0,00
Outras finalidades	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00

RESULTADO DO PLANO

Resultado do exercício	R\$ 0,00
Déficit Técnico	R\$ 0,00
Superávit Técnico	R\$ 0,00
Reserva de Contingência	R\$ 0,00
Reserva Especial para Revisão de Plano	R\$ 0,00

Assinatura do Atuário:

**DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL**

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006,0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

FONTE DOS RECURSOS

	Participantes		Assistidos		Patrocinador		Total em Valores
	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	
Total de recursos	21.319.539,30		0,00		21.319.539,30		42.639.078,60
Contribuições previdenciárias	21.319.539,30	10,31	0,00	0,00	21.319.539,30	10,31	42.639.078,60
Normais	21.319.539,30	10,31	0,00	0,00	21.319.539,30	10,31	42.639.078,60
Extraordinárias	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Déficit equacionado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Serviço Passado	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Outras Finalidades	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Utilização de fundos	0,00		0,00		0,00		0,00
Exigência regulamentar	0,00		0,00		0,00		0,00
Destinação de reserva	0,00		0,00		0,00		0,00

Assinatura do Atuário:



PREVIDÊNCIA SOCIAL
 INSTITUTO NACIONAL DE SEGURIDADE SOCIAL

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2012

TIPO: COMPLETA

PARECER ATUARIAL DO PLANO

Qualidade da base cadastral:

Os dados individuais, posicionados em 31/12/2012, dos Participantes e Beneficiários do Plano foram, após a realização de testes apropriados e devidos acertos efetuados, considerados adequados para fins desta avaliação atuarial.

Variação do resultado:

Com exceção da parcela referente ao Benefício Proporcional Diferido Saldado, as Provisões Matemáticas deste Plano são constituídas apenas pelo saldo de conta dos participantes ativos e assistidos. Com isso não haverá resultado positivo ou negativo no exercício, visto que até a presente data não houve concessão de renda mensal vitalícia.

Natureza do resultado:

Não aplicável.

Soluções para equacionamento de déficit:

Adequação dos métodos de financiamento:

Informamos que não ocorreram alterações nos Métodos de Financiamento adotados, com relação à avaliação atuarial realizada no exercício anterior, sendo, portanto, todos considerados adequados.

Outros fatos relevantes:

A tábua de mortalidade de inválidos foi alterada neste exercício para a "AT-49" masculina por se tratar de hipótese aderente à massa de participantes da EFPC no Plano BD administrado por esta e composta por um número significativo de participantes, conforme estudos realizados pela EFPC. Até a presente data não houve concessão de renda vitalícia para o "Plano CD Puro", referente à modalidade de benefício calculado em função do número de cotas acumuladas individualmente. A modalidade "Plano CD Puro" é avaliada com base na taxa de juros de 4,20% a.a. enquanto que a modalidade "Plano CD Saldado" é avaliada com base na taxa de juros de 4,90% a.a. Define-se "Plano CD Puro" como sendo a modalidade de Contribuição Definida clássica, ou seja, composta por participantes e assistidos com seus respectivos saldos individuais acrescido da previsão em Regulamento dos benefícios de risco. Define-se "Plano CD Saldado" como sendo a modalidade de Plano de Benefícios correspondente ao grupo de participantes e assistidos que durante o período de migração para este Plano optaram pelo saldamento de seus benefícios no Plano de origem (Plano BD) e migraram as respectivas reservas para este Plano, na proporção de 50% ou 100% do seu direito acumulado dando origem ao Benefício Proporcional Diferido Saldado (BPDS) previsto para ser pago na data provável de aposentadoria no Plano BD considerando a respectiva elegibilidade ao benefício programado.

Ressalta-se que os valores dos benefícios saldados a conceder deste Plano, conforme previsão regulamentar, vêm sendo majorados em função da postergação do recebimento dos benefícios, em razão da permanência no plano enquanto ativos ultrapassando a data inicialmente prevista. Outro fator que poderá implicar na oscilação das Provisões Matemáticas, além da antecipação da solicitação do benefício BPDS, são as cobranças relativas às diferenças de Reservas Matemáticas calculadas em função do reconhecimento pela Previdência Social de atividade especial dos participantes migrados para este Plano. As oscilações são refletidas no Fundo de Risco.

A hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD PURO" foi mantida (4,20% a.a.), desde sua vigência a partir de 06 de julho de 2012, conforme DA, elaborada por motivo relevante posicionada em 31/07/2012. Já a hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD Saldado" que era de 5,50% a.a. no encerramento do exercício de 2011 foi alterada para 4,90% a.a. em 31/12/2012. Tal alteração reflete o conservadorismo adotado pela Entidade em conformidade com a tendência de manutenção dos juros em patamares reduzidos junto às rentabilidades reais de longo prazo previstas na política de investimentos da Fundação. Destaca-se ainda para a modalidade "BPDS" que a redução de 0,60% na taxa consumiu parte do Fundo de Riscos.

Assinatura do Atuário:

Luiz Augusto Fernandes Chaves



Relatório dos Auditores Independentes

Demonstrações Contábeis
Em 31 de dezembro de 2012



CONTEÚDO

1.	Relatório dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Contábeis Em 31 de dezembro de 2012	3-4
2.	Demonstrações Contábeis:	
2.1.	Balanço Patrimonial (Consolidado)	
	Ativo	5
	Passivo	6
2.2.	Demonstração da Mutação do Patrimônio Social	7
2.3.	Demonstração do Plano de Gestão Administrativa (Consolidada)	8
	Demonstração do Ativo Líquido – Plano BD Eletrobrás	9
2.4.	Demonstração da Mutação do Ativo Líquido – Plano BD Eletrobrás	10
	Demonstração das Obrigações Atuariais – Plano BD Eletrobrás	11
	Demonstração do Ativo Líquido – Plano CD Eletrobrás	12
2.5.	Demonstração da Mutação do Ativo Líquido – Plano CD Eletrobrás	13
	Demonstração das Obrigações Atuariais – Plano CD Eletrobrás	14
	Demonstração do Ativo Líquido – Plano CD ONS	15
2.6.	Demonstração da Mutação do Ativo Líquido – Plano CD ONS	16
	Demonstração das Obrigações Atuariais – Plano CD ONS	17
	Demonstração do Ativo Líquido – Plano CV EPE	18
2.7.	Demonstração da Mutação do Ativo Líquido – Plano CV EPE	19
	Demonstração das Obrigações Atuariais – Plano CV EPE	20
	Demonstração do Ativo Líquido – Plano CD CERON	21
2.8.	Demonstração da Mutação do Ativo Líquido – Plano CD CERON	22
	Demonstração das Obrigações Atuariais – Plano CD CERON	23
3.	Notas Explicativas às demonstrações contábeis	24-45

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Aos Participantes, Patrocinadoras, Conselheiros e Diretores da
FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS
Rio de Janeiro - RJ

1. Escopo dos exames

Auditamos as demonstrações contábeis da Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS, que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2012, e as respectivas demonstrações consolidadas da mutação do patrimônio social e do plano de gestão administrativa, e as demonstrações individuais por plano de benefícios que compreendem a demonstração do ativo líquido, da mutação do ativo líquido e das obrigações atuariais, para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

2. Responsabilidade da administração sobre as demonstrações contábeis

A Administração da Entidade é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, aplicáveis às entidades reguladas pelo Conselho Nacional de Previdência Complementar – CNPC, e pela determinação dos controles internos considerados necessários para evitar que as mesmas contenham distorção relevante, independentemente se causados por fraude ou erro.

3. Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis com base em nossos exames, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, que requerem o cumprimento de exigências éticas de nossa parte e que os nossos trabalhos sejam planejados e executados com o objetivo de obter segurança razoável de que as citadas demonstrações estejam livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidências a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações contábeis, segundo julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

continua...

Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações para planejar os procedimentos de auditoria apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e da razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela Administração da Entidade e da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

4. Opinião

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis consolidadas e individuais, referidas no parágrafo 1, apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS, em 31 de dezembro de 2012, e o desempenho consolidado e por plano de benefícios de suas operações para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, aplicáveis às entidades reguladas pelo CNPC.

5 Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior

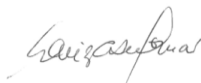
Os valores correspondentes ao exercício, findo em 31 de dezembro de 2011, apresentados para fins de comparação, foram auditados por outros auditores independentes, que emitiram relatório datado de 09 de março de 2012, que não conteve nenhuma modificação.

Rio de Janeiro, 06 de março de 2013.

FERNANDO MOTTA & ASSOCIADOS

Auditores Independentes

CRCMG - 757/O - F - RJ



Luiz Alberto Rodrigues Mourão

Contador - CRCRJ - 046.114/O

Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO

(Em milhares de Reais)

ATIVO	Nota	Exercício findo em	
		31.12.12	31.12.11
DISPONÍVEL		316	643
REALIZÁVEL		3.394.367	3.009.354
Gestão Previdencial	4	70.967	60.651
Gestão Administrativa		12.863	10.660
Investimentos	5	3.310.537	2.938.043
Títulos Públicos		696.623	748.361
Créditos Privados e Depósitos		446.098	358.102
Ações		383.173	364.898
Fundos de Investimento		1.392.968	1.109.306
Investimentos Imobiliários		234.905	215.910
Empréstimos		139.424	132.005
Depósitos Judiciais/Recurais		8.917	9.461
Outros Realizáveis		8.429	-
PERMANENTE		2.822	3.357
Imobilizado		959	970
Intangível		1.782	2.286
Diferido		81	101
GESTÃO ASSISTENCIAL	6	15.232	14.794
TOTAL DO ATIVO		3.412.737	3.028.148

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS

BALANÇO PATRIMONIAL CONSOLIDADO

(Em milhares de Reais)

PASSIVO	Nota	Exercício findo em	
		31.12.12	31.12.11
EXIGÍVEL OPERACIONAL		15.821	11.002
Gestão Previdencial	7	6.813	3.649
Gestão Administrativa		7.701	7.311
Investimentos		1.307	42
EXIGÍVEL CONTINGENCIAL	8	36.969	33.324
Gestão Previdencial		21.937	19.527
Gestão Administrativa		6.115	4.336
Investimentos		8.917	9.461
PATRIMÔNIO SOCIAL	9	3.344.715	2.969.028
Patrimônio de Cobertura do Plano		3.247.896	2.868.071
Provisões Matemáticas		3.245.790	2.868.071
Benefícios Concedidos		2.073.398	1.889.505
Benefícios a Conceder		1.307.282	1.110.432
(-) Provisões Matemáticas a Constituir		(134.890)	(131.866)
Equilíbrio técnico		2.106	-
Resultados realizados		2.106	-
Superávit Técnico Acumulado		2.106	-
Fundos		96.819	100.957
Fundos Previdenciais	10.1	23.556	30.138
Fundos Administrativos	10.2	64.714	63.313
Fundos de investimentos	10.3	8.549	7.506
GESTÃO ASSISTENCIAL		15.232	14.794
TOTAL DO PASSIVO		3.412.737	3.028.148

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS

DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO PATRIMÔNIO SOCIAL

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação
	31.12.12	31.12.11	(%)
A) Patrimônio Social – Início do Exercício	2.970.665	2.745.663	8,19
1. Adições	625.316	456.309	37,04
Contribuições previdenciais	112.074	94.206	18,97
Resultado positivo dos investimentos – Gestão previdencial	457.877	309.659	47,86
Receitas administrativas	29.248	27.232	7,40
Resultado positivo dos investimentos – Gestão administrativa	5.186	6.796	(23,69)
Constituição de fundos de investimentos	1.043	251	315,54
Receitas assistenciais	19.888	18.165	9,49
2. Destinações	(251.702)	(231.307)	8,82
Benefícios	(192.556)	(178.046)	8,15
Constituição de contingências – Gestão previdencial	(4.151)	(3.954)	4,98
Despesas administrativas	(31.276)	(30.817)	1,49
Constituição de contingências – Gestão administrativa	(1.758)	(1.962)	(10,40)
Despesas assistenciais	(21.961)	(16.528)	32,87
3. Acréscimo/decréscimo no ativo líquido (1+2)	373.614	225.002	66,05
Provisões matemáticas	377.719	84.613	346,41
Superávit técnico do exercício	2.106	107.115	(98,03)
Fundos previdenciais	(6.582)	30.137	(121,84)
Fundos administrativos	1.401	1.249	12,17
Fundos dos investimentos	1.043	251	315,54
Gestão assistencial	(2.073)	1.637	(226,63)
4. Operações transitórias	-	-	
Operações transitórias	-	-	
B) Patrimônio Social - Final do Exercício (A+3+4)	3.344.279	2.970.665	12,58

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS

DEMONSTRAÇÃO DO PLANO DE GESTÃO ADMINISTRATIVA CONSOLIDADA

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação
	31.12.12	31.12.11	(%)
A) Fundo Administrativo do Exercício Anterior	63.313	62.064	2,01
1. Custeio da gestão administrativa	34.435	34.028	1,20
1.1. Receitas	34.435	34.028	1,20
Custeio administrativo da gestão previdencial	3.383	2.670	26,70
Custeio administrativo dos investimentos	15.103	13.627	10,83
Taxa de administração de empréstimos e financiamentos	176	163	7,98
Receitas Diretas	2.033	2.476	(17,89)
Resultado positivo dos investimentos	5.186	6.796	(23,69)
Reembolso da gestão assistencial	6.055	6.075	(0,33)
Outras receitas	2.499	2.221	12,52
2. Despesas administrativas	33.034	32.779	0,78
2.1. Administração previdencial	14.130	14.724	(4,03)
Pessoal e encargos	8.910	8.597	3,64
Treinamentos/congressos e seminários	108	102	5,88
Viagens e estadias	47	62	(24,19)
Serviços de terceiros	2.032	2.123	(4,29)
Despesas gerais	1.088	1.085	0,28
Depreciações e amortizações	518	451	14,86
Contingências	1.377	1.572	(12,40)
Outras despesas	50	732	(93,17)
2.2. Administração dos investimentos	11.875	11.017	7,79
Pessoal e encargos	8.557	7.780	9,99
Treinamentos/congressos e seminários	103	92	11,96
Viagens e estadias	45	56	(19,64)
Serviços de terceiros	1.884	1.873	0,59
Despesas gerais	808	808	-
Depreciações e amortizações	478	408	17,16
2.3. Administração assistencial	6.055	6.075	(0,33)
2.4. Reversão de recursos para o plano de benefícios	-	-	
2.5. Outras despesas	974	963	1,14
3. Resultado negativo dos investimentos	-	-	
4. Sobra/insuficiência da gestão administrativa (1-2-3)	1.401	1.249	12,17
5. Constituição/reversão do fundo administrativo (4)	1.401	1.249	12,17
6. Operações transitórias	-	-	
B) Fundo Administrativo do Exercício Atual (A+5+6)	64.714	63.313	2,21

PLANO DE BENEFÍCIOS BD ELETROBRÁS
Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

DEMONSTRAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DAL)

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.12	31.12.11	
Ativos	2.058.371	1.862.776	10,50
Disponível	9	2	350,00
Recebível	112.795	100.772	11,93
Investimentos	1.945.567	1.762.002	10,42
Títulos públicos	696.623	712.045	(2,17)
Créditos privados e depósitos	258.485	213.167	21,26
Ações	198.125	186.639	6,15
Fundos de investimento	520.253	403.822	28,83
Investimentos imobiliários	170.369	156.600	8,79
Empréstimos	85.303	81.448	4,73
Depósitos judiciais/recursais	7.980	8.281	(3,63)
Outros realizáveis	8.429	-	-
Obrigações	37.219	30.746	21,05
Operacional	7.301	2.938	148,50
Contingencial	29.918	27.808	7,59
Fundos não previdenciais	51.505	49.714	3,60
Fundos administrativos	45.227	44.001	2,79
Fundos dos investimentos	6.278	5.713	9,89
Ativo líquido	1.969.647	1.782.316	10,51
Provisões matemáticas	1.967.541	1.782.316	10,39
Superávit Técnico	2.106	-	-

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

PLANO DE BENEFÍCIOS BD ELETROBRÁS
Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DMAL)

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.12	31.12.11	
A) Ativo líquido – Início do Exercício	1.782.316	1.698.343	4,94
1. Adições	357.697	244.637	46,22
Contribuições previdenciais	34.947	30.991	12,76
Resultado positivo dos investimentos – Gestão previdencial	322.750	213.646	51,07
2. Destinações	(170.366)	(160.664)	6,04
Benefícios	(165.298)	(156.011)	5,95
Constituição de contingências – Gestão previdencial	(4.152)	(3.954)	5,01
Custeio administrativo	(916)	(699)	31,04
3. Acréscimo/decréscimo no ativo líquido (1+2)	187.331	83.973	123,08
Provisões matemáticas	185.225	(23.142)	(900,38)
Superávit / Déficit técnico do exercício	2.106	107.115	(98,03)
B) Ativo líquido – Final do Exercício (A+3)	1.969.647	1.782.316	10,51
C) Fundos não previdenciais	51.505	49.714	3,60
Fundos administrativos	45.227	44.001	2,79
Fundos dos investimentos	6.278	5.713	9,89

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

PLANO DE BENEFÍCIOS BD ELETROBRÁS
Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

DEMONSTRAÇÕES DAS OBRIGAÇÕES ATUARIAIS (DOAP)

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.12	31.12.11	
Patrimônio de Cobertura do Plano	1.969.647	1.782.316	10,51
1. Provisões Matemáticas	1.967.541	1.782.316	10,39
1.1. Benefícios concedidos	1.775.361	1.628.226	9,04
Benefício definido	1.775.361	1.628.226	9,04
1.2. Benefício a conceder	314.432	273.175	15,10
Benefício definido	314.432	273.175	15,10
1.3. (-) Provisões Matemáticas a constituir	(122.252)	(119.085)	2,66
(-) Serviço passado	(91.644)	(88.905)	3,08
(-) Patrocinador(es)	(91.644)	(88.905)	3,08
(-) Déficit equacionado	(30.608)	(30.180)	1,42
(-) Patrocinador(es)	(15.304)	(15.090)	1,42
(-) Participantes	(11.986)	(11.819)	1,41
(-) Assistidos	(3.318)	(3.271)	1,44
2. Equilíbrio Técnico	2.106	-	-
2.1. Resultados Realizados	2.106	-	-
Superávit técnico acumulado	2.106	-	-
Reserva de contingência	2.106	-	-

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

PLANO DE BENEFÍCIOS CD ELETROBRÁS
Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

DEMONSTRAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DAL)

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.12	31.12.11	
Ativos	1.084.871	955.905	13,49
Disponível	20	4	400,00
Recebível	22.120	23.071	(4,12)
Investimento	1.062.731	932.830	13,93
Títulos públicos	-	30.161	(100,00)
Créditos privados e depósitos	151.579	120.372	25,93
Ações	146.882	144.964	1,32
Fundos de investimento	654.321	535.305	22,23
Investimentos imobiliários	64.500	59.287	8,79
Empréstimos	44.512	41.561	7,10
Depósitos judiciais/recursais	937	1.180	(20,59)
Obrigações	1.447	1.713	(15,53)
Operacional	511	533	(4,13)
Contingencial	936	1.180	(20,68)
Fundos não previdenciais	20.599	20.621	(0,11)
Fundos administrativos	18.722	19.189	(2,43)
Fundos dos investimentos	1.877	1.432	31,08
Ativo líquido	1.062.825	933.571	13,85
Provisões matemáticas	1.044.525	907.000	15,16
Fundos previdenciais	18.300	26.571	(31,13)

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

PLANO DE BENEFÍCIOS CD ELETROBRÁS
Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DMAL)

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.12	31.12.11	
A) Ativo líquido – Início do Exercício	933.571	829.119	12,60
1. Adições	152.691	123.408	23,73
Contribuições previdenciais	40.687	36.893	10,28
Resultado positivo dos investimentos – Gestão previdencial	112.004	86.515	29,46
2. Destinações	(23.437)	(18.956)	23,64
Benefícios	(22.213)	(17.843)	24,49
Custeio administrativo	(1.224)	(1.113)	9,97
3. Acréscimo/decréscimo no ativo líquido (1+2)	129.254	104.452	23,74
Provisões matemáticas	137.525	77.882	76,58
Fundos previdenciais	(8.271)	26.570	(131,13)
B) Ativo líquido – Final do Exercício (A+3)	1.062.825	933.571	13,85
C) Fundos não previdenciais	20.599	20.621	(0,11)
Fundos administrativos	18.722	19.189	(2,43)
Fundos dos investimentos	1.877	1.432	31,08

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

PLANO DE BENEFÍCIOS CD ELETROBRÁS
Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

DEMONSTRAÇÕES DAS OBRIGAÇÕES ATUARIAIS (DOAP)

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.12	31.12.11	
Patrimônio de Cobertura do Plano	1.044.525	907.000	15,16
1. Provisões Matemáticas	1.044.525	907.000	15,16
1.1. Benefícios concedidos	280.374	250.512	11,92
Contribuição definida	148.102	137.696	7,56
Benefício definido	132.272	112.816	17,25
1.2. Benefício a conceder	776.788	669.270	16,06
 Contribuição definida	600.305	515.389	16,48
Saldo de contas - Parcela patrocinadora	427.182	374.549	14,05
Saldo de contas - Parcela participantes	173.123	140.840	22,92
 Benefício definido	176.483	153.881	14,69
1.3. (-) Provisões matemáticas a constituir	(12.637)	(12.782)	(1,13)
 (-) Serviço passado	(12.637)	(12.782)	(1,13)
(-) Patrocinador(es)	(12.637)	(12.782)	(1,13)

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

PLANO DE BENEFÍCIOS CD ONS

Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

DEMONSTRAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DAL)

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Varição
	31.12.12	31.12.11	(%)
Ativos	206.659	165.563	24,82
Disponível	10	2	400,00
Recebível	359	18	1.894,44
Investimentos	206.290	165.543	24,61
Títulos públicos	-	5.397	(100,00)
Créditos privados e depósitos	29.962	21.541	39,09
Ações	35.047	32.186	8,89
Fundos de investimento	131.672	97.424	35,15
Empréstimos	9.609	8.995	6,83
Obrigações	383	164	133,54
Operacional	383	164	133,54
Fundos não previdenciais	753	379	98,68
Fundos administrativos	359	18	1.894,44
Fundos dos investimentos	394	361	9,14
Ativo líquido	205.523	165.020	24,54
Provisões matemáticas	202.072	162.331	24,48
Fundos previdenciais	3.451	2.689	28,34

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

PLANO DE BENEFÍCIOS CD ONS

Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DMAL)

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.12	31.12.11	
A) Ativo líquido – Início do Exercício	165.020	139.608	18,20
1. Adições	45.232	29.861	51,48
Contribuições	25.039	21.741	15,17
Resultado positivo dos investimentos – gestão previdencial	20.193	8.120	148,68
2. Destinações	(4.729)	(4.449)	6,29
Benefícios	(4.014)	(3.828)	4,86
Custeio administrativo	(715)	(621)	15,14
3. Acréscimo/decréscimo no ativo líquido (1+2)	40.503	25.412	59,39
Provisões matemáticas	39.742	22.723	74,90
Fundos previdenciais	761	2.689	(71,70)
B) Ativo líquido – Final do Exercício (A+3)	205.523	165.020	24,54
C) Fundos não previdenciais	753	379	98,68
Fundos administrativos	359	18	1.894,44
Fundos dos investimentos	394	361	9,14

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

PLANO DE BENEFÍCIOS CD ONS
Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

DEMONSTRAÇÕES DAS OBRIGAÇÕES ATUARIAIS (DOAP)

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.12	31.12.11	
Patrimônio de Cobertura do Plano	202.072	162.331	24,48
1. Provisões Matemáticas	202.072	162.331	24,48
1.1. Benefícios concedidos	17.445	10.768	62,01
Contribuição definida	9.232	7.961	15,97
Benefício definido	8.213	2.807	192,59
1.2. Benefício a conceder	184.627	151.563	21,82
Contribuição definida	184.627	151.563	21,82
Saldo de contas - parcela Patrocinadora	82.884	67.912	22,05
Saldo de contas - Parcela Participantes	101.743	83.651	21,63

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

PLANO DE BENEFÍCIOS CV EPE

Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

DEMONSTRAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DAL)

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.12	31.12.11	
Ativos	23.427	15.531	50,84
Disponível	10	2	400,00
Recebível	57	9	533,33
Investimentos	23.360	15.520	50,52
Títulos públicos	-	669	(100,00)
Créditos privados e depósitos	4.183	2.668	56,78
Ações	2.254	1.108	103,43
Fundos de investimento	16.923	11.075	52,80
Obrigações	2	-	-
Operacional	2	-	-
Fundos não previdenciais	57	9	533,33
Fundos administrativos	57	9	533,33
Ativo líquido	23.368	15.522	50,55
Provisões matemáticas	21.840	14.725	48,32
Fundos previdenciais	1.528	797	91,72

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

PLANO DE BENEFÍCIOS CV EPE
Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DMAL)

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação
	31.12.12	31.12.11	(%)
A) Ativo líquido – Início do Exercício	15.522	9.274	67,37
1. Adições	8.206	6.605	24,24
Contribuições previdenciais	5.982	5.261	13,70
Resultado positivo dos investimentos – Gestão previdencial	2.224	1.344	65,48
2. Destinações	(360)	(357)	0,84
Benefícios	(181)	(199)	(9,05)
Custeio administrativo	(179)	(158)	13,29
3. Acréscimo/decréscimo no ativo líquido (1+2)	7.846	6.248	25,58
Provisões matemáticas	7.115	5.452	30,50
Fundos previdenciais	731	796	(8,17)
B) Ativo líquido – Final do Exercício (A+3)	23.368	15.522	50,55
C) Fundos não previdenciais	57	9	533,33
Fundos administrativos	57	9	533,33

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

PLANO DE BENEFÍCIOS CV EPE
Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

DEMONSTRAÇÕES DAS OBRIGAÇÕES ATUARIAIS (DOAP)

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação
	31.12.12	31.12.11	(%)
Patrimônio de Cobertura do Plano	21.840	14.725	48,32
1. Provisões Matemáticas	21.840	14.725	48,32
1.1. Benefício a conceder	21.840	14.725	48,32
Contribuição definida	21.840	14.725	48,32
Saldo de contas - parcela Patrocinadora	10.311	6.961	48,13
Saldo de contas - Parcela participantes	11.529	7.764	48,49

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

PLANO DE BENEFÍCIOS CD CERON
Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

DEMONSTRAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DAL)

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.12	31.12.11	
Ativos	10.566	1.932	446,89
Disponível	9	2	350,00
Recebível	349	96	263,54
Investimento	10.208	1.834	456,60
Títulos públicos	-	88	(100,00)
Créditos privados e depósitos	1.889	354	433,62
Ações	865	-	-
Fundos de investimento	7.454	1.392	435,49
Obrigações	128	56	128,57
Operacional	128	56	128,57
Fundos não previdenciais	349	96	263,54
Fundos administrativos	349	96	263,54
Ativo líquido	10.089	1.780	466,80
Provisões Matemáticas	9.812	1.699	477,52
Fundos Previdenciais	277	81	241,98

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

PLANO DE BENEFÍCIOS CD CERON

Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DMAL)

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação
	31.12.12	31.12.11	(%)
A) Ativo líquido – Início do Exercício	1.780	-	-
1. Adições	9.506	2.023	369,90
Contribuições previdenciais	8.801	1.990	342,26
Resultado positivo dos investimentos – Gestão previdencial	705	33	2.036,36
2. Destinações	(1.197)	(243)	392,59
Benefícios	(849)	(164)	417,68
Custeio administrativo	(348)	(79)	340,51
3. Acréscimo/decréscimo no ativo líquido (1+2)	8.309	1.780	366,80
Provisões matemáticas	8.113	1.699	377,52
Fundos previdenciais	196	81	141,98
B) Ativo líquido – Final do Exercício (A+3)	10.089	1.780	466,80
C) Fundos não previdenciais	349	96	263,54
Fundos administrativos	349	96	263,54

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

PLANO DE BENEFÍCIOS CD CERON

Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS

DEMONSTRAÇÕES DAS OBRIGAÇÕES ATUARIAIS (DOAP)

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação
	31.12.12	31.12.11	(%)
Patrimônio de Cobertura do Plano	9.812	1.699	477,52
1. Provisões Matemáticas	9.812	1.699	477,52
1.1. Benefícios concedidos	217	-	
Contribuição definida	217	-	
1.2. Benefício a conceder	9.595	1.699	464,74
Contribuição definida	9.595	1.699	464,74
Saldo de contas - parcela Patrocinadora	4.791	847	465,64
Saldo de contas - Parcela participantes	4.804	852	463,85

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

(Em milhares de reais)

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, Centrais Elétricas de Rondônia S.A.- CERON 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 nº 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 n.ºs 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).

Atualmente administra cinco planos de benefícios, todos inscritos no Cadastro Nacional de Planos de Benefícios - CNPB mantidos pela PREVIC.

- Plano BD Eletrobrás - 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, publicada no Diário Oficial da União Seção 1 em 24 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 Eletrobrás.
- Plano CD Eletrobrás - 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.

- 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 7 de janeiro de 2010, publicada no Diário Oficial da União Seção 1 em 8 de janeiro de 2010.
- Plano CV EPE - patrocinado pela 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, publicada no Diário Oficial da União Seção 1 em 13 de novembro de 2009.
- Plano CD CERON - patrocinado pela Centrais Elétricas de Rondônia S.A.- CERON, na forma de Contribuição Definida, com regulamento e convênio de adesão vigentes aprovados por meio da Portaria nº 389 de 26 de julho de 2011, publicada no Diário Oficial da União Seção 1 em 27 de julho de 2011.

2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis foram elaboradas e estão sendo apresentadas em atendimento às disposições legais dos órgãos normativos e reguladores das atividades das entidades fechadas de previdência complementar, especificamente a Resolução CNPC nº 8, de 31 de outubro de 2011, Instrução SPC nº 34, de 24 de setembro de 2009 e de acordo com as práticas contábeis aplicáveis no Brasil e em observância à Resolução do Conselho Federal de Contabilidade nº 1.272, de 22 de janeiro de 2010, que aprovou a NBC TE 11.

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 o fluxo dos investimentos, proporcione informações mais adequadas, confiáveis e relevantes do que a apresentação em circulante e não circulante, em conformidade com o item 63 da 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 Suplementar – 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 operações do Plano Assistencial são contabilizadas de acordo com as regras e o plano de contas da ANS, estabelecido pela Resolução Normativa nº 247 e pela Instrução Normativa nº 46, ambas de 25 de fevereiro de 2011, evidenciando o patrimônio assistencial em demonstrações específicas.

As demonstrações consolidadas representam o somatório dos saldos contábeis apresentados em cada Plano de Benefícios, Assistencial e no PGA.

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 Eletrobrás são registradas pelo regime de competência, e as contribuições do Plano CD Eletrobrás, CD ONS, CV EPE e CD CERON pelo regime de caixa.

- **Plano de Benefício Definido - BD ELETROBRÁS**

As contribuições dos participantes ativos são calculadas com base em percentuais que variam de 8,16% 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 Demonstrativo Atuarial 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. As contribuições vigentes estão de acordo com o previsto em regulamento.

Cobranças extraordinárias mensais foram estipuladas para assistidos e ativos, visando o reequilíbrio atuarial do plano que encontra-se superavitário, correspondendo a 2,0431% sobre o Salário Real de Contribuição – SRC dos participantes ativos e sobre os benefícios, no caso dos assistidos.

- **Plano de Contribuição Definida - CD ELETROBRÁS**

As contribuições básicas dos participantes ativos são calculadas com base em percentuais calculados cumulativamente; correspondem a 4,5% da parcela da remuneração mensal, inclusive sobre a 13ª remuneração, compreendida até 10 (dez) Unidades Reajustáveis do Plano – URP; e 15% da 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:

As contribuições básicas dos participantes ativos são calculadas com base em percentuais calculados cumulativamente; correspondem a 2% da parcela da remuneração mensal, inclusive sobre a 13ª remuneração, compreendida até o valor do SRB (Salário de Referência Básico); e 10% da parcela da remuneração mensal que exceder ao valor do parâmetro citado anteriormente.

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; correspondem a 3% da parcela da remuneração mensal, inclusive sobre a 13ª remuneração, compreendida até o valor do teto de contribuição para a Previdência Social; e 11% da parcela da remuneração mensal que exceder ao valor do parâmetro citado anteriormente.

A patrocinadora contribui paritariamente com o participante.

- Plano de Contribuição Definida – CD CERON

As contribuições básicas dos participantes ativos são calculadas com base em percentuais calculados cumulativamente; correspondem a 4% da parcela da remuneração mensal, inclusive sobre a 13ª remuneração, compreendida até o valor do teto de contribuição para a Previdência Social; e 13% da parcela da remuneração mensal que exceder ao valor do parâmetro citado anteriormente.

A patrocinadora contribui paritariamente com o participante.

c. Investimentos

- Títulos Públicos, Créditos Privados e Depósitos

Em atendimento aos normativos legais: Resolução CGPC nº 4 e nº 15, de 30/01/2002 e 23/08/2005, respectivamente, e o item 14 da Instrução SPC nº34, de 24/09/2009, 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 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 nº 5.1).

- **Ações**

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 nº 25, de 30 de junho de 2008 e Instrução SPC nº 34, de 24/09/2009.

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.

A variação originada da comparação entre os valores contábeis e os de mercado é apropriada diretamente ao resultado.

Os dividendos e as bonificações resultantes das aplicações em ações são reconhecidos a partir da decisão da Assembleia Geral dos Acionistas.

- **Fundos de Investimentos**

Os montantes relativos aos fundos de investimentos são apresentados pelo valor das cotas do fundo na data do balanço.

- **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, 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, deduzidos das amortizações, acrescidos dos rendimentos auferidos e deduzidos, quando aplicável, de provisão para perdas na realização de créditos, conforme descrito em (d).

d. 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.

e. Imobilizado e intangível

Os bens corpóreos são registrados ao valor de custo de aquisição líquido das respectivas depreciações acumuladas, calculadas pelo método linear, com base na vida útil econômica estimada.

Os direitos adquiridos relacionados ao apoio às atividades da Eletros são contabilizados ao valor de custo, deduzidos da amortização acumulada, também calculada pelo método linear, durante a vida útil estimada, a partir da data da sua disponibilidade para uso.

A depreciação e a amortização são calculadas às seguintes taxas ao ano:

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% (dez por cento)
Direito de uso de software	20% (dez por cento)

As benfeitorias realizadas em imóveis de terceiros estão sendo amortizadas de acordo com a temporalidade que beneficiará os exercícios sociais subsequentes.

f. Provisão de férias e 13º salário e respectivos encargos

As férias vencidas e proporcionais, inclusive o adicional de férias e o 13º salário, são provisionados no PGA, segundo o regime de competência, acrescidos dos encargos sociais.

g. Exigível contingencial

Registra o montante das provisões decorrentes 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 estimada 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 Ativo Contingencial do plano.

h. Provisões Matemáticas

São apuradas com base em cálculos atuariais, procedidos pelos atuários responsáveis pelos planos. Representam os compromissos acumulados no encerramento do exercício, quanto aos benefícios concedidos e a conceder aos assistidos e participantes.

i. Estimativas Atuariais e Contábeis

As estimativas atuariais e contábeis foram baseadas em fatores objetivos que refletem a posição em 31 de dezembro de 2012 e 2011, 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 responsáveis pelos planos, e as contingências passivas, cujas probabilidades de êxito foram informadas pelos advogados que patrocinam as ações.

j. Receitas administrativas

Atendendo à determinação das Resoluções CNPC nº 08, de 31 de outubro de 2011, 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.

k. Operações administrativas

Em conformidade com a Resolução CNPC nº 08, de 31 de outubro de 2011, e Instrução SPC 34, de 24 de setembro de 2009, o Plano de Gestão Administrativa – PGA centraliza os registros das operações Administrativas da Eletros, sendo segregado pelas Gestão Previdencial, Gestão Assistencial e Gestão de Investimentos, e por planos de benefícios.

O Plano de Gestão Administrativa – PGA possui patrimônio próprio, segregado dos planos de benefícios previdenciais.

O patrimônio do PGA é constituído pelas receitas (previdencial, investimentos, receitas diretas e outras receitas) e reembolsos (assistenciais) administrativos, deduzidos das despesas da administração previdencial, assistencial e dos investimentos, sendo as sobras ou insuficiências administrativas alocadas ou revertidas ao fundo administrativo.

4. GESTÃO PREVIDENCIAL - REALIZÁVEL

Em 31 de dezembro de 2012 e 2011, a gestão previdencial pode ser assim resumida:

Descrição	Exercício findo em	
	31.12.12	31.12.11
Contribuições do mês	2.620	1.219
Contribuições em atraso	4.236	-
Contribuições contratadas	18.841	18.738
Outros recursos a receber	2.600	3.872
Outros realizáveis	23.500	21.058
Depósitos judiciais/recursais	19.170	15.764
Total (R\$ mil)	70.967	60.651

Contribuições do mês

Representam os recursos a receber do plano BD Eletrobrás, referentes às contribuições previdenciais normais do mês em curso, prevista na avaliação atuarial anual.

Contribuições em atraso

Referem-se aos recursos a receber do plano BD Eletrobrás, referentes às contribuições previdenciais extraordinárias (equacionamento do déficit) dos participantes e da patrocinadora Eletrobras, do período de abril a dezembro de 2012.

Contribuições contratadas

Representam as coberturas de reservas matemáticas já contratadas referentes aos planos BD Eletrobrás e CD Eletrobrás, e são devidas pela patrocinadora Cepel, conforme previsto no regulamento da entidade.

As contribuições contratadas em aberto em 31 de dezembro de 2012 e 2011 podem ser assim demonstradas:

Contratos		Plano	Prazo Amortização	Parcelas (a)			Valor		Exercício findo em	
Firmados	Patrocinadora			Quitadas	Vincendas	Encargos	Contratado	Parcela	31.12.12	31.12.11
CF-015/06	CEPEL	BD Eletrobrás	15 anos	81	99	*INPC + 6% a.a.	2.774	32	2.585	2.663
CF-016-A/06	CEPEL	BD Eletrobrás	15 anos	93	87	*INPC + 6% a.a.	2.894	35	2.549	2.663
CF-017/A/06	CEPEL	BD Eletrobrás	15 anos	93	87	*INPC + 6% a.a.	12.764	153	11.240	11.746
CF-018/10	CEPEL	BD Eletrobrás	15 anos	35	145	*INPC + 5,5% a.a.	1.625	15	1.669	1.666
CF-022/12	CEPEL	CD Eletrobrás	15 anos	-	180	**URE + 5,5% a.a.	798	-	798	-
							Total (R\$ mil)		18.841	18.738

(a) - Parcelas com vencimento no dia 28 de cada mês.

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.

** URE – Unidade de Referência da Eletros.

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 Eletrobrás”, de acordo com o art. 15 do regulamento do Plano fechado BD Eletrobrás.

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 2012 e 2011 podem ser resumidos como segue:

Participantes	Plano de Benefícios	Exercício findo em	
		31.12.12	31.12.11
ELETROBRAS	CD Eletrobras	1.542	2.234
CEPEL	CD Eletrobras	950	1.490
ELETROS	CD Eletrobras	108	148
Total (R\$ mil)		2.600	3.872

Outros realizáveis

Representam 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.

Depósitos judiciais / recursais

Representam os valores correspondentes aos depósitos judiciais com contingências passivas previdenciais.

5. INVESTIMENTOS - REALIZÁVEL

Em 31 de dezembro de 2012 e 2011, a carteira de investimentos consolidada apresentava a seguinte composição:

	Exercício findo em	
	31.12.12	31.12.11
Títulos públicos	696.623	748.361
Notas do Tesouro Nacional	696.623	748.361
Créditos privados e depósitos	446.098	358.102
Letras hipotecárias	183.960	153.535
Caderneta de poupança	19	18
Letras financeiras	238.059	183.959
Debêntures	24.060	20.590
Ações	383.173	364.898
Instituições Financeiras	85.601	96.740
Companhias Abertas (*)	297.549	268.158
Empréstimos de ações	23	-
Fundos de investimentos	1.392.968	1.109.306
Renda fixa	1.135.877	933.842
Ações	191.536	114.968
Multimercado	50.550	45.482
Direitos creditórios	15.005	15.014
Investimentos imobiliários	234.905	215.910
Aluguéis e renda	234.905	215.910
Empréstimos e financiamentos	139.424	132.005
Empréstimos	139.424	132.005
Depósitos judiciais/recursais	8.917	9.461
Outros realizáveis	8.429	-
Acordo Judicial - Banco Santander	8.429	-
Total de Investimentos (R\$ mil)	3.310.537	2.938.043

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

(*) Inclui provisão para perda de R\$ 1.397 mil (R\$2.382 mil em 2011) 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.

5.1. Títulos Públicos e Créditos Privados e Depósitos

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 nº 4, de 30 de janeiro de 2002.

Títulos para Negociação	31.12.12							
	Prazo de Vencimento						Acima 720	Total Carteira
	0 a 30	31 a 90	91 a 180	181 a 365	366 a 720			
Títulos Públicos	-	-	-	-	-	696.623	696.623	
Notas do Tesouro Nacional	-	-	-	-	-	696.623	696.623	
Créditos Privados e Depósitos	19	-	-	-	19.067	427.012	446.098	
Letras Hipotecárias	-	-	-	-	-	183.960	183.960	
Cademeta de Poupança	19	-	-	-	-	-	19	
Letras Financeiras	-	-	-	-	-	238.059	238.059	
Debêntures	-	-	-	-	19.067	4.993	24.060	
Fundos de Investimentos	95.348	34.643	6.031	104.141	169.366	791.903	1.201.432	
Total (R\$ mil)	95.367	34.643	6.031	104.141	188.433	1.915.538	2.344.153	

Títulos para Negociação	31.12.11							
	Prazo de Vencimento						Acima 720	Total Carteira
	0 a 30	31 a 90	91 a 180	181 a 365	366 a 720			
Títulos Públicos	-	-	-	-	-	748.361	748.361	
Notas do Tesouro Nacional	-	-	-	-	-	748.361	748.361	
Créditos Privados e Depósitos	18	-	-	-	-	358.084	358.102	
Letras Hipotecárias	-	-	-	-	-	153.535	153.535	
Cademeta de Poupança	18	-	-	-	-	-	18	
Letras Financeiras	-	-	-	-	-	183.959	183.959	
Debêntures	-	-	-	-	-	20.590	20.590	
Fundos de Investimentos	402.772	20.653	-	93.890	189.300	287.723	994.338	
Total (R\$ mil)	402.790	20.653	-	93.890	189.300	1.394.168	2.100.801	

Fundamentada no conservadorismo, a Eletros mantém provisão de R\$ 2.688 mil (R\$ 2.385 mil em 2011) para absorver possíveis perdas com investimentos em Debêntures da empresa Ferreira Guimarães, que vem apresentando patrimônio líquido negativo nos últimos anos.

5.2. Investimentos Imobiliários

Imóveis	Reavaliação	Exercício findo em	
		31.12.12	31.12.11
Localização			
Uso próprio:		8.440	8.180
Rua Uruguaiana nº 174 – RJ (Edifício Metropolitan Center)	Dezembro/2012	8.440	8.180
Locados às patrocinadoras:		149.670	141.884
Rua da Quitanda nº 196 - RJ (Edifício Mário Bhering)	Dezembro/2012	63.950	58.128
Av enida Presidente Vargas nº 409 - RJ (Edifício Herm Stoltz)	Dezembro/2012	68.000	67.200
Av enida Marechal Floriano nº 19 - RJ (Edifício Vital Brazil)	Dezembro/2012	11.520	10.356
Av enida Presidente Vargas nº 417 - RJ (Edifício Central)	Dezembro/2012	6.200	6.200
Locados a terceiros:		74.090	63.770
Av enida Presidente Vargas nº 642 - RJ (Edifício Belacap)	Dezembro/2012	74.090	63.770
Valores a receber		2.705	2.076
Total (R\$ mil)		234.905	215.910

Em atendimento a Instrução SPC nº 34, de 24 de setembro de 2009, nos exercícios de 2012 e 2011 procedeu-se à reavaliação dos investimentos imobiliários conforme laudos técnicos emitidos pela empresa, Câmara de Consultores Associados Ltda. A metodologia aplicada para avaliação dos imóveis utilizada pela Câmara de Consultores Associados Ltda. foi o método comparativo de dados de mercado com regressão múltipla, utilizando o software INFER-v3.2. O resultado positivo das reavaliações realizada em 2012 e 2011 possibilitou um acréscimo patrimonial no montante líquido de R\$ 22.970 mil em 2012 (R\$ 116.136 mil em 2011) registrado no fluxo dos investimentos.

5.3. Outros Realizáveis

Em 18 de dezembro de 2012, a Eletros efetuou acordo judicial com o Banco Santander no montante de R\$ 8.429 mil para encerrar as ações judiciais de que tratam os dois processos em curso na 22ª Vara Cível da Comarca da Capital do TJRJ.

Esses processos, ajuizados em 2002 objetivavam o recebimento de diferenças de correção monetária (Plano Verão) em aplicações em Certificados e Recibos de Depósito Bancário (CDB/RDB), com rendimento pós-fixado.

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 mantêm sua contabilidade segregada dos planos de benefícios.

Desta forma, a transparência, a identificação e a independência do patrimônio são mantidas, conforme determinação normativa do agente regulador, bem como o desdobramento analítico das contas, de acordo com a planificação contábil estabelecida pela ANS.

7. GESTÃO PREVIDENCIAL - EXIGÍVEL OPERACIONAL

Em 31 de dezembro de 2012 e 2011, a gestão previdencial pode ser assim resumida:

Descrição	Exercício findo em	
	31.12.12	31.12.11
Benefícios a pagar	456	207
IRRF a recolher	3.535	3.250
Retenções a recolher	-	40
Outras exigibilidades	2.822	152
Total (R\$ mil)	6.813	3.649

8. EXIGÍVEL CONTINGENCIAL

Registra as provisões destinadas a cobrir eventuais perdas com contingências previdenciais, fiscais e trabalhistas apresentando a seguinte composição:

Provisão constituída:	Exercício findo em	
	31.12.12	31.12.11
Gestão Previdencial	21.937	19.527
Aposentadorias	18.114	15.732
Outros processos	2.767	3.763
Processos Trabalhistas	1.056	32
Gestão Administrativa	6.115	4.336
Contingências Tributárias	5.891	4.112
Reclamações Trabalhistas	7	7
Outros processos	217	217
Investimentos	8.917	9.461
IOF	4.539	4.250
IPTU	938	1.258
Tributárias IN SRF 170	2.472	3.039
RET	868	820
Outros processos	100	94
Total (R\$ mil)	36.969	33.324

8.1. 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 aos processos judiciais movidos por participantes assistidos contra a Eletros.

8.2. Contingências da Gestão administrativa

Referem-se a provisões destinadas a cobrir eventuais perdas com contingências trabalhistas e tributárias.

8.3. Contingências de investimentos

Referem-se a provisões destinadas a cobrir eventuais perdas com contingências relacionadas principalmente a IPTU, IOF, PIS e COFINS.

9. PROVISÕES MATEMÁTICAS

As provisões matemáticas foram constituídas com base em cálculos elaborados por atuários responsáveis pelos planos.

9.1. 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.

9.2. Benefícios a conceder

Registram o valor atual dos compromissos correspondentes aos benefícios a conceder, deduzidos das correspondentes contribuições a receber.

9.3. Provisões matemáticas a constituir/(-) Serviço passado

Registram o valor atual das contribuições extraordinárias futuras, referentes a serviço passado das patrocinadoras. Com a seguinte composição:

- *Patrocinadora Eletrobras*

Serviço Passado correspondente à parcela do valor presente dos benefícios já concedidos, após o fechamento do Plano BD Eletrobrás a novas adesões, não coberta pelo patrimônio garantidor.

- Operações não contratadas

Refere-se a:

- **Aporte de reservas do desbloqueio do SRC**

Representam os recursos a receber da patrocinadora Eletros, de R\$ 121 mil em 2012 (R\$ 153 mil em 2011), referentes a aportes de reservas originárias do desbloqueio do Salário Real de Contribuição (SRC), dos participantes, empregados da Eletros, que optaram pela migração ao Plano Previdenciário de Contribuição Definida até junho de 2008.

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 junto 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, no montante de R\$ 20.525 mil em 2012 (R\$ 17.128 mil em 2011). Distribuídos da seguinte forma:

Patrocinadoras:	Plano de Benefícios	Exercício findo em	
		31.12.12	31.12.11
ELETROBRAS	BD	7.281	4.054
ELETROBRAS	CD	288	258
CEPEL	BD	728	447
CEPEL	CD	12.228	12.369
Total (R\$ mil)		20.525	17.128

9.4. Provisões matemáticas a constituir/(-) Déficit equacionado

Registram o valor atual das contribuições extraordinárias futuras, referente à Déficit Técnico do Plano BD Eletrobrás no montante de R\$ 30.608 mil em 2012 (R\$ 30.180 mil em 2011), equacionado paritariamente, pelos patrocinadores, participantes e assistidos, através de contribuições extraordinárias, determinadas por avaliação atuarial.

FUNDAÇÃO ELETOBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

Em 31 de dezembro de 2012 e 2011, as provisões matemáticas possuíam a seguinte composição consolidada:

Provisões Matemáticas	Exercício findo em	
	31.12.12	31.12.11
Benefícios concedidos	2.073.398	1.889.505
Contribuição definida	157.552	145.656
Benefício definido	1.915.846	1.743.849
Benefícios a conceder	1.307.282	1.110.432
Contribuição definida	816.367	683.376
Benefício definido	490.915	427.056
Provisões matemáticas a constituir	(134.890)	(131.866)
(-) Serviço passado	(104.282)	(101.686)
Patrocinadora Eletrobrás	(83.636)	(84.405)
Operações não contratadas	(20.646)	(17.281)
(-) Déficit equacionado	(30.608)	(30.180)
Total (R\$ mil)	3.245.790	2.868.071

9.5. Premissas atuariais por plano de benefícios:

PLANO BD ELETOBRÁS

Taxa real anual de Juros	5,38% a.a.
Taxa de Rotatividade (Ativos)	0,00 a.a.
Taxa de Crescimento Salarial (Ativos)	3% a.a.
Taxa de Crescimento de Benefícios (Assistidos)	0% a.a.
Capacidade Salarial	100%
Capacidade de Benefício	97%
Tábua Geral –	AT 2000 Básica -M
Tábua de Entrada em Invalidez	IAPB 57
Tábua Sobrevida de Inválidos	IAPB 57
Tábua de Expectativa de Sobrevida	Ambos os Sexos 2011 – IBGE 2012
Hipótese sobre Composição Familiar	Experiência ELETROS – Ajustada (*)

(*) Calculamos o limite superior, considerando-se que todos os titulares, participantes ativos e assistidos tivessem beneficiários, com direito a recebimento calculado por renda perpétua e ajustamos os valores dos encargos axH(12), em níveis superiores aos da experiência observada, e inferiores ao limite calculado. Obtendo, após ajustamento, valores majorados aos observados.

As premissas e hipóteses atuariais estão adequadas aos normativos legais, inclusive com a Resolução CNPC nº 9, de 29/11/2012, publicada no Diário Oficial em 23/01/2013.

PLANO CD ELETROBRÁS

Taxa real anual de Juros	4,2% a.a.
Tábua Geral	AT 2000 Básica -M
Tábua de Entrada em Invalidez	LIGHT (FRACA)
Tábua Mortalidade de Inválidos	IAPB 57
Hipótese sobre Composição Familiar	Será utilizada a estrutura de beneficiários definida pelos participantes

OBS 1: 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.

OBS 2: Taxa de juros de 4,9% para o cálculo do passivo atuarial do BPDS.

OBS 3: Relativamente ao benefício do BPDS, os beneficiários dos participantes que optaram por este benefício serão os mesmo reconhecidos pela Previdência Oficial.

PLANO CD ONS

Taxa real anual de Juros	4,2% a.a.
Tábua Geral	AT 2000 Básica -M
Tábua de Entrada em Invalidez	LIGHT (FRACA)
Tábua Mortalidade de Inválidos	IAPB 57
Hipótese sobre Composição Familiar	Será utilizada a estrutura de beneficiários definida pelos participantes

PLANO CV EPE

Taxa real anual de Juros	4,2% a.a.
Tábua Geral	AT 2000 Básica -M
Tábua de Entrada em Invalidez	LIGHT (FRACA)
Tábua Mortalidade de Inválidos	IAPB 57
Hipótese sobre Composição Familiar	Será utilizada a estrutura de beneficiários definida pelos participantes

PLANO CD CERON

Taxa real anual de Juros	3,8% a.a.
Tábua Geral	AT 2000 Básica -M
Tábua de Entrada em Invalidez	LIGHT (FRACA)
Tábua Mortalidade de Inválidos	IAPB 57
Hipótese sobre Composição Familiar	Será utilizada a estrutura de beneficiários definida pelos participantes

OBS: Indexador econômico: INPC divulgado pelo IBGE aplicado com 1 (um) mês de defasagem.

10. FUNDOS**10.1. Fundos previdenciais**

São constituídos de acordo com a nota técnica atuarial de cada plano de benefício previdencial e podem ser assim resumidos:

Fundos previdenciais	Exercício findo em	
	31.12.12	31.12.11
Fundo de risco	23.081	29.820
Fundo de restituição	475	318
Total (R\$ mil)	23.556	30.138

- *Fundo de Risco*

Representa o somatório dos créditos referentes às contribuições efetuadas pelos participantes e/ou patrocinadora para custeio dos benefícios não programáveis de auxílio-doença, pecúlio por morte e invalidez permanente total, descontados os valores pagos para os benefícios não programáveis. Nessa conta são lançados também o excedente de saldo não resgatado da Conta Básica de Patrocinadora e as prestações mensais de benefícios consideradas prescritas. O saldo do fundo de risco está composto como segue:

Plano de Benefícios	Exercício findo em	
	31.12.12	31.12.11
CD Eletrobrás	18.235	26.535
CD ONS	3.129	2.585
CV EPE	1.444	622
CD CERON	273	78
Total (R\$ mil)	23.081	29.820

- *Fundo de restituição*

Representa o somatório dos Saldos das Contas Individuais dos participantes que se desligaram do Plano, porém não realizaram a opção por um dos Institutos.

10.2. *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 2012, no valor de R\$ 5.186 mil em 2012 (R\$ 6.796 mil em 2011) foram usados no custeio R\$ 3.785 mil em 2012 (R\$ 5.547 mil em 2011), o que permitiu que o valor remanescente fosse transferido para reforço do saldo do fundo, que atingiu em 31 de dezembro o montante de R\$ 64.714 mil em 2012 (R\$ 63.313 mil em 2011).

As despesas Administrativas da Eletros no exercício de 2012 e 2011 foram rateadas a partir da ponderação do tempo médio anual de alocação dos empregados nas gestões e o custo médio de cada área.

10.3. *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 2012 é de R\$ 8.549 mil (R\$ 7.506 mil em 2011).

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 2012 e 2011, no total, um décimo do valor do respectivo grupo de contas:

11.1. *Realizável - Gestão Previdencial*

Descrição	Exercício findo em	
	31.12.12	31.12.11
Outros recursos a receber	2.600	3.872
Contribuições Contratadas participantes	2.600	3.872
Outros realizáveis	23.500	21.057
Valores a receber das patrocinadoras	23.399	20.966
Outros valores a receber	101	91
Total (R\$ mil)	26.100	24.929

FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL – ELETROS

11.2. Realizável - Gestão Administrativa

Descrição	Exercício findo em	
	31.12.12	31.12.11
Outros recursos a receber	1.259	1.257
Reembolso das despesas administrativas do Plano Eletros-Saúde	461	1.070
Outros valores a receber	798	187
Outros realizáveis	5.199	4.889
Convênio de interveniência com o INSS	4.041	3.786
Valores a receber dos assistidos	767	947
Valores a receber referente ao seguro plasas	279	155
Outros valores a receber	112	1
Total (R\$ mil)	6.458	6.146

11.3. Exigível – Gestão Previdencial

Outras Exigibilidades	Exercício findo em	
	31.12.12	31.12.11
Recursos da patrocinadora Eletrobras	2.822	-
Outros	-	152
Total (R\$ mil)	2.822	152

11.4. Exigível - Gestão Administrativa

Outras exigibilidades	Exercício findo em	
	31.12.12	31.12.11
Valores referentes a seguros a pagar	599	681
Valores referentes a convênios com as patrocinadoras	305	230
Outros	579	20
Total (R\$ mil)	1.483	931

12. APRESENTAÇÃO DOS EFEITOS DAS CONSOLIDAÇÕES

Consolidação de Balancetes									
31.12.12									
Grupos de Contas	Plano						Eliminação de Consolidação		Saldo Consolidado
	BD	CD	PGA	CV EPE	CD ONS	CERON	Débito	Crédito	
Disponível	9	20	258	10	10	9	-	-	316
Realizável	2.058.362	1.084.851	75.450	23.417	206.649	10.557	-	64.919	3.394.367
Gestão Previdencial	67.569	3.398	-	-	-	-	-	-	70.967
Gestão Administrativa	45.226	18.722	13.069	57	359	349	-	64.919	12.863
Investimentos	1.945.567	1.062.731	62.381	23.360	206.290	10.208	-	-	3.310.537
Permanente	-	-	2.822	-	-	-	-	-	2.822
Gestão Assistencial	-	-	-	-	-	-	-	-	15.232
Total do Ativo	2.058.371	1.084.871	78.530	23.427	206.659	10.566	-	64.919	3.412.737
Exigível Operacional	7.301	511	7.701	2	383	128	205	-	15.821
Gestão Previdencial	6.008	498	-	2	382	128	205	-	6.813
Gestão Administrativa	-	-	7.701	-	-	-	-	-	7.701
Investimentos	1.293	13	-	-	1	-	-	-	1.307
Exigível Contingencial	29.918	936	6.115	-	-	-	-	-	36.969
Gestão Previdencial	21.937	-	-	-	-	-	-	-	21.937
1 Gestão Administrativa	-	-	6.115	-	-	-	-	-	6.115
Investimentos	7.981	936	-	-	-	-	-	-	8.917
Patrimônio Social	2.021.152	1.083.424	64.714	23.425	206.276	10.438	64.714	-	3.344.715
Patrimônio de Cobertura	1.969.647	1.044.525	-	21.840	202.072	9.812	-	-	3.247.896
Fundos	51.505	38.899	64.714	1.585	4.204	626	64.714	-	96.819
Previdenciais	-	18.300	-	1.528	3.451	277	-	-	23.556
Administrativos	45.227	18.722	64.714	57	359	349	64.714	-	64.714
Investimentos	6.278	1.877	-	-	394	-	-	-	8.549
Gestão Assistencial	-	-	-	-	-	-	-	-	15.232
Total do Passivo	2.058.371	1.084.871	78.530	23.427	206.659	10.566	64.919	-	3.412.737

Consolidação de Balancetes

31.12.11

Grupos de Contas	Plano						Eliminação de Consolidação		Saldo Consolidado
	BD	CD	PGA	CV EPE	CD ONS	CERON	Débito	Crédito	
Disponível	2	4	631	2	2	2	-	-	643
Realizável	1.862.771	955.901	70.973	15.530	165.562	1.930	-	63.313	3.009.354
Gestão Previdencial	56.768	3.882	-	-	-	-	-	-	60.650
Gestão Administrativa	44.001	19.189	10.660	9	18	96	-	63.313	10.660
Investimentos	1.762.002	932.830	60.313	15.521	165.544	1.834	-	-	2.938.044
Permanente	-	-	3.357	-	-	-	-	-	3.357
Gestão Assistencial	-	-	-	-	-	-	-	-	14.794
Total do Ativo	1.862.773	955.905	74.961	15.532	165.564	1.932	-	63.313	3.028.148
Exigível Operacional	2.936	533	7.312	-	164	57	-	-	11.002
Gestão Previdencial	2.908	521	-	-	163	57	-	-	3.649
Gestão Administrativa	-	-	7.311	-	-	-	-	-	7.311
Investimentos	28	12	1	-	1	-	-	-	42
Exigível Contingencial	27.808	1.180	4.336	-	-	-	-	-	33.324
Gestão Previdencial	19.527	-	-	-	-	-	-	-	19.527
Gestão Administrativa	-	-	4.336	-	-	-	-	-	4.336
Investimentos	8.281	1.180	-	-	-	-	-	-	9.461
Patrimônio Social	1.832.029	954.192	63.313	15.532	165.400	1.875	63.313	-	2.969.028
Patrimônio de Cobertura	1.782.316	907.000	-	14.725	162.331	1.699	-	-	2.868.071
Fundos	49.713	47.192	63.313	807	3.069	176	63.313	-	100.957
Previdenciais	-	26.571	-	798	2.689	80	-	-	30.138
Administrativos	44.001	19.189	63.313	9	18	96	63.313	-	63.313
Investimentos	5.712	1.432	-	-	362	-	-	-	7.506
Gestão Assistencial	-	-	-	-	-	-	-	-	14.794
Total do Passivo	1.862.773	955.905	74.961	15.532	165.564	1.932	63.313	-	3.028.148

13. AÇÕES JUDICIAIS - TRIBUTÁRIAS

A ELETROS, adicionalmente ao mencionado na Nota Explicativa nº 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 nº 6.435/77).

* * *

DIRETORIA EXECUTIVA

MARCO AURÉLIO ORREGO DA COSTA E SILVA, Presidente

JACK NOTTINGHAM STEINER, Diretor Financeiro

ALICE VALDEREZ DE ANDRADE SALOMÃO, Diretora de Benefícios Previdenciários

CONTADOR RESPONSÁVEL

CLEBER LEAL

Contador CRC/RJ – 62.288/O-3



Eletros

Fundação Eletrobrás de Seguridade Social

CARTA – PRE - 101/12

Rio de Janeiro, 08 de novembro de 2012

Ao

Sr. Eliomar da Silva Ferreira

Gerente do Departamento de Gestão de Pessoas

Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - Eletrobras

Prezado Senhor,

Em resposta à carta CTA-DAG-0226/2012, datada de 15 de outubro de 2012, na qual foram apresentadas algumas recomendações da Auditoria Interna da Eletrobras, vimos esclarecer:

Item 5.1 – Cobrança indevida de tarifas bancárias

A solicitação de isenção e de estorno das tarifas cobradas foi encaminhada ao Banco do Brasil e, mais uma vez, o pedido foi indeferido pelo banco, tendo em vista que a conta corrente nº 420.915-X vinculada à poupança é uma conta aberta para movimentação de recursos financeiros não oriundos do sistema SICAF, ou seja, são recursos não abrangidos pelos convênios vinculados às contas geridas pelo Tesouro Nacional, ou as beneficiadas pelos incentivos fiscais federais (tipo Lei Rouanet).

Item 5.2 – Aportes financeiros em aplicação diferente ao estabelecido pela legislação.

Em novembro de 2009, a Eletros encaminhou à Eletrobras a carta PRE-144/2009, contendo a especificação dos procedimentos que seriam adotados para segregar, rentabilizar e movimentar os recursos financeiros relativos ao convênio. Esses procedimentos foram descritos na cláusula segunda do segundo termo aditivo ao convênio ECV-249-2007, de 1/11/2009.

No entanto, considerando que geralmente a utilização desses recursos ocorre num prazo inferior a 1 mês, que o montante não é suficiente para aplicação em um fundo exclusivo de curto prazo, e que o fundo aberto de curto prazo implica em taxa de administração mais elevada, submetemos à análise de V.Sas. um novo procedimento, o qual segue detalhado:

- 1) Os recursos serão aplicados no Alfa Itaipava – Fundo de Investimento Multimercado – Crédito Privado – Investidor Qualificado, administrado pelo Banco Alfa, custodiado pelo Banco Bradesco e gerido em conjunto com a Eletros, cuja rentabilidade anual é de aproximadamente 104% do CDI;
- 2) Considerando que desse fundo participam recursos financeiros de outros planos, o controle de cotas será executado por meio de uma carteira gerencial, no Bradesco, específica para o convênio em questão;
- 3) A liquidez e o valor da cota serão apurados diariamente;
- 4) Os novos recursos financeiros, quando devidos pela Eletrobras, serão creditados diretamente na conta corrente da Eletros mantida no Banco Santander, e transferida sem custo para o Banco Bradesco, que providenciará a aplicação dos recursos no Fundo Alfa;
- 5) Os resgates, quando necessários para efetivação de pagamentos de despesas relativas a esse convênio, serão processados com 1 dia de antecedência, considerando o float contratado no produto PG FORNEC do Banco Santander.

JNS/

Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS

Rua Uruguaiana, 174 - 5º, 6º e 7º andares
Rio de Janeiro - Brasil - CEP 20050 092
Tel: (21) 2179 4700 - www.eletros.com.br



Eletros

Fundação Eletrobrás de Seguridade Social

CARTA – PRE - 101/12

DATA 08/11/2012

Folha: 2/2

Em face do exposto, aguardamos o retorno de V.Sas, de modo que o novo procedimento seja descrito na minuta que está sendo elaborada para renovação do convênio, ocasião em que serão alterados os procedimentos atuais.

Atenciosamente,


Marco Aurélio Orrego da Costa e Silva
Presidente

JNS/

Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS

Rua Uruguaiana, 174 - 5º, 6º e 7º andares
Rio de Janeiro - Brasil - CEP 20050 092
Tel: (21) 2179 4700 - www.eletros.com.br



Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

Relatório de Gestão do Exercício de 2012

Rio de Janeiro
Maio de 2013

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

Relatório de Gestão do Exercício de 2012

Relatório de Gestão do exercício de 2012 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 121/2012, da Portaria TCU nº 150/2012.

Rio de Janeiro
Maio de 2012

SUMÁRIO

PARTE A. INFORMAÇÕES GERAIS SOBRE A GESTÃO.

1. Identificação e atributos das unidades cujas gestões compõem o relatório.....	04.
2. Planejamento estratégico, plano de metas e de ações.....	11.
3. Estruturas de governança e de autocontrole da gestão.....	11.
4. Programação e execução da despesa orçamentária e financeira.....	11.
5. Tópicos especiais da execução orçamentária e financeira.....	11.
6. Gestão de pessoas, terceirização de mão de obra e custos relacionados.....	11.
7. Gestão do patrimônio mobiliário e imobiliário.....	11.
8. Gestão da tecnologia da informação e gestão do conhecimento.....	11.
9. Gestão do uso dos recursos renováveis e sustentabilidade ambiental.....	11.
10. Conformidades e tratamento de disposições legais e normativas.....	11.
11. Informações contábeis.....	11.
12. Outras informações sobre a gestão.....	11.

PARTE B. INFORMAÇÕES ESPECÍFICAS A CONSTAR DO RELATÓRIO DE GESTÃO.

1. Demonstrativo analítico das despesas com ações de publicidade e propaganda.....	11.
2. Informações sobre as entidades fechadas de previdência complementar.....	11.
3. Relação de arquivos anexos.....	11.

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

Parte A

1.1. Identificação da Unidade Jurisdicionada.

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

1.2 Finalidade e Competências Institucionais da Unidade

Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A 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.

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).

A partir da publicação da MP 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, e da MP 605/2013, ambas regulamentadas pelo DEC 7.891/2013, a CDE passou a ter os seguintes objetivos: 1) Prover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; 2) Garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda; 3) Prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; 4) Prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; 5) Promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, destinando-se à cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos em operação até 6 de fevereiro de 1998, e de usinas enquadradas no § 2º do art. 11 da Lei no 9.648/1998; 6) Promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural; 7) Prover recursos para compensar descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica, conforme regulamentação do Poder Executivo; 8) Prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, conforme regulamentação do Poder Executivo, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição.

Os recursos da CDE poderão ser transferidos à Reserva Global de Reversão – RGR, à Conta de Consumo de Combustível - CCC e poderão também ser destinados a programas de desenvolvimento e qualificação de mão de obra técnica, no segmento de instalação de equipamentos de energia fotovoltaica.

Em 2012 foi liberado, a título de subvenção, R\$ 2.563 milhões, sendo R\$ 1.911 milhão para Baixa Renda, atendendo a diversas concessionárias de distribuição de energia elétrica e R\$ 652 milhões para o Programa Luz para Todos. Abaixo demonstramos a movimentação financeira da CDE em 2012.

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

▪ Ingressos e Aplicações em 2012:

Movimentação	(R\$ milhões)
Ingressos: CDE+UBP+Multas Aneel	4.804
Arrecadação de quotas	4.047
Outras Fontes	757
Aplicações:	3.293
Subvenção Luz para Todos	652
Subvenção Baixa Renda	1.911
Carvão Mineral	710
Outras Aplicações	20

A título de demonstração apresentam-se quadros detalhados das aplicações acima mencionadas com os Recursos da CDE:

CDE - Reembolso pela Utilização do Carvão Mineral nas Usinas Térmicas - 2012	
R\$ Mil	
REGIÃO / EMPRESA	TOTAL
	GERAL
SUL	709.586,5
TRACTEBEL	530.921,1
COPEL G/T	22.596,6
CGTEE	156.068,8
TOTAL GERAL	709.586,5

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

CDE - Programa Baixa Renda - 2012	Valores em R\$ mil
REGIÕES / MESES	TOTAL
NORTE	71.724,6
CERON	11.774,2
CELPA	41.041,3
ELETROACRE	1.877,3
AMAZONAS	5,4
CELTINS	17.026,4
NORDESTE	1.113.648,6
COELBA	287.340,7
CEPISA	51.952,6
CEMAR	171.358,9
COSERN	54.550,8
ENERGIS-SE	38.049,1
CELPE	155.330,6
ENERGIS-PB	80.611,0
ENERGIS-BO	9.373,2
CEAL	26.146,1
SULGIPE	4.963,3
COELCE	233.914,9
CERCOS	57,4
CENTRO-OESTE	375.155,8
CEMAT	24.906,0
CHESP	402,7
ENERSUL	17.429,5
CELG D	332.417,6
SUL	65.759,0
COPEL-DIS	33.602,7
RGE	6.126,8
COCEL	147,9
NOVA PALMA	344,9
CFLO	1.395,0
PANAMBI	73,5
AES-SUL	1.805,3
EFLUL (URUSSANGA)	3,9
DEMEI	160,2
CERTAJA ENERGIA	75,8
ELETROCAR	43,4
CEEE DISTR	7.173,6
CERGRAL	4,1
CRELUZ -D	49,9

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

EFL JOÃO CESA	8,2
COOPERLUZ	7,3
CELESC DIS	14.408,8
IGUAÇU ENE	95,4
FORCEL	232,2
SUDESTE	284.260,3
LIGHT SERV. ELET	
ESCELSA	4.492,1
ENERGIS-MG	20.842,2
BRAGANTINA	718,2
ELFSM	2.269,7
CLFSC	1.722,8
AMPLA	78.653,8
CNEE	517,4
ELETROPAULO	2.457,4
BANDEIRANTE	130,1
ELEKTRO	10.863,7
EBE	
CPFL LESTE	202,6
DME - PC	37,4
PIRATINING	10.653,6
ENERGIS-NF	1.990,4
CPFL	8.802,6
CEMIG DIST	130.119,3
CAIUÁ DIST	3.874,5
EDEVP	5.148,9
CLFM	763,6
TOTAL GERAL	1.910.548,3

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

CDE - Aplicação no Programa Luz para Todos - 2012	R\$ Mil
REGIÕES / MESES	TOTAL
NORTE	68.679,6
CERON	36.210,6
ELETRONORTE	26.417,5
CELPA	
ELETROACRE	
AMAZONAS	
CELTINS	
BOVESA	6.051,6
CER	
NORDESTE	441.727,1
COELBA	234.955,9
CEPISA	50.551,1
CEMAR	118.838,4
COSERN	
ENERGIS-SE	
ENERGISA-PB	10.984,0
CEAL	5.481,8
SULGIPE	2.442,8
COELCE	18.473,0
CERCOS	
CENTRO-OESTE	93.645,3
CHESP	85,4
ENERSUL	
CELG D	93.559,8
COESO	
CERGRAND	
SUL	3.418,0
COPEL	1.867,6
AES-SUL	702,5
COCEL	217,2
CERTAJA ENERGIA	
CEREJ	
CEEE - DISTRIBUIÇÃO	
CRELUZ - D	
CERTHIL - D	
CERFOX	287,8
IGUAÇU ENERGIA	
CERTEL	342,9
CERAÇA	
SUDESTE	45.066,1
ESCELSA	5.976,1
BRAGANTINA	91,0

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

CEDRI	21,5
ELFSM	98,8
AMPLA	
ELEKTRO	2.821,8
CERCI	
CEMIG DISTRIBUIÇÃO	35.881,4
CEDRAP	175,6
TOTAL GERAL	652.536,1

DEPARTAMENTO DE ADMINISTRAÇÃO DE INVESTIMENTOS - DFI CDE - LIBERAÇÕES FINANCEIRAS CONTRATOS DE SUBVENÇÃO - 2012

R\$

Empresa	Programa	Origem Recurso	Valor Liberado
AES-SUL	LUZ PARA TODOS	CDE	702.453,60
BOA VISTA ENERGIA	LUZ PARA TODOS	CDE	6.051.582,00
CEAL	LUZ PARA TODOS	CDE	5.481.846,00
CEDRAP	LUZ PARA TODOS	CDE	175.596,91
CEDRI	LUZ PARA TODOS	CDE	21.491,06
CELG-D	LUZ PARA TODOS	CDE	93.559.845,46
CEMAR	LUZ PARA TODOS	CDE	109.367.994,00
CEMAR	LUZ PARA TODOS	CDE	9.470.441,55
CEMIG DISTRIBUICAO	LUZ PARA TODOS	CDE	35.881.416,00
CEPISA	LUZ PARA TODOS	CDE	50.551.096,00
CERFOX	LUZ PARA TODOS	CDE	287.846,00
CERON	LUZ PARA TODOS	CDE	36.210.550,88
CERTEL ENERGIA	LUZ PARA TODOS	CDE	342.902,78
CHESP	LUZ PARA TODOS	CDE	85.410,00
COCEL	LUZ PARA TODOS	CDE	217.212,00
COELBA	LUZ PARA TODOS	CDE	234.955.896,00
COELCE	LUZ PARA TODOS	CDE	18.473.046,00
COPEL-DIS	LUZ PARA TODOS	CDE	1.867.576,67
EEB	LUZ PARA TODOS	CDE	90.965,62
ELEKTRO	LUZ PARA TODOS	CDE	2.821.785,06
ELETRONORTE	LUZ PARA TODOS	CDE	26.417.420,00
ELFSM	LUZ PARA TODOS	CDE	98.757,36
ENERGISA PARAIBA	LUZ PARA TODOS	CDE	10.983.969,00
ESCELSA	LUZ PARA TODOS	CDE	5.976.109,87
SULGIPE	LUZ PARA TODOS	CDE	2.442.816,00
TOTAL LUZ PARA TODOS			652.536.025,82

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A partir da publicação da MP 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, e da MP 605/2013, ambas regulamentadas pelo DEC 7.891/2013, a CDE passou a ter os seguintes objetivos: 1) Prover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; 2) Garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda; 3) Prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; 4) Prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; 5) Promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, destinando-se à cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos em operação até 6 de fevereiro de 1998, e de usinas enquadradas no [§ 2º do art. 11 da Lei no 9.648/1998](#); 6) Promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural; 7) Prover recursos para compensar descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica, conforme regulamentação do Poder Executivo; 8) Prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, conforme regulamentação do Poder Executivo, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição.

Os recursos da CDE poderão ser transferidos à Reserva Global de Reversão – RGR, à Conta de Consumo de Combustível - CCC e poderão também ser destinados a programas de desenvolvimento e qualificação de mão de obra técnica, no segmento de instalação de equipamentos de energia fotovoltaica.

Em 2012 foi liberado, a título de subvenção, R\$ 2.563 milhões, sendo R\$ 1.911 milhão para Baixa Renda, atendendo a diversas concessionárias de distribuição de energia elétrica e R\$ 652 milhões para o Programa Luz para Todos.

1.3. Organograma Funcional.

A este fundo aplica-se o organograma funcional da Eletrobras.

2.1. Planejamento das Ações da Unidade Jurisdicionada.

A este fundo aplicam-se as diretrizes estratégicas do Planejamento Estratégico da Eletrobras.

2.2. Estratégias de Atuação Frente aos Objetivos Estratégicos.

A este fundo aplicam-se as diretrizes estratégicas do Planejamento Estratégico da Eletrobras.

2.3. Execução do Plano de Metas ou de Ações.

A este fundo aplicam-se as diretrizes estratégicas do Planejamento Estratégico da Eletrobras.

3.2. Avaliação do Funcionamento dos Controles Internos.

A este fundo aplicam-se as mesmas avaliações constantes do Relatório de Gestão da Eletrobras.

4. Programação e Execução Orçamentária e Financeira

A programação orçamentária deste fundo está inserida no contexto da Eletrobras.

5. Tópicos Especiais da Execução Orçamentária e Financeira

Não se aplica a este fundo este item.

10.1. Deliberações do TCU e do OCI Atendidas no Exercício.

As deliberações que por ventura existem para este fundo, constam do Relatório de Gestão da Eletrobras.

11.3. Demonstrações Contábeis e Notas Explicativas previstas na Lei nº 4.320/1964 e pela NBCT 16.6 aprovada pela Resolução CFC nº 1.133/2008.

As Demonstrações Contábeis deste fundo estão inseridas nas mesmas Demonstrações da Eletrobras.

11.6. Parecer da Auditoria Independente.

O parecer da Auditoria Independente está inserido no parecer das Demonstrações.

José da Costa Carvalho Neto
Presidente da Eletrobras



Reserva Global de Reversão - RGR

Relatório de Gestão do Exercício de 2012

Rio de Janeiro
Maio de 2013

Reserva Global de Reversão - RGR

Relatório de Gestão do Exercício de 2012

Relatório de Gestão do exercício de 2012 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 121/2012, da Portaria TCU nº 150/2012.

Rio de Janeiro
Maio de 2013

Reserva Global de Reversão - RGR

SUMÁRIO

PARTE A. INFORMAÇÕES GERAIS SOBRE A GESTÃO.

1. Identificação e atributos das unidades cujas gestões compõem o relatório.....	04.
2. Planejamento estratégico, plano de metas e de ações.....	10.
3. Estruturas de governança e de autocontrole da gestão.....	10.
4. Programação e execução da despesa orçamentária e financeira.....	10.
5. Tópicos especiais da execução orçamentária e financeira.....	10.
6. Gestão de pessoas, terceirização de mão de obra e custos relacionados.....	10.
7. Gestão do patrimônio mobiliário e imobiliário.....	10.
8. Gestão da tecnologia da informação e gestão do conhecimento.....	10.
9. Gestão do uso dos recursos renováveis e sustentabilidade ambiental.....	10.
10. Conformidades e tratamento de disposições legais e normativas.....	10.
11. Informações contábeis.....	10.
12. Outras informações sobre a gestão.....	10.

PARTE B. INFORMAÇÕES ESPECÍFICAS A CONSTAR DO RELATÓRIO DE GESTÃO.

1. Demonstrativo analítico das despesas com ações de publicidade e propaganda.....	10.
2. Informações sobre as entidades fechadas de previdência complementar.....	10.
3. Relação de arquivos anexos.....	10.

Reserva Global de Reversão - RGR

Parte A

1.1. Identificação da Unidade Jurisdicionada

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

1.2 Finalidade e Competências Institucionais da Unidade

Gestão de Fundos Setoriais

Reserva Global de Reversão – RGR

A RGR 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, convertida na Lei 12.431/2011, Art.20, a cobrança das quotas da RGR foi prorrogada até o final do exercício de 2035.

A partir da publicação da MP 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, a RGR sofreu alterações, a saber: 1) Art.15, a critério do poder concedente e para fins de licitação ou prorrogação, a RGR poderá ser utilizada para indenização, total ou parcial, das parcelas de investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados; 2) Art.20, a RGR foi autorizada a contratar operações de crédito, com o objetivo de cobrir eventuais necessidades de indenização aos concessionários de energia elétrica, por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; 3) Art.21, ficaram desobrigadas, a partir de 1º de janeiro de 2013, do recolhimento da quota anual da RGR, as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012, e as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei 12.783/2013; 4) Art.22, os recursos da RGR poderão ser transferidos à CDE.

Na condição de gestora dos recursos oriundos da RGR, conforme legislação em vigor, a Eletrobras aplicou, no exercício financeiro de 2012, o montante de R\$ 958 milhões, dos quais R\$ 885 milhões referentes a financiamentos. A movimentação referente aos ingressos e às aplicações desses recursos, ocorrida durante o ano de 2012, está apresentada nos quadros a seguir:

▪ Ingressos e Aplicações em 2012:

Movimentação		(R\$ milhões)
Ingressos:		4.912
Arrecadação de quotas		2.289
Outros		2.623
Aplicações:		958
Financiamentos		885
Outras		73
Região	Financiamento Liberado (R\$ milhões)	(%)
Norte	287	32,4
Nordeste	230	26,0
Centro-Oeste	90	10,2
Sudeste	70	7,9
Sul	208	23,5
Total	885	100,0

Reserva Global de Reversão - RGR

▪ **Linhas de Crédito:**

Programa	Liberações (R\$ milhões)	(%)
Luz para Todos	203	23,0
Reluz/Conservação	30	3,4
Geração	56	6,3
Transmissão	426	48,1
Distribuição	170	19,2
Revitalização de Parques Térmicos	0	0,0
Outros	-	-
Total	885	100,0

A seguir apresenta-se quadro demonstrativo da aplicação dos recursos da RGR por região e por programa, financiado por este fundo:

RGR – Financiamento por Programa e Região

Em R\$ Mil

	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUL	C.OESTE	TOTAL
LPT	5.567,8	66.244,8	56.672,5	16.155,9	58.524,2	203.165,1
RELUZ	11.294,0	2.340,2	6.987,5	4.282,2	4.915,2	29.819,0
CONSERV. DE ENERGIA	-	-	-	-	-	
GERAÇÃO	49.150,9	-	-	4.617,5	2.575,1	56.343,5
DISTRIBUIÇÃO	47.677,1	58.468,4	1.411,2	55.137,9	4.558,3	167.252,9
TRANSMISSÃO	170.911,7	102.538,8	5.306,7	127.374,1	19.547,2	425.678,4
RECUP/REVITALIZAÇÃO	55,6	-	-	-	-	55,6
REPOTENCIALIZAÇÃO	-	-	-	-	-	
FINEL-RGR	-	-	-	-	-	
EMPRESA PRIVADAS	-	-	-	-	-	
OUTRAS	2.535,4	-	-	608,5	-	3.143,9
TOTAL	287.192,5	229.592,1	70.377,9	208.176,0	90.119,9	885.458,4
%	32,4	25,9	7,9	23,5	10,2	100,0

Reserva Global de Reversão - RGR

Aplicação da RGR por Empresa e por Programa

Empresa	Programa	Valor Liberado
CEEE-D	RELUZ	267.136,83
CELTINS	RELUZ	11.293.990,67
CEMAR	RELUZ	1.022.761,96
CEMIG DISTRIBUICAO	RELUZ	3.063.333,87
CHESF	RELUZ	1.317.437,26
CPFL	RELUZ	407.655,30
ELETROSUL	RELUZ	4.015.015,78
ENERSUL	RELUZ	4.915.174,76
LIGHT	RELUZ	3.516.505,28
TOTAL RELUZ		29.819.011,71
AMAZONAS ENERGIA	DISTRIBUIÇÃO	21.333.816,52
AMPLA	DISTRIBUIÇÃO	779.016,57
BOA VISTA ENERGIA	DISTRIBUIÇÃO	402.289,00
CEAL	DISTRIBUIÇÃO	35.391.012,62
CEB	DISTRIBUIÇÃO	4.558.288,05
CEEE-D	DISTRIBUIÇÃO	9.572.595,00
CELESC-DISTSC	DISTRIBUIÇÃO	36.682.747,26
CEPISA	DISTRIBUIÇÃO	23.077.348,07
CERFOX	DISTRIBUIÇÃO	826.980,26
CERMISSOES	DISTRIBUIÇÃO	1.760.658,52
CERON	DISTRIBUIÇÃO	20.870.072,07
CERTAJA	DISTRIBUIÇÃO	444.809,23
CERTEL ENERGIA	DISTRIBUIÇÃO	758.228,91
CERTHIL	DISTRIBUIÇÃO	1.061.472,00

Reserva Global de Reversão - RGR

COOPERNORTE	DISTRIBUIÇÃO	608.476,00
COOPERSUL	DISTRIBUIÇÃO	578.628,00
COPREL	DISTRIBUIÇÃO	2.579.930,94
CRELUZ-D	DISTRIBUIÇÃO	757.381,81
CRERAL	DISTRIBUIÇÃO	114.516,74
ELETROACRE	DISTRIBUIÇÃO	7.606.338,00
ENERGISA NOVA FRIB.	DISTRIBUIÇÃO	632.181,00
TOTAL DISTRIBUIÇÃO		170.396.786,57
AMAZONAS ENERGIA	GERAÇÃO	49.150.934,56
CELG GT	GERAÇÃO	2.575.072,09
CGTEE	GERAÇÃO	4.617.535,52
TOTAL GERAÇÃO		56.343.542,17
AES-SUL	TRANSMISSÃO	16.434.602,72
AMAZONAS ENERGIA	TRANSMISSÃO	84.863.380,44
AMPLA	TRANSMISSÃO	4.173.280,20
BOA VISTA ENERGIA	TRANSMISSÃO	5.372.796,66
CEAL	TRANSMISSÃO	34.765.527,17
CEB	TRANSMISSÃO	19.547.155,80
CEEE-D	TRANSMISSÃO	19.176.179,11
CEEE-GT	TRANSMISSÃO	12.347.870,72
CELESC-DISTSC	TRANSMISSÃO	67.359.879,23
CELPA	TRANSMISSÃO	67.944.805,80
CEMAR	TRANSMISSÃO	26.595.898,69
CEPISA	TRANSMISSÃO	35.373.214,21
CERON	TRANSMISSÃO	8.093.224,32
CHESF	TRANSMISSÃO	3.234.410,92

Reserva Global de Reversão - RGR

ELETROACRE	TRANSMISSÃO	4.637.525,89
ELETROCAR	TRANSMISSÃO	5.227.469,53
ENERGISA MINAS	TRANSMISSÃO	1.133.425,92
ENERGISA PARAIBA	TRANSMISSÃO	1.269.983,54
ENERGISA SERGIPE	TRANSMISSÃO	1.299.716,05
HIDROPAN	TRANSMISSÃO	6.828.053,77
TOTAL TRANSMISSÃO		425.678.400,69
AMAZONAS ENERGIA	RECUPERAÇÃO/REVIT. PARQUES TÉRMICOS	55.569,19
TOTAL RECUPERAÇÃO PARQUES TÉRMICOS		55.569,19
AES-SUL	LUZ PARA TODOS	4.571.610,41
CEAL	LUZ PARA TODOS	1.174.680,00
CEDRAP	LUZ PARA TODOS	146.329,72
CEDRI	LUZ PARA TODOS	10.738,96
CELG-D	LUZ PARA TODOS	58.470.869,32
CEMAR	LUZ PARA TODOS	15.868.231,66
CEMIG DISTRIBUICAO	LUZ PARA TODOS	30.499.204,00
CERFOX	LUZ PARA TODOS	71.962,00
CERON	LUZ PARA TODOS	5.567.784,78
CERTEL ENERGIA	LUZ PARA TODOS	85.725,70
CHESP	LUZ PARA TODOS	53.308,00
COCEL	LUZ PARA TODOS	233.821,33
COELBA	LUZ PARA TODOS	42.719.257,00
COELCE	LUZ PARA TODOS	4.618.262,00
COPEL-DIS	LUZ PARA TODOS	11.192.757,81
EBE	LUZ PARA TODOS	7.306.841,89
EEB	LUZ PARA TODOS	77.220,05

Reserva Global de Reversão - RGR

ELEKTRO	LUZ PARA TODOS	16.102.306,03
ELFSM	LUZ PARA TODOS	641.912,84
ENERGISA PARAIBA	LUZ PARA TODOS	1.689.840,00
ESCELSA	LUZ PARA TODOS	1.887.979,00
SULGIPE	LUZ PARA TODOS	174.491,00
TOTAL LUZ PARA TODOS		203.165.133,50
TOTAL GERAL		885.458.443,83

A partir da publicação da MP 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, a RGR sofreu alterações, a saber: 1) Art.15, a critério do poder concedente e para fins de licitação ou prorrogação, a RGR poderá ser utilizada para indenização, total ou parcial, das parcelas de investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados; 2) Art.20, a RGR foi autorizada a contratar operações de crédito, com o objetivo de cobrir eventuais necessidades de indenização aos concessionários de energia elétrica, por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; 3) Art.21, ficaram desobrigadas, a partir de 1º de janeiro de 2013, do recolhimento da quota anual da RGR, as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012, e as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei 12.783/2013; 4) Art.22, os recursos da RGR poderão ser transferidos à CDE.

1.3. Organograma Funcional.

A este fundo aplica-se o organograma funcional da Eletrobras.

2.1. Planejamento das Ações da Unidade Jurisdicionada.

A este fundo aplicam-se as diretrizes estratégicas do Planejamento Estratégico da Eletrobras.

2.2. Estratégias de Atuação Frente aos Objetivos Estratégicos.

A este fundo aplicam-se as diretrizes estratégicas do Planejamento Estratégico da Eletrobras.

2.3. Execução do Plano de Metas ou de Ações.

A este fundo aplicam-se as diretrizes estratégicas do Planejamento Estratégico da Eletrobras.

3.2. Avaliação do Funcionamento dos Controles Internos.

A este fundo aplicam-se as mesmas avaliações constantes do Relatório de Gestão da Eletrobras.

4. Programação e Execução Orçamentária e Financeira

A programação orçamentária deste fundo está inserida no contexto da Eletrobras.

5. Tópicos Especiais da Execução Orçamentária e Financeira

Não se aplica a este fundo este item.

10.1. Deliberações do TCU e do OCI Atendidas no Exercício.

As deliberações que por ventura existem para este fundo, constam do Relatório de Gestão da Eletrobras.

11.3. Demonstrações Contábeis e Notas Explicativas previstas na Lei nº 4.320/1964 e pela NBCT 16.6 aprovada pela Resolução CFC nº 1.133/2008.

As Demonstrações Contábeis deste fundo estão inseridas nas mesmas Demonstrações da Eletrobras.

11.6. Parecer da Auditoria Independente.

O parecer da Auditoria Independente está inserido no parecer das Demonstrações.

José da Costa Carvalho Neto
Presidente da Eletrobras



Utilização do Bem Público - UBP

Relatório de Gestão do Exercício de 2012

Rio de Janeiro
Maio de 2013

Utilização do Bem Público - UBP

Relatório de Gestão do Exercício de 2012

Relatório de Gestão do exercício de 2012 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 121/2012, da Portaria TCU nº 150/2012.

Rio de Janeiro
Maio de 2013

SUMÁRIO

PARTE A. INFORMAÇÕES GERAIS SOBRE A GESTÃO.

1. Identificação e atributos das unidades cujas gestões compõem o relatório.....	04.
2. Planejamento estratégico, plano de metas e de ações.....	04.
3. Estruturas de governança e de autocontrole da gestão.....	04.
4. Programação e execução da despesa orçamentária e financeira.....	05.
5. Tópicos especiais da execução orçamentária e financeira.....	05.
6. Gestão de pessoas, terceirização de mão de obra e custos relacionados.....	05.
7. Gestão do patrimônio mobiliário e imobiliário.....	05.
8. Gestão da tecnologia da informação e gestão do conhecimento.....	05.
9. Gestão do uso dos recursos renováveis e sustentabilidade ambiental.....	05.
10. Conformidades e tratamento de disposições legais e normativas.....	05.
11. Informações contábeis.....	05.
12. Outras informações sobre a gestão.....	05.

PARTE B. INFORMAÇÕES ESPECÍFICAS A CONSTAR DO RELATÓRIO DE GESTÃO.

1. Demonstrativo analítico das despesas com ações de publicidade e propaganda.....	05.
2. Informações sobre as entidades fechadas de previdência complementar.....	05.
3. Relação de arquivos anexos.....	05.

Parte A

1.1. Identificação da Unidade Jurisdicionada.

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: Utilização do Bem Público			
Denominação abreviada: UBP			
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	

1.2 Finalidade e Competências Institucionais da Unidade

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, por outro lado a conta aplicação apresenta um saldo de R\$ 368.613.495,00 em 31/12/2012.

1.3. Organograma Funcional.

A este fundo aplica-se o organograma funcional da Eletrobras.

2.1. Planejamento das Ações da Unidade Jurisdicionada.

A este fundo aplicam-se as diretrizes estratégicas do Planejamento Estratégico da Eletrobras.

2.2. Estratégias de Atuação Frente aos Objetivos Estratégicos.

A este fundo aplicam-se as diretrizes estratégicas do Planejamento Estratégico da Eletrobras.

2.3. Execução do Plano de Metas ou de Ações.

A este fundo aplicam-se as diretrizes estratégicas do Planejamento Estratégico da Eletrobras.

3.2. Avaliação do Funcionamento dos Controles Internos.

A este fundo aplicam-se as mesmas avaliações constantes do Relatório de Gestão da Eletrobras.

4. Programação e Execução Orçamentária e Financeira

A programação orçamentária deste fundo está inserida no contexto da Eletrobras.

5. Tópicos Especiais da Execução Orçamentária e Financeira

Não se aplica a este fundo este item.

10.1. Deliberações do TCU e do OCI Atendidas no Exercício.

As deliberações que por ventura existem para este fundo, constam do Relatório de Gestão da Eletrobras.

11.3. Demonstrações Contábeis e Notas Explicativas previstas na Lei nº 4.320/1964 e pela NBCT 16.6 aprovada pela Resolução CFC nº 1.133/2008.

As Demonstrações Contábeis deste fundo estão inseridas nas mesmas Demonstrações da Eletrobras.

11.6. Parecer da Auditoria Independente.

O parecer da Auditoria Independente está inserido no parecer das Demonstrações.

José da Costa Carvalho Neto
Presidente da Eletrobras

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A.

Eletrobras

(COMPANHIA ABERTA)
CNPJ 00.001.180/0001-26

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 de dezembro de 2012 e de 2011 (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. A Companhia é uma sociedade de economia mista controlada pela União Federal. 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 seis empresas de geração e/ou transmissão de energia elétrica, abaixo relacionadas:

- Furnas Centrais Elétricas S.A. - FURNAS;
- Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE;
- Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF;
- ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.;
- Eletrobras Termonuclear S.A. – ELETRONUCLEAR; e
- Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE.



Além do controle de empresas de geração e/ou transmissão de energia elétrica, acima listadas, a Companhia detém o controle acionário direto de cinco empresas distribuidoras de energia elétrica:

- Boa Vista Energia;
- Companhia de Eletricidade do Acre – Eletroacre;
- Centrais Elétricas de Rondônia – Ceron;
- Companhia Energética de Alagoas – Ceal; e
- Companhia Energética do Piauí – Cepisa

A Companhia ainda detém o controle acionário da Amazonas Energia – AmE, não desverticalizada, atuando em Geração e Distribuição e da Eletrobras Participações S.A – Eletropar. Detém participação acionária da Itaipu Binacional – Itaipu (em regime de controle conjunto nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai), da Inambari Geração de Energia S.A. e da Centrales Hydroelectricas de Centroamerica S.A.- CHC.

A Companhia é controladora ou participa de forma minoritária em diversas outras sociedades nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica de forma direta ou por meio de suas controladas. (Nota 15)

A Companhia 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 ou distribuição 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 Companhia atua, também, como agente de comercialização de energia elétrica da Itaipu Binacional e dos agentes participantes do Proinfa.

A emissão dessas demonstrações financeiras consolidadas foi autorizada pelo Conselho de Administração, em 27 de março de 2013.

NOTA 2 - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

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) não auditado	Ano de Vencimento não auditado
UHE Paulo Afonso II	BA	443	2042
UHE Paulo Afonso III	BA	794	2042
UHE Paulo Afonso IV	BA	2.462	2042
UHE Apolônio Sales	BA	400	2042
UHE Luiz Gonzaga	BA	1.480	2042
UHE Xingó	AL / SE	3.162	2042
UHE Sobradinho	BA / PE	1.050	2022
UHE Belo Monte	PA	11.233	2045
UHE Tucuruí	PA	8.535	2024
UHE Mauá	PR	363	2042
UHE Jirau	RO	3.750	2043
UTE Presidente Médici – Candiota I e II	RS	446	2015
UTE Candiota III	RS	350	2041
UTE Mauá	AM	738	Indeterminado
UTE Santa Cruz	RJ	932	2042
UHE Furnas	MG	1.216	2042
UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho	SP / MG	1.050	2042
UHE Marimbondo	SP / MG	1.440	2042
UHE Mascarenhas de Moraes	MG	476	2023
UHE Itumbiara	MG / GO	2.082	2020
UHE Corumbá I	GO	375	2042
UHE Serra da Mesa	GO	1.275	2038
UHE Peixe Angical	TO	452	2036
UHE Foz do Chapecó	RS	855	2036
UTN Angra I	RJ	640	Indeterminado
UTN Angra II	RJ	1.350	Indeterminado
UTN Angra III	RJ	1.405	Indeterminado
UHE Santo Antônio	RO	3.150	2043
Outras	Diversas	15.633	-

A geração de energia elétrica considera as seguintes premissas:

a) 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, estão dimensionados;

b) existência, também, de períodos em que máquinas são retiradas da operação para a execução de manutenção, seja preventiva ou corretiva; e

c) 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, baseado 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

Concessões/Permissões	Localização	Extensão	Ano de
		(km)	vencimento
		Não auditado	Não auditado
LT 230 kV – SE Ribeiro Gonçalves / SE Balsas	MA/TO/PI	95	2039
LT Coxipó-Cuiabá-Rondonópolis (MT), 230 Kv	MT	193	2034
LT Colinas, Miracema, gurupi, Peixe Nova da Serra 2 (TO/GO) em 500 kV	TO/GO	695	2036
LT Jauru-Juba-C2 (MT) e Maggi - Nova Mutum (MT), 230 kV, 30/138 kV	MT	402	2008
LT Oriximiná - Itacoatiara -Cariri (PA/AM), em 500kV	PA/AM	559	2038
LT Coletora Porto Velho (RO) - Araraquara (SP), 600kv	RO/SP	2.375	2039
LT Porto Velho - Samuel Ariqueemes - 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	490	2043
LT Jaurú - Cuiabá (MT), e SE Jaurú, com 500 kV	MT/SE	348	2039
LT 525 kV Campos Novos/Biguaçu/Blumenau	SC	359	2035
LT 525 kV Itá/Nova Santa Rita	SC, RS	315	2042
LT 525 kV Caxias/Itá	RS, SC	256	2042
LT 525 kV Areia/Curitiba I	PR	235	2042
LT 525 kV Areia/Bateias	PR	220	2042
LT 525 kV Campos Novos/Caxias	SC, RS	203	2042
LT 525 kV Itá/Salto Santiago	SC, PR	187	2042
LT 525 kV Areia/Campos Novos	PR, SC	176	2042
LT 525 kV Areia/Ivaiporã	PR	173	2042
LT 525 kV Ivaiporã/Salto Santiago	PR	167	2042
LT 525 kV Blumenau/Curitiba	SC, PR	136	2042
LT 525 kV Ivaiporã/Londrina	PR	122	2042
Outras LT de 525 kV	-	395	2042



Concessões/Permissões	Localização	Extensão	Ano de
		(km)	vencimento
		Não auditado	Não auditado
LT 230 kV Presidente Médice/Santa Cruz 1	RS	237	2038
LT 230 kV Dourados/Guaíra	MS, PR	227	2042
LT 230 kV Monte Claro/Passo Fundo	RS	212	2042
LT 230 kV Anastácio/Dourados	MS	211	2042
LT 230 kV Passo Fundo/Nova Prata 2	RS	199	2042
LT 230 kV Areia/Ponta Grossa	PR	182	2042
LT 230 kV Campo Mourão/Salto Osório 2	PR	181	2042
LT 230 kV Campo Mourão/Salto Osório 1	PR	181	2042
LT 230 kV Salto Osório/Xanxerê	PR, SC	162	2042
LT 230 kV Areia/Salto Osório 1	PR	161	2042
LT 230 kV Areia/Salto Osório 2	PR	160	2042
LT 230 kV Londrina/Assis 1	PR, SP	157	2042
LT 230 kV Blumenau/Palhoça	SC	134	2042
LT 230 kV Biguaçu/Blumenau 2	SC	130	2042
LT 230 kV Areia/São Mateus do Sul	PR	129	2042
LT 230 kV Cascavel/Guaíra	PR	126	2042
LT 230 kV Lageado Grande/Siderópolis	RS, SC	122	2042
LT 230 kV Jorge Lacerda "B"/Palhoça	SC	121	2042
LT 230 kV Curitiba/São Mateus do Sul	PR	117	2042
LT 230 kV Blumenau/Jorge Lacerda "B"	SC	116	2042
LT 230 kV Campo Mourão/Apucarana	PR	115	2042
LT 230 kV Assis/Londrina	SP, PR	114	2042
LT 230 kV Atlântida 2/Gravataí 3	RS	102	2042
Outras LT de 230 kV	-	1.556	2042
LT 138 kV Jupiá/Mimoso 1	SP, MS	219	2042
LT 138 kV Jupiá/Mimoso 3	SP, MS	219	2042
LT 138 kV Jupiá/Mimoso 4	SP, MS	219	2042
LT 138 kV Jorge Lacerda "A"/Palhoça 1	SC	109	2042
LT 138 kV Campo Grande/Mimoso 1	MS	108	2042
LT 138 kV Campo Grande/Mimoso 3	MS	108	2042
LT 138 kV Campo Grande/Mimoso 4	MS	108	2042
LT 138 kV Dourados das Nações/Ivinhema	MS	95	2042
Outras LT de 138 kV	-	657	2042
LT 132 kV Conversora de frequência de Uruguaiana/Paso de Los Libres	RS	13	2042
LT 69 kV Salto Osório/Salto Santiago	PR	56	2042
LT 345 kV Furnas – Pimenta II	MG	66	2042
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 CC/CA	RO	2.375	2039

Concessões/Permissões	Localização	Extensão	Ano de
		(km)	vencimento
		Não auditado	Não auditado
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
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	87	2015
LT 230 kV CS Barra dos Coqueiros – Quirinópolis	MS , GO , MT	52	2039
LT 230 kV CD Chapadão – Jataí Taquari	MS , GO , MT	128	2025
LT 230 kV CS Palmeiras – Edéia	MS , GO , MT	60	2025
LT 345 kV Montes Claros – Irapé	MG	138	2034
LT 345 kV Itutinga – Juiz de Fora	MG	140	2034
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	133	2037
LT 230 kV Funi/Itapebi (BA)	BA	198	2042
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	144	2038
LT 230 kV Picos/Tauá (PI/CE)	PI/CE	183	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	4	2039
LT 230 kV Pau Ferro/Santa Rita II (PE/PB)	PE/PB	97	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	5	2039
LT 500/230 kV Subestação Camaçari IV	BA	81	2040
LT 230/69 kV Subestação Arapiraca III; LT 230kV Circuito duplo rio LargoII/Penedo	AL	45	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	545	2042
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



Concessões/Permissões	Localização	Extensão	Ano de
		(km)	vencimento
		Não auditado	Não auditado
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); SE Pecém II 500/230 kV e SE Aquiraz 230/69 kV (CE)	MA/ CE	156	2040
SE - Campos Novos	SC	2.466	2042
SE – Caxias	RS	2.016	2042
SE – Gravataí	RS	2.016	2042
SE - Nova Santa Rita	RS	2.016	2042
SE – Blumenau	SC	1.962	2042
SE – Curitiba	PR	1.344	2042
SE – Londrina	PR	1.344	2042
SE - Santo Ângelo	RS	1.344	2042
SE – Biguaçu	SC	300	2042
SE – Biguaçu	SC	672	2042
SE – Joinville	SC	691	2042
SE – Areia	PR	672	2042
SE – Itajaí	SC	525	2042
SE – Xanxerê	SC	600	2042
SE - Jorge Lacerda "A"	SC	400	2042
SE – Palhoça	SC	384	2042
SE – Siderópolis	SC	364	2042
SE - Assis	SP	336	2042
SE - Joinville Norte	SC	300	2042
SE - Atlântida 2	RS	249	2042
SE - Canoinhas	SC	375	2042
SE – Dourados	MS	300	2042
SE - Caxias 5	RS	215	2042
SE - Passo Fundo	RS	168	2042
SE - Tapera 2	RS	166	2042
SE - Gravataí 3	RS	165	2042
SE – Desterro	SC	150	2042
SE – Missões	RS	150	2039
SE – Anastácio	MS	150	2042
SE – Ilhota	SC	100	2042
Outras subestações	-	365	2042

III - Distribuição de Energia Elétrica

Concessões/ Permissões	Região Geográfica	Municípios	Vencimento
		atendidos	da Concessão
		Não auditado	Não auditado
Cia. de Eletricidade do Acre - Eletroacre	Estado do Acre	22	2015
Centrais Elétricas de Rondônia - Ceron	Estado de Rondônia	52	2015
Companhia Energética de Alagoas - Ceal	Estado de Alagoas	102	2015
Companhia Energética do Piauí - Cepisa	Estado do Piauí	224	2015
Amazonas Energia	Estado do Amazonas	62	2015
Boa Vista Energia	Estado de Roraima	1	2015

Vide comentários sobre os efeitos da Lei 12.783/2013 nas concessões detidas pelas controladas da Companhia na nota 2.1.

2.1. Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica

A Eletrobras, por meio das suas empresas controladas, possui 42,3 GW de capacidade instalada, 61,7 mil km de linhas de transmissão e seis distribuidoras de energia que atendem cerca de 3,7 milhões de consumidores, sendo 4 (quatro) com atuação em sistemas isolados na região Norte do Brasil

Em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal emitiu a Medida Provisória nº 579, regulamentada pelo Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. As medidas adotadas pelo Governo Federal visam, também, beneficiar os consumidores de energia elétrica através de redução de três componentes tarifárias: custo de geração, custo de transmissão e encargos setoriais. Tal Medida Provisória foi convertida, em 11 de janeiro de 2013, na Lei nº 12.783/2013 e passou a ser regulamentada pelo Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

Por meio da aludida Lei, as concessões de energia elétrica, tratadas nos artigos 17, §5º, 19 e 22 da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, cujos prazos de vencimento ocorreriam a partir de 2015, foram prorrogadas por mais 30 anos, conforme condições estabelecidas na referida Lei e nos respectivos aditivos aos Contratos de Concessão.

Assim, a Lei nº 12.783/2013, ao tratar das prorrogações das concessões de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica, alcançadas pelos artigos listados acima, impôs novas condições de prorrogação às concessionárias, permitindo a prorrogação por um prazo de 30 anos, com a antecipação do vencimento dessas concessões e assinatura de Termos Aditivos aos respectivos Contratos de Concessão com o Poder Concedente estabelecendo as novas condições.

A prorrogação pressupõe a aceitação expressa dos critérios de remuneração, alocação da energia e padrões de qualidade, constantes da Lei, estando ainda prevista à indenização dos ativos ainda não amortizados ou depreciados com base no valor novo de reposição – VNR.

Os principais marcos para a implementação do disposto na Medida Provisória nº 579/2012 (atual Lei nº 12.783/2013), são apresentados a seguir:



- 12/09/2012 Publicação da Medida Provisória nº 579/2012.
- 17/09/2012 Edição do Decreto de regulamentação nº 7.805/2012.
- 15/10/2012 Prazo para manifestação de interesse de renovação de contratos de concessão pelas empresas.
- 01/11/2012 Aprovação das minutas dos termos aditivos aos contratos de concessão de geração e transmissão.
- 01/11/2012 Publicação das tarifas de geração e das receitas permitidas de transmissão.
- 29/11/2012 Editada a Medida Provisória 591/2012, que altera a Medida Provisória nº 579/2012.
- 04/12/2012 Prazo limite para assinatura dos termos aditivos aos contratos de concessão de geração e transmissão.
- 11/12/2012 Aprovação dos valores da Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST).
- 19/12/2012 Resolução homologatória provisória das cotas de energia para as distribuidoras.
- 01/01/2013 Início de validade das novas receitas permitidas das transmissoras, TUST e tarifas das geradoras.
- 11/01/2013 A Medida Provisória nº 579/2012 é convertida na Lei nº 12.783/2013.
- 20/01/2013 Resolução homologatória definitiva das cotas de energia para as distribuidoras.
- 05/02/2013 Revisão tarifária extraordinária das distribuidoras para percepção das tarifas pelos consumidores.

Em 31 de outubro de 2012, o Ministério de Minas e Energia - MME publicou as Portarias que definiram:

- (i) as tarifas iniciais para as usinas hidrelétricas enquadradas no art. 1º da Medida Provisória (Portaria nº 578); e
- (ii) as receitas anuais permitidas das instalações integrantes das concessões de transmissão enquadradas no art. 6º da Medida Provisória (Portaria nº 579).

Adicionalmente, o MME e o Ministério da Fazenda emitiram, em 1º de novembro de 2012, a Portaria Interministerial nº 580, que fixou os valores das indenizações dos ativos de geração e transmissão afetados pela Medida Provisória, referenciados a preços de junho de 2012 e outubro de 2012, respectivamente. Sendo os valores de indenização dos ativos de geração ajustados em 29 de novembro de 2012, por meio da Portaria Interministerial nº 602.

A legislação prevê que as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que não forem prorrogadas por meio da aceitação das condições apresentadas pelo Poder Concedente, materializada pela assinatura de Termo Aditivo aos atuais contratos de concessão, nos termos Lei nº 12.783/2013, serão licitadas quando do encerramento do atual prazo (2015 – 2017), na modalidade leilão ou concorrência, por até trinta anos.

Impactos no negócio de geração afetados diretamente pela Lei nº 12.783/2013

Recebimento de indenização dos ativos de geração não amortizado, pelos valores definidos nas Portarias nº 580 e nº 602 mencionadas anteriormente. O valor da indenização será reajustado pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA (Artigo



3º da Portaria nº 580 supracitada) até a data do seu efetivo pagamento. A forma de pagamento solicitada pelas controladas da Companhia, conforme facultado pelo Artigo 4º da Portaria nº 580 supracitada, está descrita na Nota 45.

No Artigo 2º do Decreto nº 7.850, citado anteriormente, até 31 de dezembro de 2013, as concessionárias de geração deverão submeter à Aneel, na forma definida por aquela Agência, as informações complementares (posteriores ao Projeto Básico), necessários para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis efetuados até 31 de dezembro de 2012, ainda não amortizados ou depreciados (modernizações e melhorias). Posteriormente, os valores apurados serão objeto, a critério do Poder Concedente, de indenização ou reconhecimento na base tarifária, nesse caso, incorporados quando dos processos tarifários. Com relação à geração térmica, os valores de indenização ainda serão divulgados pelo órgão regulador.

Alteração do regime de preço para tarifa, com revisão tarifária periódica nos mesmos moldes já aplicados à atividade de transmissão até então. A tarifa será calculada com base nos custos de operação e manutenção, acrescidos da taxa de 10%. Adicionalmente, futuramente poderá ser incluída parcela de ativos ainda não amortizados ou depreciados, desde que homologados pela Aneel.

Os novos investimentos (modernizações e melhorias) ocorridos a partir de 31 de dezembro de 2012, desde que aprovados formalmente, deverão ser contemplados em tarifas futuras, sendo seu critério de remuneração ainda não definido.

Alocação das cotas de garantia física de energia e de potência das usinas hidrelétricas às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, a ser definida pela Aneel, que será destinada ao mercado regulado.

Redução ou eliminação dos seguintes encargos regulatórios: Reserva Global de Reversão – RGR, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e Conta de Consumo de Combustíveis – CCC.

Impactos no negócio de transmissão afetados diretamente pela Lei nº 12.783/2013

Recebimento de indenização dos ativos de transmissão adquiridos após 31 de maio de 2000 não amortizados (RBNI), pelos valores definidos na Portaria nº 580 mencionada anteriormente. O valor da indenização será reajustado pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA (Artigo 3º da Portaria nº 580 supracitada) até a data do seu efetivo pagamento. A forma de pagamento solicitada pelas controladas da Companhia, conforme facultado pelo Artigo 4º da Portaria nº 580 supracitada, está descrita na Nota 45.

As concessionárias de transmissão deverão encaminhar à Aneel as informações relativas aos ativos adquiridos anteriormente a 31 de maio de 2000 (RBSE), ainda não depreciados ou amortizados, necessárias para o cálculo da indenização complementar, em prazo a ser definido pelo poder concedente, conforme § 8º do artigo 15 da Lei nº 12.783/2013, que quando homologada será paga em 30 anos, atualizada na forma de regulamento.

A tarifa (nova Receita Anual Permitida – RAP) será calculada de forma a cobrir os custos de operação e manutenção acrescida de remuneração, inicialmente de 10%.

Adicionalmente, futuramente poderá ser incluída parcela de receita para remunerar ativos ainda não amortizados ou depreciados, desde que homologados pela Aneel.

Os novos investimentos (reforços e melhorias) ocorridos após 31 de dezembro de 2012, desde que aprovados formalmente, deverão ser contemplados em tarifas futuras, sendo seu critério de remuneração ainda não definido.

Eliminação da Reserva Global de Reversão – RGR e Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e redução da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para 25% da taxa vigente.

Impactos no negócio de distribuição em geral

- Revisão Tarifária Extraordinária da Parcela A, com impactos a partir de 1º de fevereiro de 2013, para capturar a redução dos custos de geração e transmissão decorrente das concessões prorrogadas.

- Redução ou eliminação de encargos regulatórios (CDE, CCC e RGR).

- Eliminação dos impactos de variação cambial da compra de energia de Itaipu para os consumidores, considerando que o Tesouro Nacional irá assumir esse custo.

- Os componentes: compra de energia, encargos setoriais e custo de transporte de energia fazem parte da Parcela A – custos não gerenciáveis pela concessionária, na redefinição da tarifa que é feita a cada aniversário do contrato de concessão (anualmente). Portanto não são esperadas alterações nas margens dessas concessionárias.

- Possível impacto no custo de compra de energia em função da alocação das cotas de garantia física de energia e potência das usinas hidrelétricas para o mercado regulado (cativo-distribuidoras), considerando a necessidade até então de compra de energia no mercado livre para cobrir a demandas dos consumidores.

Conforme o artigo 27 da Lei 12.783/13 que altera o artigo 3º § 16 da Lei nº 12.111/2009: “§ 16 – a quantidade de energia a ser considerada para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos sistemas isolados será limitada ao nível eficiente de perdas, conforme regulação da ANEEL.” Para tanto, a Audiência Pública ANEEL nº AP-107/2012, que tem como objeto a obtenção de subsídios e informações adicionais para a definição do orçamento da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC, para o ano de 2013, está com o seu período de contribuição, por intercâmbio documental, ainda não encerrado.

Incertezas no negócio distribuição afetados diretamente pela Lei nº 12.783/13

Em 15 de outubro de 2012, as distribuidoras cujas concessões vencerão em 2015, tiveram o direito de manifestar o interesse na prorrogação da concessão por um período adicional de 30 anos, o que fizeram no prazo estabelecido. Até o presente momento não foram regulamentados pelo Poder Concedente os critérios de

prorrogação desses contratos e, portanto, não ocorreu a assinatura do contrato de concessão para as distribuidoras que manifestaram o interesse até 15 de outubro de 2012, o qual só ocorrerá quando do vencimento da atual concessão.

Não há garantias de que o Poder Concedente aprovará prorrogação de acordo com as novas condições, dependendo de diversos critérios que serão analisados pelo Poder Concedente. Há previsão de indenização dos ativos não amortizados ao final da concessão.

A Companhia tinha como prazo limite para avaliação e aceitação das condições de indenização e tarifas, a data estipulada pelo Poder Concedente para assinatura dos termos aditivos aos contratos de concessão de geração e transmissão, prevista para 4 de dezembro de 2012, tendo sido os aditivos contratuais assinados naquela data.

A prorrogação pressupõe a aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:

I - remuneração por tarifa calculada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel para cada usina hidrelétrica;

II - alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, a ser definida pela Aneel, conforme regulamento do poder concedente; e

III - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

As concessões de geração de energia termelétrica com vencimento até 2015 podem ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até vinte anos, não tendo sido, ainda, prorrogadas.

As concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995, podiam ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos. A prorrogação pressupõe a aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:

I - receita fixada conforme critérios estabelecidos pela Aneel; e

II - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

Dada à sua relevância, esta matéria foi encaminhada à deliberação da 160ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 03 de dezembro de 2012, a qual deliberou pela aprovação da prorrogação dos Contratos de Concessão nºs 062/2001 – ANEEL e 004/2004 - ANEEL (Eletrobras Furnas); nºs 058/2001 - ANEEL e 02/2012 - ANEEL (Eletrobras Eletronorte); nºs 061/2001 - ANEEL e 006/2004 - ANEEL (Eletrobras Chesf); e nº 057/2001 - ANEEL (Eletrobras Eletrosul), nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11.09.2012, do Decreto nº 7.805, de 14.09.2012, das Portarias nºs 578/MME, de 31.10.2012, Portaria MME nº 579, de 31.10.2012 e Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 01.11.2012.

Os efeitos oriundos destas alterações na Lei 12.783/2013 são como seguem:



Efeitos no resultado de 2012

	Chesf	Eletronorte	Eletrosul	Furnas	Outros	Consolidado
Geração	(5.999.682)	(77.552)	-	(1.236.677)	(23.948)	(7.337.859)
Ganho (perda) com indenizações das concessões	(571.330)	(77.552)	-	(1.153.520)	-	(1.802.402)
Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis	(2.801.112)	-	-	-	(23.948)	(2.825.060)
Contratos onerosos	(1.508.042)	-	-	(83.158)	-	(1.591.200)
Parcela não recuperável de ativos - <i>impairment</i>	(1.119.198)	-	-	-	-	(1.119.198)
Transmissão	(2.245.560)	(608.586)	577.802	(830.359)	-	(3.106.703)
Ganho (perda) com indenizações das concessões	(2.119.910)	(608.586)	577.802	908.299	-	(1.242.395)
Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis	-	-	-	(331.602)	-	(331.602)
Contratos onerosos	(84.139)	-	-	(1.407.056)	-	(1.491.195)
Parcela não recuperável de ativos - <i>impairment</i>	(41.511)	-	-	-	-	(41.511)
Distribuição	-	-	-	-	359.182	359.182
Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis	-	-	-	-	359.182	359.182
Total	(8.245.242)	(686.138)	577.802	(2.067.036)	335.234	(10.085.380)

Efeitos patrimoniais em 2012

	Saldos em 31/12/2012 - antes dos efeitos da Lei 12.783/2013					Efeitos no resultado de 2012 da Lei 12.783/2013	Atualização monetária da indenização	Total dos ativos (passivos) após impactos da Lei 12.783/2013
	Imobilizado	Intangível	Ativo financeiro	Contratos onerosos	Provisão / <i>Impairment</i>			
Geração								
Chesf	15.244.200	77.258	-	(711.375)	-	(5.999.682)	171.485	8.781.886
Eletronorte	10.355.757	47.569	-	(21.553)	(408.207)	(77.552)	1.093	9.897.107
Eletrosul	5.663.283	71.271	-	(959.000)	(198.645)	-	-	4.576.909
Furnas	18.276.844	1.024.012	-	-	(1.028.266)	(1.236.677)	22.841	17.058.754
Outras	1.729.606	1.819	-	-	(47.600)	(23.948)	-	1.659.877
Transmissão								
Chesf	-	-	8.040.558	-	-	(2.245.560)	31.746	5.826.744
Eletronorte	-	-	8.169.235	-	(28.168)	(608.586)	33.647	7.566.128
Eletrosul	-	159.577	4.169.939	-	(32.115)	577.802	39.715	4.914.918
Furnas	-	711	9.053.473	-	-	(830.359)	45.677	8.269.501
Distribuição								
Distribuidoras	1.410.976	837.779	4.236.765	(131.200)	-	359.182	-	6.713.502
Total	52.680.666	2.219.996	33.669.970	(1.823.128)	(1.743.001)	(10.085.380)	346.204	75.265.326

	Saldos em 31/12/2012 - após dos efeitos da Lei 12.783/2013					
	Total dos ativos (passivos) após impactos da Lei 12.783/2013	Imobilizado	Intangível	Ativo financeiro	Indenização a receber	Contratos onerosos
Geração						
Chesf	8.781.886	5.086.435	77.258	487.822	5.349.788	(2.219.417)
Eletronorte	9.897.107	9.834.506	47.569	-	36.585	(21.553)
Eletrosul	4.576.909	5.464.638	71.271	-	-	(959.000)
Furnas	17.058.754	14.355.093	1.024.012	995.718	767.089	(83.158)
Outras	1.659.877	1.658.058	1.819	-	-	-
Transmissão						
Chesf	5.826.744	-	-	4.291.976	1.618.907	(84.139)
Eletronorte	7.566.128	-	-	5.850.213	1.715.915	-
Eletrosul	4.914.918	-	159.577	2.730.058	2.025.283	-
Furnas	8.269.501	-	711	6.752.143	2.923.705	(1.407.057)
Distribuição						
Distribuidoras	6.713.502	1.410.976	837.779	4.595.947	-	(131.200)
Total	75.265.326	37.809.706	2.219.996	25.703.877	14.437.272	(4.905.524)

Para fins de apresentação os ativos administrativos foram alocados nas atividades de geração e distribuição.



Ativos de concessões prorrogadas cuja indenização ainda não foi homologada pelo Poder Concedente

Geração	
Modernizações e melhorias	1.483.540
Geração térmica	1.684.047
Transmissão	
Modernizações e melhorias (RBNI)	841.814
Rede básica - serviços existentes (RBSE)	7.490.046
Efeito na investida CTEEP - RBSE	525.247
Total	<u>12.024.694</u>

Tarifas de Concessões de Geração de Energia Elétrica – Portaria MME 578/2012

<u>Concessionária</u>	<u>Usina Hidrelétrica</u>	<u>Potência (MW)</u>	<u>Tarifa (R\$/kW.ano)</u>
CHESF	Complexo Paulo Afonso	4.279,60	29,92
CHESF	Xingó	3.162,00	35,61
CHESF	Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.479,60	42,67
Furnas	Marimbondo	1.440,00	39,22
Furnas	Furnas	1.216,00	40,60
Furnas	Estreito	1.048,00	41,58
Furnas	Corumbá I	375,30	57,59
Furnas	Porto Colômbia	319,20	60,94
CHESF	Boa Esperança	237,30	66,74
Furnas	Funil	216,00	66,59
Eletronorte	Coaracy Nunes	76,95	100,25
CHESF	Funil	30,00	103,71
CHESF	Pedra	20,01	82,65
CHESF	Araras	4,00	38,86

Receitas anuais permitidas de Concessões de Transmissão de Energia Elétrica – Portaria MME 579/2012

<u>Concessionária</u>	<u>Contrato de Concessão</u>	<u>RAP</u>
CHESF	061/2001-ANEEL	517.607
Eletronorte	058/2001-ANEEL	276.252
Eletrosul	057/2001-ANEEL	406.109
Furnas	062/2001-ANEEL	629.803
		<u>1.829.771</u>

Valores de indenização para Concessões de Geração de Energia Elétrica – Portaria Interministerial 580/MME/MF, alterada pela Interministerial 602/MME/MF de 2012

<u>Concessionária</u>	<u>Usina Hidrelétrica</u>	<u>Potência (MW)</u>	<u>Indenização</u>	<u>Início de operação</u>
CHESF	Xingó	3.162,00	2.929.832	16/12/1994
CHESF	Paulo Afonso IV	2.462,40	360.473	01/12/1979
CHESF	Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.479,60	1.730.602	13/06/1988
Furnas	Marimbondo	1.440,00	64.368	25/10/1975
CHESF	Apolônio Sales (Moxotó)	400,00	84.613	15/04/1977
Furnas	Corumbá I	375,00	679.880	01/04/1997
CHESF	Boa Esperança (Castelo Branco)	237,30	72.783	07/04/1970
Eletronorte	Coaracy Nunes	67,98	35.492	30/12/1975
Total			5.958.043	

Valores de indenização para Concessões de Transmissão de Energia Elétrica – Portaria Interministerial 580/MME/MF de 2012

<u>Concessionária</u>	<u>Contrato de Concessão</u>	<u>Indenização</u>
CHESF	061/2001-ANEEL	1.587.161
Eletronorte	058/2001-ANEEL	1.682.268
Eletrosul	057/2001-ANEEL	1.985.568
Furnas	062/2001-ANEEL	2.878.028
		8.133.025

Comparação dos valores de indenização com os valores contábeis residuais antes da Lei 12.783/2013

	<u>Valor residual contábil</u>	<u>Valor da indenização</u>	<u>Ganho (perda) com indenizações das concessões prorrogadas</u>
Geração			
Chesf	5.749.635	5.178.303	(571.332)
Eletronorte	113.044	35.492	(77.552)
Furnas	1.897.766	744.248	(1.153.518)
Transmissão			
Chesf	3.707.071	1.587.161	(2.119.910)
Eletronorte	2.290.854	1.682.268	(608.586)
Eletrosul	1.407.766	1.985.568	577.802
Furnas	1.969.729	2.878.028	908.299
Subtotal	17.135.865	14.091.068	(3.044.797)
Atualização indenização	-	346.204	-
Total	17.135.865	14.437.272	(3.044.797)

NOTA 3 – RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras estão definidas abaixo. Essas políticas vêm sendo aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados, salvo disposição em contrário.

3.1. Base de preparação

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e também o exercício de julgamento por parte da administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis. Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras consolidadas, estão divulgadas na Nota 4.

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos, conforme descrito nas práticas contábeis a seguir. O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas em troca de ativos.

(a) demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas e estão sendo apresentadas conforme as práticas adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos, orientações e interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs) e conforme as normas internacionais de relatório financeiro (*Internacional Financial Reporting Standards - IFRS*) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

(b) demonstrações financeiras individuais

As Demonstrações Financeiras individuais da controladora foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Nas demonstrações financeiras individuais, as controladas são contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial. Os mesmos ajustes são feitos tanto nas demonstrações financeiras individuais quanto nas demonstrações financeiras consolidadas para chegar ao mesmo resultado e patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora. No caso das demonstrações financeiras individuais, às práticas contábeis adotadas no Brasil aplicadas nas demonstrações financeiras individuais diferem do IFRS aplicável às demonstrações financeiras separadas, apenas pela avaliação dos investimentos em controladas, controladas em conjunto e coligadas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto conforme IFRS seria pelo custo ou valor justo.

Como não existe diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da controladora, constantes nas demonstrações

financeiras 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 financeiras individuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia optou por apresentar essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

(c) mudanças nas políticas contábeis e divulgações

(c.1) Normas novas e revisadas adotadas sem efeitos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas

Alterações à IFRS 7 - Divulgação - Transferência de ativos financeiros

As modificações à IFRS 7 – Instrumentos Financeiros: Evidenciação aumentam as exigências de divulgação das transações envolvendo ativos financeiros. Essas alterações pretendem proporcionar maior transparência às exposições de risco quando um ativo financeiro é transferido, mas o transferente continua retendo certo nível de exposição no ativo. As alterações também exigem a divulgação da transferência de ativos financeiros quando não forem igualmente distribuídos no período.

Esta norma entrou em vigor em 1º de janeiro de 2012 e não gerou impacto sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia.

Alterações à IAS 12 -Imposto diferido: recuperação de ativos subjacentes

As modificações à IAS 12 – Tributos sobre o Lucro apresentam uma exceção aos princípios gerais da IAS 12 no sentido de que a mensuração dos ativos e passivos fiscais diferidos deve refletir os efeitos fiscais resultantes da maneira na qual a entidade espera recuperar o valor contábil de um ativo. Especificamente, de acordo com as modificações, espera-se que as propriedades para investimento mensuradas com base no modelo de valor justo de acordo com a IAS 40 - Propriedade para Investimento sejam recuperadas através de venda para fins de mensuração dos impostos diferidos, a menos que a premissa seja invalidada em determinadas circunstâncias. Esta norma entrou em vigor em 1º de janeiro de 2012 e não gerou impacto sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia.

(c.2) Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas e ainda não adotadas

Novas normativas e revisões sobre consolidação, acordos de participação, coligadas e divulgações

Em maio de 2011, um pacote de cinco normas de consolidação, acordos de participação, coligadas e divulgações foi emitido, incluindo a IFRS 10, IFRS 11, IFRS 12, IAS 27 (revisada em 2011) e IAS 28 (revisada em 2011).

A IFRS 10 substitui as partes da IAS 27 Demonstrações Financeiras Consolidadas e Separadas que tratam das demonstrações financeiras consolidadas. A SIC-12 Consolidação – Sociedades de Propósito Específico será retirada com a aplicação da IFRS 10. De acordo com a IFRS 10, existe somente uma base de consolidação, ou seja, o controle. Adicionalmente, a IFRS 10 inclui uma nova definição de controle que

contém três elementos: (a) poder sobre uma investida; (b) exposição, ou direitos, a retornos variáveis da sua participação na investida e (c) capacidade de utilizar seu poder sobre a investida para afetar o valor dos retornos ao investidor. Orientações abrangentes foram incluídas na IFRS 10 para abordar cenários complexos.

A IFRS 11 substitui a IAS 31 Participações em *Joint Ventures*. A IFRS 11 aborda como um acordo de participação onde duas ou mais partes têm controle conjunto deve ser classificada. A SIC-13 *Joint Ventures – Contribuições Não-Monetárias de Investidores* será retirada com a aplicação da IFRS 11. De acordo com a IFRS 11, os acordos de participação são classificados como operações conjuntas ou *joint ventures*, conforme os direitos e as obrigações das partes dos acordos. Por outro lado, de acordo com a IAS 31, existem três tipos de acordos de participação: entidades controladas em conjunto, ativos controlados em conjunto e operações controladas em conjunto. Adicionalmente, de acordo com a IFRS 11, as *joint ventures* devem ser contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto as entidades controladas em conjunto, de acordo com a IAS 31, podem ser contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial ou pelo método de contabilização proporcional.

A IFRS 12 é uma norma de divulgação aplicável a entidades que possuem participações em controladas, acordos de participação, coligadas e/ou entidades estruturadas não consolidadas. De um modo geral, as exigências de divulgação de acordo com a IFRS 12 são mais abrangentes do que as normas atuais.

Em junho de 2012, as modificações às IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12 foram emitidas para esclarecer certas regras de transição na aplicação destas IFRSs pela primeira vez.

Essas cinco normas, juntamente com as respectivas modificações relacionadas às regras de transição, são aplicáveis a períodos anuais iniciados em ou após 1^o de janeiro de 2013.

A Administração espera que a aplicação dessas cinco normas tenha um efeito significativo sobre os valores reportados nas demonstrações financeiras. Por exemplo, a adoção da IFRS 10 poderá afetar a contabilização das participações nas empresas relacionadas na nota 14.b, atualmente classificadas como coligadas da Companhia. Considerando a nova definição de controle e as diretrizes adicionais de controle definidas na IFRS 10, devido à adoção da IFRS 10, algumas destas empresas podem vir a ser consideradas como controladas da Companhia. Caso alguma destas empresas seja consolidada como controlada da Companhia, seus ativos líquidos, bem como as receitas e despesas, serão apresentados separadamente no balanço patrimonial consolidado, bem como na demonstração consolidada do resultado do exercício ou em outros resultados abrangentes, respectivamente, em vez de serem apresentados em uma única conta nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. A Administração realizará uma revisão detalhada para determinar os efeitos da adoção da IFRS 10 na data de sua adoção.

A adoção da IFRS 11 resultará em alterações na contabilização dos investimentos mantidos pelo Grupo nas entidades controladas em conjunto de acordo com o IAS 31, listadas na nota explicativa 3.2 e atualmente contabilizadas pelo método de consolidação proporcional. De acordo com a IFRS 11, estas entidades controladas em conjunto serão classificadas como *joint venture* e registradas pelo método de equivalência patrimonial, resultando no registro da participação proporcional nos ativos

líquidos, resultado do exercício e outros resultados abrangentes da Entidade em uma única conta que será apresentada no balanço patrimonial consolidado, bem como na demonstração consolidada do resultado do exercício ou do resultado abrangente como "investimento em *joint venture*" e "participação nos lucros (prejuízos) de *joint venture*", respectivamente. Com base em avaliação preliminar efetuada pela Companhia e, caso as normas IFRS 10 e IFRS 11 tivessem sido adotadas na elaboração destas demonstrações financeiras consolidadas, estima-se que o total de ativos e passivos seriam de R\$ 141.320.515 e R\$ 74.053.384, respectivamente, em 31 de dezembro de 2012 (ante os montantes de R\$ 172.195.578 e R\$ 104.914.985, respectivamente, apresentados nestas demonstrações financeiras consolidadas), que a receita operacional líquida seria de R\$ 26.954.473 em 31 de dezembro de 2012 (ante o montante R\$ 34.064.477 apresentado nestas demonstrações financeiras consolidadas), e que o resultado líquido do exercício e o patrimônio líquido não seriam afetados.

Demais normas e interpretações novas e revisadas já emitidas e ainda não adotadas

<u>Norma</u>	<u>Exigências-chave</u>	<u>Data de vigência</u>
Alteração ao IAS 1 - "Apresentação das Demonstrações Financeiras" com relação a outros resultados abrangentes	A principal modificação resultante destes adendos foi a exigência de que as entidades agrupem os itens apresentados em outros resultados abrangentes com base na possibilidade de serem ou não potencialmente reclassificáveis para lucros ou perdas, subsequentemente (ajustes de reclassificação). As alterações não estabelecem quais itens devem ser apresentados em outros resultados abrangentes.	Exercícios anuais iniciados após 1º de julho de 2012
IFRS 9 - "Instrumentos Financeiros"	O IFRS 9 é a primeira norma emitida como parte de um projeto maior para substituir o IAS 39. O IFRS 9 mantém, mas simplifica o modelo de mensuração combinada e estabelece duas principais categorias de mensuração para ativos financeiros: custo amortizado e valor justo. A base de classificação depende do modelo de negócios da entidade e das características do fluxo de caixa contratual do ativo financeiro. A orientação do IAS	Exercícios anuais iniciados após em 1º de janeiro de 2015

Norma	Exigências-chave	Data de vigência
	39 sobre redução do valor recuperável de ativos financeiros e contabilidade de hedge continua aplicável.	
IFRS 13 - "Mensuração do Valor Justo"	<p>O objetivo do IFRS 13 é aprimorar a consistência e reduzir a complexidade da mensuração ao valor justo, fornecendo uma definição mais precisa e uma única fonte de mensuração do valor justo e suas exigências de divulgação para uso em IFRS.</p> <p>As exigências, que estão bastante alinhadas entre IFRS e US GAAP, não ampliam o uso da contabilização ao valor justo, mas fornecem orientações sobre como aplicá-lo quando seu uso já é requerido ou permitido por outras normas IFRS ou US GAAP.</p>	Exercícios anuais iniciados após 1º de janeiro de 2013
Alterações à IFRS 7 e IAS 32 – Compensação de ativos e passivos financeiros e divulgações relacionadas	<p>As alterações à IAS 32 esclarecem questões de adoção existentes com relação às exigências de compensação de ativos e passivos financeiros. Especificamente, essas alterações esclarecem o significado de "atualmente possui o direito legal de compensar" e "realização e liquidação simultâneas".</p> <p>As alterações à IFRS 7 exigem que as entidades divulguem as informações acerca dos direitos de compensação e acordos relacionados (como as exigências de garantias) para os instrumentos financeiros sujeitos à compensação ou contratos similares.</p>	Exercícios anuais iniciados após 1º de janeiro de 2013 (IFRS 7 – itens de divulgação) e após 1º de janeiro de 2014 (IAS 32)
Melhorias anuais ao ciclo de IFRSs 2009 – 2011 (maio de 2012)	<p><u>Alterações à IAS 16</u></p> <p>As alterações à IAS 16 esclarecem que as peças de</p>	Exercícios anuais iniciados após 1º de janeiro de 2013

Norma	Exigências-chave	Data de vigência
-------	------------------	------------------

substituição, equipamentos reservas e equipamentos de serviço devem ser classificados como imobilizado caso estejam de acordo com a definição de imobilizado da IAS 16 ou, de outra forma, como estoque.

Alterações à IAS 32
As alterações à IAS 32 esclarecem que o imposto de renda relacionado às distribuições dos titulares de instrumentos patrimoniais e aos custos das transações patrimoniais deve ser contabilizado de acordo com a IAS 12 – Impostos sobre o lucro.

A Companhia está avaliando o impacto destes Pronunciamentos e Orientações sobre suas Demonstrações Financeiras.

Não há outras normas IFRS ou interpretações IFRIC que ainda não entraram em vigor que poderiam ter impacto significativo sobre o Grupo.

3.2. Bases de consolidação e investimentos em controladas

As seguintes políticas contábeis são aplicadas na elaboração das demonstrações financeiras consolidadas.

(a) Controladas

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras 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. As Demonstrações Financeiras das controladas em conjunto (controle compartilhado) são consolidadas proporcionalmente à participação societária detida.

Nas demonstrações financeiras 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 - Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial, 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 às demonstrações financeiras 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 financeiras das investidas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis àquelas adotadas pela Companhia. Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre as empresas da Companhia são eliminados integralmente nas demonstrações contábeis consolidadas.

As demonstrações financeiras consolidadas refletem os saldos de ativos e passivos em 31 de dezembro de 2012 e 2011, e das operações dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011 da controladora, de suas controladas diretas e indiretas e de controle compartilhado. As demonstrações financeiras 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 financeiras e as diferenças na taxa de câmbio são reconhecidas em ajustes acumulados de conversão.

As controladas e controladas em conjunto estão substancialmente domiciliadas no Brasil.

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.

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.

<u>Controladas</u> <u>(Consolidação integral)</u>	<u>31/12/2012</u>		<u>31/12/2011</u>	
	<u>Participação</u>		<u>Participação</u>	
	<u>Direta</u>	<u>Indireta</u>	<u>Direta</u>	<u>Indireta</u>
Amazonas Energia	100%	-	100%	-
Ceal	100%	-	100%	-
Cepisa	100%	-	100%	-
Ceron	100%	-	100%	-
CGTEE	100%	-	100%	-
Chesf	100%	-	100%	-
Eletroacre	94%	-	93%	-



Eletronorte	99%	-	99%	-
Eletronuclear	100%	-	100%	-
Eletropar	84%	-	84%	-
Eletrosul	100%	-	100%	-
Furnas	100%	-	100%	-
RS Energia	-	100%	-	100%
Porto Velho Transmissora	-	100%	-	100%
Boa Vista Energia	100%	-	-	100%
Estação Transmissora	-	100%	-	100%
Artemis	-	100%	-	100%
Rio Branco Transmissora	-	100%	-	100%
Cerro Chato I	-	90%	-	90%
Cerro Chato II	-	90%	-	90%
Cerro Chato III	-	90%	-	90%
Sul Brasileira	-	80%	-	80%
Uirapuru	-	75%	-	75%

Controladas em Conjunto
(Consolidação proporcional)

Itaipu	50%	-	50%	-
Inambari	29%	20%	29%	20%
Norte Energia	15%	35%	15%	35%
CHC	50%	-	50%	-
Amazônia Eletronorte	-	49%	-	49%
Baguari	-	31%	-	31%
Brasnorte	-	50%	-	50%
Brasventos Eolo Geradora de Energia	-	25%	-	25%
Brasventos Miassaba 3	-	25%	-	25%
Caldas Novas Transmissão	-	50%	-	50%
Centro Oeste de Minas	-	49%	-	49%
Chapecoense	-	40%	-	40%
Cia de Transm. Centroeste de Minas	-	49%	-	49%
Construtora Integração	-	49%	-	49%
Costa Oeste	-	49%	-	49%
Cerro dos Trindades	-	49%	-	49%
Chui	-	49%	-	49%
Chui I	-	49%	-	49%
Chui II	-	49%	-	49%
Chui IV	-	49%	-	49%
Chui V	-	49%	-	49%
Enerpeixe	-	40%	-	40%
Cerro Chato IV	-	49%	-	49%
Cerro Chato V	-	49%	-	49%
Cerro Chato VI	-	49%	-	49%
Ibirapuitã	-	49%	-	49%
Integração Transmissora	-	49%	-	49%
Interligação Elétrica Garanhuns	-	49%	-	49%
Energia Sustentável do Brasil	-	40%	-	40%
Interligação Elétrica do Madeira	-	49%	-	49%
Empresa de Transm. do Alto Uruguai	-	27%	-	27%
Goiás Transmissão	-	49%	-	49%



Linha Verde Transmissora	-	49%	-	49%
Livramento Holding	-	49%	-	49%
Madeira Energia	-	39%	-	39%
Manaus Construtora	-	20%	-	20%
Manaus Transmissora	-	50%	-	50%
Marumbi	-	20%	-	20%
MGE Transmissão	-	49%	-	49%
Minuano I	-	49%	-	49%
Minuano II	-	49%	-	49%
Norte Brasil Transmissora	-	49%	-	49%
Pedra Branca	-	49%	-	49%
Rei dos Ventos 3 Geradora	-	25%	-	25%
Retiro Baixo	-	49%	-	49%
São Pedro do Lago	-	49%	-	49%
Serra do Facão	-	50%	-	50%
Santa Vitória do Palmar Holding	-	49%	-	49%
Sete Gameleiras	-	49%	-	49%
Sistema de Transmissão Nordeste	-	49%	-	49%
Teles Pires	-	49%	-	49%
Transleste de Transmissão	-	24%	-	24%
Transmissão Delmiro Gouveia	-	49%	-	49%
Transenergia Goiás	-	49%	-	49%
Transenergia Renovável	-	49%	-	49%
Transenergia São Paulo	-	49%	-	49%
Transirapé de Transmissão	-	25%	-	25%
Transudeste	-	25%	-	25%
Verace I	-	49%	-	49%
Verace II	-	49%	-	49%
Verace III	-	49%	-	49%
Verace IV	-	49%	-	49%
Verace V	-	49%	-	49%
Verace VI	-	49%	-	49%
Verace VII	-	49%	-	49%
Verace VIII	-	49%	-	49%
Verace IX	-	49%	-	49%
Verace X	-	49%	-	49%

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 financeiras 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.

(b) Investimentos em coligadas

Coligadas são todas as entidades sobre os quais a Companhia tem influência significativa, mas não o controle, geralmente por meio de uma participação societária de 20% a 50% dos direitos de voto. Controladas em conjunto são todas as entidades sobre os quais a Companhia tem controle compartilhado com uma ou mais partes. 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 e controladas em conjunto são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial e são, inicialmente, reconhecidos pelo seu valor justo. O investimento em coligadas e controladas em conjunto inclui o ágio identificado na aquisição, líquido de qualquer perda por *impairment* acumulada.

Os investimentos em coligadas são ajustados proporcionalmente à 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 naquela coligada (incluindo qualquer participação de longo prazo que, na essência, esteja incluída no investimento líquido 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.

(c) 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 Financeiras 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 financeiras 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 financeiras consolidadas da Companhia linha a linha.

3.3. Empresas do grupo com moeda funcional diferente

a) Procedimentos de consolidação proporcional da controlada em conjunto Itaipu Binacional

As Demonstrações Financeiras da controlada em conjunto Itaipu Binacional são originalmente elaboradas em dólares norte-americanos (sua moeda funcional). Os ativos e passivos foram convertidos para reais, a taxa de câmbio em 31 de dezembro de 2012 - US\$ 1.00 - R\$ 2,0435 divulgada pelo Banco Central do Brasil (31 de dezembro de 2011 - US\$ 1.00 - R\$ 1,8758), e as contas de resultado pela taxa média mensal.

O resultado a compensar de Itaipu Binacional é apresentado como ativo financeiro.

A remuneração sobre o capital (em forma de dividendos estipulados pelo Tratado Binacional Brasil – Paraguai) paga por Itaipu Binacional é registrada como receita na controladora e é eliminada no consolidado; e

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.

b) Conversão de moeda estrangeira

(b.1) Moeda funcional e moeda de apresentação

Os itens incluídos nas demonstrações financeiras de cada uma das empresas do Grupo são mensurados usando a moeda do principal ambiente econômico no qual a empresa atua (“a moeda funcional”).

A moeda funcional da controlada em conjunto Itaipu Binacional, formada entre o Brasil e o Paraguai é o dólar norte-americano.

A moeda funcional de Sociedade de Propósito Específico que atua em ambiente econômico internacional é geralmente a moeda do país em que a referida SPE possui operações.

As demonstrações do resultado e do fluxo de caixa das investidas que operam com moeda funcional distinta da controladora são convertidas para reais pela taxa de câmbio média mensal, os ativos e passivos são convertidos pela taxa final e os demais itens de patrimônio líquido são convertidos pela taxa histórica de cada transação.

As variações cambiais sobre os investimentos com moeda funcional distinta da controladora são registradas no patrimônio líquido, como ajuste acumulado de conversão, sendo transferidas para o resultado do exercício quando da realização dos investimentos.

As Demonstrações Financeiras da Controladora e Consolidadas são apresentadas em reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da controladora.

(b.2) Transações e saldos

Na elaboração das demonstrações financeiras 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.

Os ganhos e perdas cambiais sobre itens monetários são reconhecidos no resultado no exercício em que ocorrem, 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 financeiras 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.

3.4. Caixa e equivalente 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 até três meses e com risco insignificante de mudança de valor.

3.5. Clientes 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, e são reconhecidas inicialmente pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado menos a provisão para créditos de liquidação duvidosa.

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.

O saldo inclui ainda o fornecimento de energia ainda não faturado, originado substancialmente da atividade de distribuição e que é mensurado com base em estimativas, tendo como base o histórico de consumo de MW/h.

Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos, as contas a receber são classificadas no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante (Nota 8).

3.6. 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.

As operações com a CCC não afetam o resultado do exercício da Companhia.

3.7. Cauções e Depósitos Vinculados

Os montantes registrados 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.

3.8. Almoxarifado

Os materiais em almoxarifado, classificados no ativo circulante, estão registrados ao custo médio de aquisição, que não excede ao custo de reposição ou ao valor líquido de realização. Os custos dos estoques são determinados pelo método do custo médio. O valor líquido de realização corresponde ao preço de venda estimado dos estoques, deduzido de todos os custos estimados para conclusão e custos necessários para realizar a venda.

3.9. Estoque de combustível nuclear

Composto pelo concentrado de urânio em estoque, os serviços correspondentes e os elementos de combustível nuclear utilizados nas usinas termonucleares Angra I e Angra II, e 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.

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.

3.10. Imobilizado

A Companhia avaliou que parte dos ativos de geração, incluindo a geração nuclear e determinados ativos de uso corporativo não são qualificáveis como estando no escopo do ICPC 01 – Contratos de Concessão (Nota 3.13). Até 31 de dezembro de 2011, esses ativos foram demonstrados ao valor de custo, deduzidos de depreciação e pela perda por redução ao valor recuperável acumuladas. A partir de 31 de dezembro de 2012, amparada pelos seus contratos de concessão e nas regras aplicadas para indenização de ativos definidas pela Lei 12.783/2013 (vide nota 2.1) a Companhia considerou a reversão ao Poder Concedente do ativo líquido residual ao final da concessão do serviço público de geração de energia elétrica. Dessa forma, para os ativos não prorrogados, passou a adotar a premissa de que serão indenizadas pelo Valor Novo de Reposição (VNR) depreciado, calculado com base na metodologia, nos parâmetros e nos critérios básicos utilizados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE no cálculo das indenizações das concessionárias diretamente afetadas pela Medida Provisória nº 591/2012 e subsequente Lei nº 12.783/2013, mantendo o menor valor entre o valor residual contábil e o VNR estimado. 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.

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 por expressa adequadamente o tempo de vida útil dos bens. Adicionalmente, em conexão com o entendimento da Companhia sobre o atual arcabouço regulatório de concessões, inclusive as supra mencionadas MP e Lei, foi considerada a indenização ao fim da concessão com base no menor valor entre o VNR ou o valor residual contábil, sendo esse fator considerado na mensuração do ativo imobilizado (vide detalhes na Nota 16).

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.

3.10.1. Custos de empréstimos

Mensalmente são agregados ao custo de aquisição do imobilizado em formação os juros e quando aplicável, a variação cambial incorrida sobre os empréstimos e financiamentos considerando os seguintes critérios para capitalização:



- a) O 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 ou, para aqueles ativos nos quais foram obtidos empréstimos específicos, as taxas destes empréstimos específicos;
- 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.

3.11. Contratos de concessão

A Companhia possui contratos de concessão nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, firmados com o poder concedente (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. Os prazos das principais concessões estão descritas na nota 2, e as alterações e efeitos decorrentes da Lei 12.783/2013 estão demonstrados na nota 2.1.

I – Sistema de Tarifação

- a) 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 concessionária, 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 e a tarifa autorizada.
- b) O sistema de tarifação da transmissão de energia elétrica é regulado pela ANEEL e são efetuadas revisões tarifárias periódicas, sendo estabelecida uma Receita Anual Permitida – RAP 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. Ressaltamos que esse sistema de tarifação será alterado a partir da renovação das concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013 (vide nota 2.1).
- c) 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 alterado 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 o preço final determinado através de competição entre os participantes do leilão. Adicionalmente as geradoras de energia elétrica podem efetuar contratos bilaterais de venda com os consumidores que se enquadrem na categoria de consumidores livres (definição com base na potência demandada em MW). Ressaltamos que esse sistema de tarifação será alterado a partir da renovação das concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013 (vide nota 2.1).

II – Concessões de Transmissão e Distribuição

Os contratos de concessão regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição e de transmissão de energia elétrica pela Companhia, onde:

1) Distribuição de energia elétrica

a) O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;

b) 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 concessionário tem como obrigação, na entrega da concessão, devolver a infraestrutura 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;

c) Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização determinada pelo valor novo de reposição (VNR) depreciado.

2) Transmissão de energia elétrica

a) O preço (tarifa) é regulado 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 níveis de tarifa (RAP) serão alterados a partir da renovação das concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013 (vide nota 2.1 e);

b) Os bens são reversíveis no final da concessão, com direito a recebimento de indenização (caixa) do poder concedente sobre os investimentos ainda não amortizados, determinado pelo valor novo de reposição - VNR.

II.1 Aplicação do ICPC 01 (IFRIC 12) – Contratos de Concessão de Serviços, aplicável aos contratos de concessão público-privados nos quais a entidade pública:

- a) Controla ou regula o tipo de serviços que podem ser fornecidos com recurso às infraestruturas subjacentes;
- b) Controla ou regula o preço ao qual os serviços são fornecidos;
- c) Controla/detém um interesse significativo na infraestrutura no final da concessão.

Uma concessão público-privada apresenta, tipicamente, as seguintes características:

- a) Uma infraestrutura subjacente à concessão a qual é utilizada para prestar serviços;
- b) Um acordo/contrato entre o poder concedente e o operador;
- c) O operador presta um conjunto de serviços durante a concessão;
- d) O operador recebe uma remuneração ao longo de todo o contrato de concessão, quer diretamente do poder concedente, quer dos utilizadores da infraestruturas, ou de ambos;
- e) 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, as infraestruturas de concessão enquadradas na norma não são reconhecidas pelo concessionário 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:

1) Modelo do ativo financeiro

Este modelo é aplicável quando o concessionário 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 (geração e transmissão) ou disponível para venda (distribuição).

2) Modelo do ativo intangível

Este modelo é aplicável quando o concessionário, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização das infraestruturas (risco de crédito e demanda) em relação à concessão e resulta no registro de um ativo intangível.

3) Modelo Misto

Este modelo aplica-se quando a concessão inclui simultaneamente compromissos de remuneração garantidos pelo poder 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:

- a) 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
- b) Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) será classificada como um ativo intangível em virtude de sua recuperação estar sujeita à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores.

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber:

- a) 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
- b) 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 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.

III. Concessões de Geração

- a) Geração hidráulica e térmica – as concessões, não atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013 (vide nota 2.1), não estão no escopo do ICPC 01 (IFRIC 12), tendo em vista as características de preço e não de tarifa regulada. A única exceção refere-se à geração da Amazonas Energia que é destinada exclusivamente para a operação de distribuição e que possui um mecanismo tarifário específico. A partir de 1º de janeiro de 2013, as concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013, até então fora do escopo do ICPC 01 (IFRIC 12), passam a fazer parte do escopo de tais normativos, considerando a alteração no regime de preço, passando a ser tarifa regulada para essas concessões, nos moldes já aplicados a concessões de distribuição até então.
- b) 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 poder concedente ao final do período de autorização.
- c) Itaipu Binacional - a infraestrutura foi classificada como estando no escopo ICPC 01 (IFRIC 12) em função dos seguintes fatos específicos.

IV. Itaipu Binacional

- a) 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;
- b) A base tarifária e os termos de comercialização estarão vigentes até 2023, o que corresponde à parte significativa da vida-útil da planta.

A infraestrutura foi classificada como um ativo financeiro levando-se em consideração os seguintes aspectos:

- a) O fluxo financeiro foi estabelecido de forma preponderante a permitir o pagamento do serviço da dívida, que tem vencimento final em 2023;
- b) A comercialização de energia de Itaipu foi sub-rogada a Companhia, porém foi originada de contratos previamente assinados com as distribuidoras em que foram previamente definidas as condições de pagamento.
- c) 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 até então por Furnas e Eletrosul, subsidiárias da Companhia, 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 contratos foram inicialmente registrados a valor justo e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos.

d) 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.

V. Ativo financeiro – Concessões de Serviço Público.

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, transmissoras e geradoras 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 são remunerados com base na remuneração WACC regulatório, sendo esse fator incluído na base tarifária e os de transmissão e os de geração são remunerados com base na taxa interna de retorno do empreendimento. No caso de geração, somente os ativos vinculados às concessões diretamente afetadas pela Lei 12.783/2013 (vide nota 2.1) e formados a partir da mencionada Lei, são considerados ativos financeiro que serão remunerados nos mesmos moldes das transmissoras, desde que a aquisição de tais ativos seja homologada pelo MME e ANEEL.

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.

3.12. Intangível

A Companhia reconhece como um ativo intangível o direito de cobrar os usuários pelos serviços prestados de distribuição de energia elétrica (para a geração a infraestrutura da Amazonas Energia que possui vínculo exclusivo com a atividade de distribuição dessa mesma Companhia também é classificada como intangível). O ativo intangível é determinado como sendo o valor residual da receita de construção auferida para a construção ou aquisição da infraestrutura realizada 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 19).

Os ativos intangíveis compreendem basicamente os direitos de uso da concessão, mas incluem, também, ágio na aquisição de investimentos e gastos específicos associados à aquisição de direitos 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.

3.12.1. Concessões Onerosas (Uso do Bem Público - UBP)

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.

3.12.2. 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 referentes a gastos com estudos e projetos.

3.13. Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros, excluindo o ágio

Ao 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 valor 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, 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 valor 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 empresas de distribuição da Eletrobras, a Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos, resultando em um valor inferior àquele registrado contabilmente para algumas distribuidoras (vide nota explicativa 18). Adicionalmente, considerando o fato do valor patrimonial da Companhia ser superior ao valor de mercado, para as demais unidades de negócio é efetuado o teste de recuperabilidade através do fluxo de caixa descontado anualmente, sendo que essa avaliação é feita individualmente por cada contrato de concessão.

3.14. 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.

3.15. Combinações de negócios

Nas demonstrações financeiras consolidadas, as aquisições de negócios são contabilizadas pelo método de aquisição. A contrapartida transferida em uma combinação de negócios é mensurada pelo valor justo, que é calculado pela soma dos valores justos dos ativos transferidos pela Companhia, dos passivos assumidos pela Companhia na data de aquisição com os antigos controladores da adquirida e das participações emitidas pela Companhia em troca do controle da adquirida. Os custos relacionados à aquisição são geralmente reconhecidos no resultado, quando incorridos.

Na data de aquisição, os ativos adquiridos e os passivos assumidos identificáveis são reconhecidos pelo valor justo na data da aquisição, exceto por:

- ativos ou passivos fiscais diferidos e ativos e passivos relacionados a acordos de benefícios com empregados são reconhecidos e mensurados de acordo com a IAS 12 - Impostos sobre a Renda e IAS 19 - Benefícios aos Empregados (equivalentes aos CPC 32 e CPC 33), respectivamente;
- passivos ou instrumentos de patrimônio relacionados a acordos de pagamento baseado em ações da adquirida ou acordos de pagamento baseado em ações de Grupo celebrados em substituição aos acordos de pagamento baseado em ações da adquirida são mensurados de acordo com a IFRS 2 - Pagamento Baseado em Ações (equivalentes ao CPC 10(R1)) na data de aquisição; e
- ativos (ou grupos para alienação) classificados como mantidos para venda conforme a IFRS 5 - Ativos Não Correntes Mantidos para Venda e Operações Descontinuadas (equivalente ao CPC 31) são mensurados conforme essa Norma.

O ágio é mensurado como o excesso da soma da contrapartida transferida, do valor das participações não controladoras na adquirida e do valor justo da participação do adquirente anteriormente detida na adquirida (se houver) sobre os valores líquidos na data de aquisição dos ativos adquiridos e passivos assumidos identificáveis. Se, após a avaliação, os valores líquidos dos ativos adquiridos e passivos assumidos identificáveis na data de aquisição forem superiores à soma da contrapartida transferida, do valor das participações não controladoras na adquirida e do valor justo da participação do

adquirente anteriormente detida na adquirida (se houver), o excesso é reconhecido imediatamente no resultado como ganho.

As participações não controladoras que correspondam a participações atuais e conferem aos seus titulares o direito a uma parcela proporcional dos ativos líquidos da entidade no caso de liquidação poderão ser inicialmente mensuradas pelo valor justo ou com base na parcela proporcional das participações não controladoras nos valores reconhecidos dos ativos líquidos identificáveis da adquirida. A seleção do método de mensuração é feita transação a transação. Outros tipos de participações não controladoras são mensurados pelo valor justo ou, quando aplicável, conforme descrito em outra IFRS e CPC.

Quando a contrapartida transferida pela Companhia em uma combinação de negócios inclui ativos ou passivos resultantes de um acordo de contrapartida contingente, a contrapartida contingente é mensurada pelo valor justo na data de aquisição e incluída na contrapartida transferida em uma combinação de negócios. As variações no valor justo da contrapartida contingente classificadas como ajustes do período de mensuração são ajustadas retroativamente, com correspondentes ajustes no ágio. Os ajustes do período de mensuração correspondem a ajustes resultantes de informações adicionais obtidas durante o “período de mensuração” (que não poderá ser superior a um ano a partir da data de aquisição) relacionadas a fatos e circunstâncias existentes na data de aquisição.

A contabilização subsequente das variações no valor justo da contrapartida contingente não classificadas como ajustes do período de mensuração depende da forma de classificação da contrapartida contingente. A contrapartida contingente classificada como patrimônio não é remensurada nas datas das demonstrações financeiras subsequentes e sua correspondente liquidação é contabilizada no patrimônio. A contrapartida contingente classificada como ativo ou passivo é remensurada nas datas das demonstrações financeiras subsequentes de acordo com a IAS 39 (equivalente ao CPC 38), ou a IAS 37 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes (equivalente ao CPC 25), conforme aplicável, sendo o correspondente ganho ou perda reconhecido no resultado.

Quando uma combinação de negócios é realizada em etapas, a participação anteriormente detida pela Companhia na adquirida é remensurada pelo valor justo na data de aquisição (ou seja, na data em que a Companhia adquire o controle) e o correspondente ganho ou perda, se houver, é reconhecido no resultado. Os valores das participações na adquirida antes da data de aquisição que foram anteriormente reconhecidos em “Outros resultados abrangentes” são reclassificados no resultado, na medida em que tal tratamento seja adequado caso essa participação seja alienada.

Se a contabilização inicial de uma combinação de negócios estiver incompleta no encerramento do período no qual essa combinação ocorreu, a Companhia registra os valores provisórios dos itens cuja contabilização estiver incompleta. Esses valores provisórios são ajustados durante o período de mensuração (vide acima), ou ativos e passivos adicionais são reconhecidos para refletir as novas informações obtidas relacionadas a fatos e circunstâncias existentes na data de aquisição que, se conhecidos, teriam afetado os valores reconhecidos naquela data.

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 1º de janeiro de 2009, data da adoção inicial do IFRS, são alocados integralmente ao contrato de concessão e reconhecidos no ativo intangível.

3.16. Tributação

A despesa com imposto de renda e contribuição social representa a soma dos impostos correntes e diferidos e a opção de apuração dos impostos sobre o resultado da Companhia é pelo método do lucro real

3.16.1. Impostos correntes

A provisão para imposto de renda (IRPJ) e contribuição social (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.

3.16.2. Impostos diferidos

O imposto de renda e contribuição social diferidos são reconhecidos sobre as diferenças temporárias no final de cada período de relatório entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas demonstrações financeiras 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. Quando os impostos correntes e diferidos são originados da contabilização inicial de uma combinação de negócios, o efeito fiscal é considerado na contabilização da combinação de negócios.

3.17. 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.

3.17.1. 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

Um ativo financeiro é classificado como mantido para negociação se:

- for adquirido principalmente para ser vendido a curto prazo; ou
- no reconhecimento inicial é parte de uma carteira de instrumentos financeiros identificados que o Grupo administra em conjunto e possui um padrão real recente de obtenção de lucros a curto prazo; ou
- for um derivativo que não tenha sido designado como um instrumento de “hedge” efetivo.

Um ativo financeiro além dos mantidos para negociação pode ser designado ao valor justo por meio do resultado no reconhecimento inicial se:

- tal designação eliminar ou reduzir significativamente uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento que, de outra forma, surgiria; ou
- o ativo financeiro for parte de um grupo gerenciado de ativos ou passivos financeiros ou ambos, e
- seu desempenho for avaliado com base no valor justo, de acordo com a estratégia documentada de gerenciamento de risco ou de investimento da Companhia, e quando as informações sobre o agrupamento forem fornecidas internamente com a mesma base; ou
- fizer parte de um contrato contendo um ou mais derivativos embutidos e a IAS 39 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração (equivalente ao CPC 38)

permitir que o contrato combinado (ativo ou passivo) seja totalmente designado 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 mensurados 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 financeiro, sendo incluídos na rubrica outras receitas e 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 e não classificados como:

- 1) ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado,
- 2) investimentos mantidos até o vencimento, ou
- 3) empréstimos e recebíveis, os quais 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.

As variações no valor contábil dos ativos financeiros monetários disponíveis para venda relacionadas a variações nas taxas de câmbio (ver abaixo), as receitas de juros calculadas utilizando o método de juros efetivos e os dividendos sobre investimentos em ações disponíveis para venda são reconhecidos no resultado. Outras variações no valor contábil dos ativos financeiros disponíveis para venda são reconhecidas em Outros resultados abrangentes. Quando o investimento é alienado ou apresenta

redução do valor recuperável, o ganho ou a perda acumulado anteriormente reconhecido na conta de Outros resultados abrangentes é reclassificado para o resultado.

3.17.2. 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.

Para certas categorias de ativos financeiros, tais como contas a receber, os ativos são avaliados coletivamente, mesmo se não apresentarem evidências de que estão registrados por valor superior ao recuperável quando avaliados de forma individual. Evidências objetivas de redução ao valor recuperável para uma carteira de créditos podem incluir a experiência passada da Companhia na cobrança de pagamentos e o aumento no número de pagamentos em atraso após o período médio de recebimento, além de mudanças observáveis nas condições econômicas nacionais ou locais relacionadas à inadimplência dos recebíveis.

Para os ativos financeiros registrados ao valor de custo amortizado, o montante da redução ao valor recuperável registrado corresponde à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontada pela taxa de juros efetiva original do ativo financeiro.

Para ativos financeiros registrados ao custo, o montante da perda por redução ao valor recuperável corresponde à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontada pela taxa de retorno atual para um ativo financeiro similar. Essa perda por redução ao valor recuperável não será revertida em períodos subsequentes.

O valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido pelo uso de uma provisão. Recuperações

subsequentes de valores anteriormente provisionados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado.

Para ativos financeiros registrados ao custo amortizado, se em um período subsequente o valor da perda da redução ao valor recuperável diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente a um evento ocorrido após a redução ao valor recuperável ter sido reconhecida, a perda anteriormente reconhecida é revertida por meio do resultado, desde que o valor contábil do investimento na data dessa reversão não exceda o eventual custo amortizado se a redução ao valor recuperável não tivesse sido reconhecida.

3.17.3. Baixa de ativos financeiros

A Companhia baixa um ativo financeiro apenas quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa provenientes desse ativo expiram ou são transferidos juntamente com os riscos e benefícios da propriedade. 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.

3.17.4. Passivos financeiros e instrumentos de patrimônio

Instrumentos de dívida e de patrimônio emitidos por uma entidade do Grupo são classificados como passivos financeiros ou patrimônio, de acordo com a natureza do acordo contratual e as definições de passivo financeiro e instrumento de patrimônio. Um instrumento de patrimônio é um contrato que evidencia uma participação residual nos ativos de uma empresa após a dedução de todas as suas obrigações. Os instrumentos de patrimônio emitidos pelo Grupo são reconhecidos quando os recursos são recebidos, líquidos dos custos diretos de emissão.

Os passivos financeiros são classificados como passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado ou outros passivos financeiros.

(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) Outros passivos financeiros

Os outros passivos financeiros, que incluem os empréstimos e financiamentos, fornecedores e outras contas a pagar, 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.

3.17.5. Baixa de passivos financeiros

A Companhia baixa passivos financeiros somente quando as obrigações da Companhia são extintas e canceladas ou quando vencem. A diferença entre o valor contábil do passivo financeiro baixado e a contrapartida paga e a pagar é reconhecida no resultado.

3.17.6. 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 incorrer 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 às garantias são apresentadas quando ocorridas nas despesas operacionais (vide nota 22).

3.17.7. Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia 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 44 inclui informações mais detalhadas sobre os instrumentos financeiros derivativos. Determinadas controladas em conjunto contrataram operações de derivativos, sendo que em alguns casos foi aplicada 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*.

3.17.8. 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.

3.17.9. 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.

A contabilização do *hedge* é descontinuada prospectivamente quando a Companhia cancela a relação de *hedge*, o instrumento de *hedge* vence ou é vendido, rescindido ou executado, ou quando não se qualifica mais como contabilização de *hedge*. O ajuste ao valor justo do item objeto de *hedge*, oriundo do risco de *hedge*, é registrado no resultado a partir dessa data.

(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.

A contabilização de *hedge* é descontinuada quando a Companhia cancela a relação de *hedge*, o instrumento de *hedge* vence ou é vendido, rescindido ou executado, ou não se qualifica mais como contabilização de *hedge*. Quaisquer ganhos ou perdas reconhecidos em outros resultados abrangentes e acumulados no patrimônio naquela data permanecem no patrimônio e são reconhecidos quando a transação prevista for finalmente reconhecida no resultado. Quando não se espera mais que a transação prevista ocorra, os ganhos ou as perdas acumulados e diferidos no patrimônio são reconhecidos imediatamente no resultado.

3.18. Benefícios pós-emprego

3.18.1. Obrigações de aposentadoria

A Companhia e suas controladas patrocinam 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 e 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 atrelados a essa modalidade de plano. 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.

3.18.2. 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.

3.18.3. Participação nos lucros ou resultados

A Companhia reconhece um passivo e uma despesa de participação dos empregados e administradores nos lucros ou resultados com base no 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).

3.19. 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).

Quando alguns ou todos os benefícios econômicos requeridos para a liquidação de uma provisão são esperados que sejam recuperados de um terceiro, um ativo é reconhecido se, e somente se, o reembolso for virtualmente certo e o valor puder ser mensurado de forma confiável.

3.19.1. Provisão para desmobilização de ativos

Conforme previsto no pronunciamento IAS 37 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes (equivalente ao CPC 25), 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. (vide Nota 32).

3.19.2. Provisão para obrigações legais vinculadas a processos judiciais

As provisões para contingências 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 o posicionamento de tribunais.

3.19.3. 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.

3.20. Adiantamento para futuro aumento de capital

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.

3.21. Capital social

As ações ordinárias e as ações 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 subsequentemente 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.

3.22. Juros sobre o capital próprio e dividendos

Os juros sobre o capital próprio são imputados aos dividendos do exercício, sendo calculados 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, são apresentados no Patrimônio Líquido, em conta específica denominada dividendos adicionais propostos.

3.23. 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:

- a) Ganhos e perdas atuariais em planos de pensão com benefício definido;
- b) Ganhos e perdas derivados de conversão de demonstrações contábeis de operações no exterior;
- c) Ajuste de avaliação patrimonial relativo aos ganhos e perdas na remensuração de ativos financeiros disponíveis para venda; e
- d) Ajuste de avaliação patrimonial relativo à efetiva parcela de ganhos ou perdas de instrumentos de hedge em hedge de fluxo de caixa.

3.24. Reconhecimento de receita

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida de quaisquer estimativas de devoluções e outras deduções similares.

3.24.1. 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 podem 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 e de parte da geração abrangida no escopo do ICPC 01/IFRIC 12.

b) Transmissão

1) 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.

2) Receita para cobertura dos gastos de operação e manutenção com base no custo incorrido.

3) 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.

3.24.2. 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.

3.25. 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 na vida útil dos ativos.

3.26. Subvenções governamentais

As subvenções governamentais não são reconhecidas até que exista segurança razoável de que a Companhia irá atender às condições relacionadas e que as subvenções serão recebidas. 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 são destinadas a distribuição de dividendos.

3.27. 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.

3.28. Apuração do resultado do exercício

O resultado é apurado pelo regime contábil de competência dos exercícios.

3.29. 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).

3.30. Apresentação de relatórios por segmentos de negócio

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 pela tomada das decisões estratégicas da Companhia, que adota os seguintes segmentos:

- (I) Geração;
- (II) Transmissão;
- (III) Distribuição; e
- (IV) Administração.

Os resultados decorrentes das atividades de Comercialização são apresentados juntamente com o segmento de geração.

3.31. 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 financeiras individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRSs.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das demonstrações financeiras e seguindo as disposições contidas no CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado. Em sua primeira parte apresenta a riqueza criada pela Companhia, representada pelas receitas (receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma, as outras receitas e os efeitos da provisão para créditos de liquidação duvidosa), pelos insumos adquiridos

de terceiros (custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização) e o valor adicionado recebido de terceiros (resultado da equivalência patrimonial, receitas financeiras e outras receitas). A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios.

NOTA 4 – ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS

Na aplicação das políticas contábeis, a Administração da Companhia deve fazer julgamentos e elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações nas notas explicativas, na data base das demonstrações financeiras, para os quais não são facilmente obtidos através de outras fontes. As estimativas e as respectivas premissas estão baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. As estimativas e premissas subjacentes são revisadas continuamente. Os efeitos decorrentes das revisões feitas às estimativas contábeis são reconhecidos no período em que as estimativas são revistas, se a revisão afetar apenas este período, ou também em períodos posteriores se a revisão afetar tanto o período presente como períodos futuros.

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 receitas, despesas, ativos e passivos é inerentemente incerta, por decorrer do uso de julgamento.

A seguir, são apresentadas as principais premissas das estimativas contábeis avaliadas como as mais críticas pela Administração da Companhia e de suas controladas a respeito do futuro e outras principais origens da incerteza utilizadas que podem levar a ajustes significativos nos valores contábeis dos ativos e passivos nos próximos períodos:

I. Ativo e passivo fiscal diferidos

Ativos e passivos fiscais diferidos são calculados e reconhecidos utilizando-se as alíquotas aplicáveis às estimativas de lucro tributável para compensação nos anos em que essas diferenças temporárias e os prejuízos fiscais de imposto de renda e bases negativas de contribuição social acumulados deverão ser realizadas. Os prejuízos fiscais e base negativa não prescrevem e sua compensação fica restrita ao limite de 30% do lucro tributável gerado em determinado exercício fiscal. As estimativas de lucro tributável são baseadas nos orçamentos anuais e no plano estratégico, ambos revisados periodicamente. Entretanto, 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 (vide nota 11).

II. Provisão para redução do valor recuperável de ativos de longa duração

A Administração da Companhia adota 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 possa eventualmente não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada, que representam 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 da Companhia e de suas controladas 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, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotada a premissa de indenização contratualmente prevista, quando aplicável, pelo valor novo de reposição (VNR), que são os valores esperados de indenização ao final do prazo das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (vide prática contábil na nota 3.11 e movimentação das provisões efetuadas no exercício na nota 19).

III. Base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público

A Medida Provisória 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei 12.783/2013, em 11 de janeiro de 2013, definiu o valor novo de reposição (VNR) como a base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público. A Companhia adota, para as concessões ainda não prorrogadas, a premissa de que os bens são reversíveis no final dos contratos de concessão, com direito ao recebimento de indenização do Poder Concedente sobre os investimentos ainda não amortizados, pelo menor entre o valor residual contábil e o valor novo de reposição estimado. Seguindo essa premissa, também foram mantidos valores a receber do poder concedente relacionados à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE e os investimentos realizados após o projeto básico das usinas e linhas de transmissão (modernização e melhorias) e os ativos de geração térmica, os quais ainda serão objeto de homologação pela Aneel (conforme divulgado na nota 2.1). Até 31 de dezembro de 2011 a premissa adotada era de que tais ativos seriam indenizados pelo valor residual contábil ao final da concessão.

IV. Vida útil dos bens do imobilizado

A Administração da Companhia utiliza os critérios definidos na resolução ANEEL 367, de 02 de junho de 2009, na determinação da vida útil estimada dos bens do

ativo imobilizado, por entender que elas representam adequadamente a referida vida útil (vide nota 15).

V. 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 estimado para a desativação e remoção de toda a usina do local e à época esperada dos referidos custos (vide nota 32). A estimativa dos custos é baseada nos requerimentos legais e ambientais para a desativação e remoção de toda a usina assim como os preços de produtos e serviços a serem utilizados no final da vida útil.

VI. Obrigações atuariais

As obrigações atuariais registradas são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes com base na expectativa de vida do participante (tábua AT-2000), idade média de aposentadoria e inflação. Contudo, os resultados reais futuros dos benefícios podem ser diferentes daqueles existentes e registrados contabilmente (vide nota 30).

VII. Provisão para riscos trabalhistas, tributários e cíveis

As provisões para riscos trabalhistas, tributários e cíveis, quando aplicável, são constituídas para os riscos contingentes fiscais, trabalhistas e cíveis com expectativa de perda provável, com base na opinião da Administração e dos assessores jurídicos internos e externos da Companhia. Os valores provisionados são registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos e nos procedimentos utilizados. Riscos contingentes com expectativa de perda possível são divulgados pela Administração, mas não são registrados contabilmente (vide nota 31).

VIII. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A Companhia registra provisão para suas contas a receber que entende terem incerteza quanto ao seu recebimento. Essa provisão é calculada com base nas premissas estabelecidas e descritas na Nota 7, as quais são baseadas nos critérios das normas da ANEEL.

IX. Avaliação de instrumentos financeiros

Conforme descrito na nota 44, a Administração da Companhia utiliza técnicas de avaliação que incluem informações que não se baseiam em dados observáveis de mercado para estimar o valor justo de determinados tipos de instrumentos financeiros. A nota 44 apresenta as informações sobre as principais premissas utilizadas na determinação do valor justo de instrumentos financeiros, bem como a análise de sensibilidade dessas premissas. A Administração da Companhia e suas controladas acredita que as técnicas de avaliação selecionadas e as premissas utilizadas são adequadas para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros.

X. 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. A Companhia e as controladas utilizam-se de premissas relacionadas aos custos e benefícios econômicos de cada contrato para a determinação da existência ou não de um contrato oneroso. A estimativa crítica na determinação do montante de provisão para a venda futura do contrato é o PLD médio histórico aprovado pela Administração da Companhia como premissa para o cálculo da provisão do contrato oneroso, exclusivamente para fins contábeis e a taxa de desconto utilizada para os fluxos de caixa. Os valores reais do PLD ao longo dos anos podem ser superiores ou inferiores das premissas utilizadas pela Companhia. Adicionalmente, a Companhia pode ter contratos onerosos em concessões onde o atual custo esperado para a operação e manutenção não é coberto integralmente pelas receitas (vide nota 35).

NOTA 5 – CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E CAIXA RESTRITO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
I - Caixa e Equivalente de Caixa:				
Caixa e Bancos	10.826	1.819	535.145	389.191
Aplicações Financeiras	924.801	1.394.910	3.894.230	4.570.596
	<u>935.627</u>	<u>1.396.729</u>	<u>4.429.375</u>	<u>4.959.787</u>
II - Caixa Restrito:				
Recursos da CCC	2.099.394	2.194.946	2.099.394	2.194.946
Comercialização - Itaipu	619.206	176.940	619.206	176.940
Comercialização - PROINFA	790.723	662.752	790.723	662.752
	<u>3.509.323</u>	<u>3.034.638</u>	<u>3.509.323</u>	<u>3.034.638</u>
	<u>4.444.950</u>	<u>4.431.367</u>	<u>7.938.698</u>	<u>7.994.425</u>

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 referencial média do Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC.

NOTA 6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

A Companhia e suas controladas aplicam em títulos e valores mobiliários com vencimentos de longo prazo e, apesar destas datas de vencimento, a Companhia possui programa de investimento de curto prazo para a utilização desses recursos



antes do vencimento. Sua classificação em circulante e não circulante considera o fato dos títulos classificados no curto prazo serem mantidos para negociação ativa e freqüente, possuindo liquidez imediata e intenção de aplicação no plano de investimentos da Companhia.

Em relação às partes beneficiárias, é feito o ajuste a valor presente. Os títulos CFT-E1 e os certificados de investimentos decorrentes de incentivos fiscais do Fundo de Investimento do Nordeste - FINOR e do Fundo de Investimentos da Amazônia - FINAM, estão ajustados por provisões para perdas na sua realização e, portanto, apresentados líquidos:

O detalhamento dos títulos e valores mobiliários se dá como se segue:

CONTROLADORA

CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2012	31/12/2011
LFT	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	-	7.549.911
LTN	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	2.953.652	429.992
NTN- B	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	77	69.762
NTN- F	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	1.424.455	19.751
CFT-E1	Banco do Brasil	01/08/12	IGP-M	-	263.450
NTN-P: 741536	Banco do Brasil	01/03/12	TR	-	86.583
NTN-P: 741566	Banco do Brasil	01/06/12	TR	-	62.708
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	26/02/12	TR	-	16.991
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	09/07/12	TR	-	30
TOTAL CIRCULANTE				4.378.184	8.499.178

NÃO CIRCULANTE

Titulos	31/12/2012	31/12/2011
FINOR/FINAM	1.602	3.064
RENDIMENTOS DE PARCERIAS	146.728	163.740
PARTES BENEFICIÁRIAS	246.888	212.419
OUTROS	483	484
TOTAL NÃO CIRCULANTE	395.701	379.707

CONSOLIDADO

CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2012	31/12/2011
LFT	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	1.240.345	9.751.563
LTN	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	3.066.625	563.120
NTN- B	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	51.914	69.762
NTN- F	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	1.486.130	19.751
CFT-E1	Banco do Brasil	01/08/12	IGP-M	-	263.450
NTN-P: 741536	Banco do Brasil	01/03/12	TR	-	86.583
NTN-P: 741566	Banco do Brasil	01/06/12	TR	-	62.708
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	26/02/12	TR	-	17.032
TÍTULOS DE RENDA FIXA				130.129	129.078
OUTROS				647.468	289.457
TOTAL CIRCULANTE				6.622.611	11.252.504



NÃO CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2012	31/12/2011
LFT	Banco do Brasil		Pre-fixado	155	-
NTN- B	Banco do Brasil		Pre-fixado	200	-
NTN- P	Banco do Brasil	28/12/15	TR	440	332
NTN- P	Banco do Brasil	09/07/14	TR	185	178
NTN- P	Banco do Brasil	28/12/14	TR	3	-
NTN-P: 740100	Banco do Brasil	01/01/25	TR	-	41
NTN-P: 740100	Banco do Brasil	01/01/24	TR	-	7
NTN-P: 741536	Banco do Brasil	21/03/18	TR	2	2
NTN-P: 741566	Banco do Brasil	28/12/15	TR	-	92
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	28/12/04	TR	-	3
NTN-P: 760199	Banco do Brasil	15/05/17	TR	-	127
FINOR/FINAM				1.602	3.064
RENDIMENTOS DE PARCERIAS				146.728	163.740
PARTES BENEFICIÁRIAS				246.888	212.419
OUTROS				8.134	18.353
TOTAL NÃO CIRCULANTE				404.337	398.358

a) NTN-P - Títulos públicos recebidos em pagamento por alienação de investimentos societários no âmbito do Programa Nacional de Desestatização - PND. Estes títulos possuem atualização equivalente à variação da Taxa Referencial - TR, divulgada pelo Banco Central do Brasil, com juros de 6% ao ano incidentes sobre o valor atualizado com datas de resgate fixadas a partir de fevereiro de 2012.

b) 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% ao ano sobre o capital aportado, como demonstrado a seguir:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
Tangará	146.728	117.770
Guascor	-	45.970
	<u>146.728</u>	<u>163.740</u>

c) 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	
	31/12/2012	31/12/2011
Lajeado Energia	451.375	451.375
Paulista Lajeado	49.975	49.975
Ceb Lajeado	151.225	151.225
Valor de face	<u>652.575</u>	<u>652.575</u>
Ajuste a valor presente	<u>(405.688)</u>	<u>(440.156)</u>
Valor presente	<u>246.887</u>	<u>212.419</u>



d) FINOR/FINAM - Referem-se substancialmente a certificados de investimentos decorrentes de incentivos fiscais destinados à 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\$ 246.924 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 292.456), sendo apresentada como redutora do respectivo ativo.

NOTA 7 – CLIENTES

	CONSOLIDADO					
	31/12/2012			31/12/2011		
	A vencer	Vencidos até 90 dias	+ de 90 dias	Créditos Renegociados	Total	Total
CIRCULANTE						
AES ELETROPAULO	115.767	2.464	-	-	118.231	104.400
AES SUL	27.849	1.256	-	-	29.105	13.011
AMPLA	42.481	1.829	10	-	44.320	41.908
ANDE	63.659	-	-	-	63.659	52.115
CEA	344.535	-	-	-	344.535	1.093.641
CEB	13.499	638	106	-	14.243	14.925
CEEE-D	38.938	187	-	-	39.125	37.366
CELESC	49.627	2.784	-	-	52.411	37.422
CELG	56.373	409	-	72.535	129.317	98.968
CELPA	60.457	119	12.453	9.405	82.434	80.764
CELPE	45.982	379	56	-	46.417	39.903
CEMAR	35.712	951	-	-	36.663	32.021
CEMIG	80.377	3.367	8	-	83.752	113.081
CESP	4.529	-	-	-	4.529	3.524
COELBA	74.007	1.758	58	-	75.823	72.858
COELCE	41.987	1.612	-	-	43.599	34.437
COPEL	112.444	1.759	-	-	114.203	102.247
CPFL	42.054	981	165	-	43.200	64.826
EBE	27.019	637	-	-	27.656	25.620
ELEKTRO	56.426	232	-	-	56.658	52.614
ENERGISA	21.211	296	12	-	21.519	63.484
ENERSUL	20.366	272	-	-	20.638	20.534
ESCELSA	26.232	1.009	60	-	27.301	26.395
LIGHT	91.463	1.311	452	-	93.226	89.994
PIRATININGA	6.126	-	54	-	6.180	8.538
RGE	7.353	659	-	-	8.012	7.698
Rolagem da Dívida dos Estados	-	-	-	112.427	112.427	187.625
Comercialização CCEE	93.668	23.535	295.650	-	412.853	433.440
Uso da Rede Elétrica	505.615	3.393	56.841	30.141	595.990	608.415
PROINFA	412.944	7.741	56.419	-	477.104	579.428
Consumidores	659.470	341.318	445.669	198.379	1.644.836	1.172.474
Poder público	125.378	57.661	388.846	144.553	716.438	465.335
Outros	758.558	13.281	139.546	168.424	1.079.809	1.151.156
(-) PCLD	(745.727)	(46.213)	(1.024.445)	(352.865)	(2.169.250)	(2.578.143)
	3.316.379	425.625	371.960	382.999	4.496.963	4.352.024
NÃO CIRCULANTE						
CELG	-	-	-	161.313	161.313	66.368
CELPA	-	-	-	70.669	70.669	-
CEA	-	-	-	399.302	399.302	-
Rolagem da dívida dos Estados	-	-	-	1.029.710	1.029.710	1.005.383
Outros	258.827	-	7.956	310.939	577.722	407.243
(-) PCLD	(334)	-	(7.956)	(747.480)	(755.770)	-
	258.493	-	-	1.224.453	1.482.946	1.478.994
	3.574.872	425.625	371.960	1.607.452	5.979.909	5.831.018



I - Comercialização de energia elétrica - PROINFA

As operações de comercialização de energia elétrica no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA geraram um resultado líquido negativo no exercício de 2012 de R\$ 60.122 (31 de dezembro de 2011 – negativo em R\$ 48.906), não produzindo efeito no resultado líquido do exercício da Companhia, sendo este valor incluído na rubrica Obrigações de Ressarcimento. No saldo de consumidores revendedores está registrado o valor de R\$ 477.104 do Proinfa referente à Controladora (31 de dezembro de 2011 – R\$ 579.428).

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 Mercado Atacadista de Energia - 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 intervenção 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 - Rolagem da dívida dos Estados – Lei 8.727/1993

O montante a receber da rolagem da dívida com os estados é de R\$ 1.142.137

A controlada Eletrosul detém 50% do total de créditos junto à União, que atualizados pelo IGP-M e acrescidos de juros de 12,68 % ao ano, montam à R\$ 578.654, em 31 de dezembro de 2012 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 607.391), sendo R\$ 438.586 no ativo não circulante (31 de dezembro de 2011 - R\$ 479.752) decorrentes da assunção dos haveres que a Companhia possuía nas concessionárias estaduais de energia elétrica. A União assumiu, refinanciou e reescalou a dívida em 240 parcelas, vencíveis a partir de abril de 1994. Vencido o prazo de 20 anos e remanescendo saldo a pagar, uma vez que a União repassa somente os recursos recebidos dos estados que, por sua vez, estão limitados por lei em níveis de comprometimento de receitas, o parcelamento será estendido por mais 120 meses.

IV - Provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLD

As Controladas constituem e mantêm provisões, a partir de análise dos valores constantes das contas a receber vencidas e do histórico de perdas, cujo montante é

considerado pela administração como suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos. O saldo é composto como segue:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
Consumidores	856.030	792.962
Revendedores	1.031.593	397.980
CEA	743.837	1.093.641
CCEE - Energia de Curto Prazo	293.560	293.560
	<u>2.925.020</u>	<u>2.578.143</u>

As movimentações na PCLD de contas de clientes de energia elétrica no consolidado são as seguintes:

CONSOLIDADO	
	31/12/2012
Saldo em 31 de dezembro de 2010	<u>2.130.896</u>
(+) Constituição	666.480
(-) Reversão	(219.233)
Saldo em 31 de dezembro de 2011	<u>2.578.143</u>
(+) Constituição	1.050.795
(-) Reversão	(703.918)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	<u>2.925.020</u>

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais (Nota 43). Os valores reconhecidos como PCLD são reconhecidos como perda definitiva quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos. A reversão ocorrida em 2011 refere-se basicamente ao programa de parcelamento junto às prefeituras e órgãos públicos pelas empresas de distribuição.

Em 2012, a controlada Eletronorte efetuou reversões, pela baixa definitiva do valor, no montante de R\$ 492.025, em decorrência da renegociação efetuada com os valores a receber da Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA).

A principal constituição de provisão no período refere-se a R\$ 204.049 que Furnas possui a receber da CELG, em função do não reconhecimento de parte da dívida desta com Furnas (e que encontra-se em discussão).

Para fins fiscais, o eventual excesso de provisão constituída, em relação ao disposto na Lei 9.430/1996, está sendo adicionado à 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.

NOTA 8 – INDENIZAÇÕES LEI 12.783/2013

Valor referente às indenizações a receber do poder concedente em função das alterações da Lei 12.783/2003, conforme nota 2.1:

	CONSOLIDADO 31/12/2012
Geração – Projeto Básico	6.153.462
Transmissão – Rede básica – novos empreendimentos (RBN)	8.283.810
	<u>14.437.272</u>
Ativo circulante	8.882.836
Ativo não circulante	5.554.436
	<u>14.437.272</u>

Vide nota 47.4.

NOTA 9 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

	31/12/2012							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Controladas e controlada em conjunto								
FURNAS	6,78	19.307	248.775	3.257.300	-	-	-	-
CHESF	6,95	740	34.545	93.370	-	-	-	-
ELETROSUL	6,84	5.366	70.951	1.065.900	-	-	-	-
ELETRONORTE	7,34	30.510	311.219	3.890.859	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	6,60	5.514	43.547	1.050.250	-	-	-	-
CGTEE	11,55	8.024	111.632	958.363	-	-	-	-
CEAL	8,70	2.806	77.491	341.521	-	-	-	-
BOA VISTA	8,30	237	3.520	16.833	-	-	-	-
CERON	6,65	1.836	67.099	212.307	-	-	-	-
CEPISA	8,05	3.597	104.278	471.217	-	-	-	-
ELETROACRE	11,97	994	28.610	125.350	-	-	-	-
AMAZONAS	7,82	4.914	253.925	770.150	-	-	-	-
ITAIPU	7,45	-	1.271.281	10.371.354	7,45	-	635.640	5.185.677
		<u>83.845</u>	<u>2.626.873</u>	<u>22.624.774</u>		<u>-</u>	<u>635.640</u>	<u>5.185.677</u>
CEMIG	7,12	2.134	85.068	315.893	7,12	2.134	85.068	315.893
COPEL	8,39	1.399	51.431	180.383	8,39	1.399	51.431	180.383
CEEE	6,57	341	5.821	42.745	6,57	341	5.821	42.745
AES ELETROPAULO	10,39	324.055	108.978	1.321	10,39	324.055	108.978	1.321
CELPE	6,13	211	9.911	31.048	6,13	211	9.911	31.048
CEMAT	6,27	21.953	344.384	-	6,27	21.953	344.384	-
CELTINS	6,26	9.885	112.212	-	6,26	9.885	112.212	-
ENERSUL	6,17	508	12.786	64.421	6,17	508	12.786	64.421
CELPA	6,68	52.374	66.288	411.820	6,68	52.374	66.288	411.820
CEMAR	5,89	2.247	77.605	396.921	5,89	2.247	77.605	396.921
CESP	9,36	12	47.008	110.681	9,36	12	47.008	110.681
COELCE	6,08	460	13.939	75.577	6,08	460	13.939	75.577
COSERN	6,00	60	3.080	8.852	6,00	60	3.080	8.852
COELBA	6,00	920	24.241	155.929	6,00	920	24.241	155.929
CER	8,76	3.848	13.873	10.491	8,76	3.848	13.873	10.491
CELG	5,71	542	7.178	93.657	5,71	542	7.178	93.657
ESCELSA	6,01	395	13.202	65.668	6,01	395	13.202	65.668
GLOBAL	6,00	61.330	44.100	-	6,00	61.330	44.100	-
CELESC DIST.	7,41	1.242	41.201	146.806	7,41	1.242	41.201	146.806
OUTRAS	6,36	50.675	119.994	429.472	6,36	50.675	126.763	449.396
(-) PCLD		(140.086)	(263.027)	-		(140.086)	(263.027)	-
		<u>394.505</u>	<u>939.273</u>	<u>2.541.686</u>		<u>394.509</u>	<u>946.042</u>	<u>2.561.609</u>
		<u>478.350</u>	<u>3.566.146</u>	<u>25.166.460</u>		<u>394.509</u>	<u>1.581.682</u>	<u>7.747.286</u>



31/12/2011								
CONTROLADORA				CONSOLIDADO				
ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		
Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	
Controladas e controlada em conjunto								
FURNAS	6,78	18.074	168.250	2.958.897	-	-	-	-
CHESF	6,95	-	21.276	121.729	-	-	-	-
ELETROSUL	6,84	5.465	58.861	918.555	-	-	-	-
ELETRONORTE	7,34	11.724	273.752	3.783.553	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	6,60	3.381	85.882	1.089.087	-	-	-	-
CGTEE	11,55	1.577	157.144	841.793	-	-	-	-
CEAL	8,70	2.006	105.295	204.011	-	-	-	-
CERON	6,65	662	20.916	94.926	-	-	-	-
CEPISA	8,05	3.161	85.423	375.314	-	-	-	-
ELETOACRE	11,97	1.071	32.944	73.528	-	-	-	-
AMAZONAS	7,82	3.734	170.465	448.894	-	-	-	-
ITAIPU	7,45	-	1.080.499	10.684.686	7,45	-	540.249	5.342.343
		50.855	2.260.707	21.594.973		-	540.249	5.342.343
CEMIG	7,12	2.352	78.124	373.241	7,12	2.352	78.124	373.241
COPEL	8,39	1.616	49.164	215.900	8,39	1.616	49.164	215.900
CEEE	6,57	865	21.990	127.568	6,57	865	21.990	127.568
AES ELETROPAULO	10,39	311.636	108.851	2.329	10,39	311.636	108.851	2.329
CELPE	6,13	292	11.035	43.676	6,13	292	11.035	43.676
CEMAT	6,27	1.875	358.578	-	6,27	1.875	358.578	-
CELTINS	6,26	617	100.918	-	6,26	617	100.918	-
ENERSUL	6,17	461	13.413	71.360	6,17	461	13.413	71.360
CELPA	6,68	11.279	408.629	-	6,68	11.279	408.629	-
CEMAR	5,89	1.995	62.289	414.612	5,89	1.995	62.289	414.612
CESP	9,36	233	41.190	149.636	9,36	233	41.190	149.636
COELCE	6,08	506	16.420	84.245	6,08	506	16.420	84.245
COSERN	6,00	75	3.224	11.732	6,00	75	3.224	11.732
COELBA	6,00	922	28.527	154.570	6,00	922	28.527	154.570
CER	8,76	941	7.881	13.117	8,76	941	7.881	13.117
CELG	5,71	40.310	57.248	12.681	5,71	40.310	57.248	12.681
ESCELSA	6,01	443	13.032	76.318	6,01	443	13.032	76.318
GLOBAL	6,00	-	44.100	-	6,00	-	44.100	-
CELESC DIST.	7,41	-	63.626	86.429	7,41	-	63.626	86.429
OUTRAS	6,36	95.504	101.928	445.714	6,36	95.511	107.245	471.581
(-) PCLD		(130.475)	(395.133)	-		(130.475)	(395.133)	-
		341.447	1.195.033	2.283.126		341.454	1.200.351	2.308.993
		392.302	3.455.741	23.878.099		341.454	1.740.600	7.651.336

Os financiamentos e empréstimos concedidos são efetuados com recursos próprios da Companhia, recursos setoriais e recursos externos captados através de agências internacionais de desenvolvimento, instituições financeiras, 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% ao ano.

Os financiamentos e empréstimos concedidos, com cláusula de atualização cambial, representam cerca de 43% do total da carteira (48% em 31 de dezembro de 2011). Já os que preveem atualização com base em índices que representam o nível de preços internos no Brasil atingem a 57% do saldo da carteira (52% em 31 de dezembro de 2011).

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.

As parcelas de longo prazo dos financiamentos e empréstimos concedidos com recursos ordinários e setoriais, inclusive os repasses, baseados nos fluxos de caixa previstos contratualmente, vencem em parcelas variáveis, conforme demonstrado abaixo:

	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total
Controladora	3.548.695	3.134.620	2.678.191	2.545.767	2.435.504	10.823.683	25.166.460
Consolidado	1.092.437	964.967	824.459	783.693	749.750	3.331.981	7.747.286

I – AES Eletropaulo/CTEEP – Ação Judicial

Em novembro de 1986 a Eletropaulo Eletricidade de São Paulo S.A., obteve através do Contrato de Financiamento ECF 1.046/1986 empréstimo junto a Eletrobras.

No decorrer da execução do contrato surgiram questionamentos por parte do devedor acerca da periodicidade da correção monetária incidente sobre o valor financiado, tendo a Eletropaulo proposto Ação de Consignação em Pagamento contra a Eletrobras, em dezembro de 1988.

Em dezembro de 2010, a Eletrobras solicitou a iniciação do processo de liquidação na modalidade por artigos e, que por tal motivo, o processo foi submetido à análise da 5ª Vara Cível. Em julho de 2011 a 5ª Vara Cível determinou que a AES Eletropaulo e a CTEEP apresentassem suas respostas ao pedido da liquidação por artigos, o que foi respondido por ambas as empresas.

Em dezembro de 2012, a 5ª Vara Cível julgou a liquidação por artigos com base nos elementos trazidos aos autos e, ato contínuo, reconheceu a ELETROPAULO como a devedora da totalidade do débito.

Contra essa decisão foi manejado recurso de agravo por parte da Eletropaulo distribuído à Nona Câmara Cível em janeiro de 2013, tendo como principal pedido a necessidade de realização da prova pericial.

Em fevereiro de 2013 foi proferida decisão entendendo pela necessidade de realização de prova pericial, cassando, conseqüentemente a decisão do Juízo da 5ª Vara Cível.

Desta forma, pelo atual fase do processo e pelos motivos expostos, estima-se que os trabalhos periciais, caso a Companhia não recorra da decisão, se iniciem durante o segundo trimestre de 2013.

Vale destacar que paralelamente a decisão acima, foi expedido mandado de pagamento em favor da Companhia quanto à parte incontroversa estando na iminência em receber.

Encerrado o Procedimento Judicial de Liquidação de Sentença sendo apontada a devedora e sendo apurados valores a serem pagos pela AES Eletropaulo e CTEEP, a Eletrobras irá reiniciar o processo de execução contra as referidas empresas.

Caso sobrevenha decisão final desfavorável à AES Eletropaulo e/ou à CTEEP, a Companhia passa a ter um crédito de R\$ 1.735.861, atualizado até 31 de dezembro de 2012, sendo R\$ 434.354 (R\$ 422.816 em 31 de dezembro de 2011) já reconhecidos em seu ativo, na rubrica empréstimos e financiamentos, correspondente à parte considerada como incontroversa pela companhia.

Em 18 de março de 2013 a Companhia recebeu R\$ 97.463 referente a parte do montante incontroverso decorrente da ação consignatória movida pela Eletropaulo questionando, a época, o valor que entendia como devido por conta da dívida pactuada com a Eletrobras.

II - Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A Companhia reconhece provisões para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R\$ 403.113 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 525.608) correspondente ao principal e ao serviço da dívida de devedores 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.

A Companhia reconheceu provisão sobre os créditos junto à Celpa, no montante de R\$ 37.704. Tal provisão foi considerada necessária considerando o processo de recuperação judicial da Celpa.

Adicionalmente, a Companhia possui provisão sobre os créditos junto à Cemat e Celtins, controladas pela Equatorial Energia e sob intervenção federal, no montante de R\$ 74.626 e R\$ 20.527. Tais provisões foram consideradas necessárias considerando o cenário atual de ambas que vêm apresentando dificuldades significativas econômico-financeiras para a liquidação de suas dívidas (vide nota 15).

As movimentações na PCLD dos financiamentos e empréstimos concedidos da Companhia são as seguintes:

Saldo em 31 de dezembro de 2010	<u>228.477</u>
(+) Complemento	358.984
(-) Reversões / baixas	<u>(61.853)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2011	<u>525.608</u>
(+) Complemento	181.048
(-) Reversões / baixas	<u>(303.543)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2012	<u>403.113</u>

A constituição e a baixa da PCLD foram registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais (vide nota 43). Os valores reconhecidos como PCLD são reconhecidos como perdas definitivas (baixados) quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

NOTA 10 - REMUNERAÇÃO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

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 Companhia.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Furnas	-	64.200	-	-
Chesf	-	297.947	-	-
Eletrosul	15.613	24.490	-	-
Eletronorte	-	13.773	-	-
Eletropar	3.049	4.703	-	-
CGTEE	53.723	37.263	-	-
Itaipu	8.164	469	-	-
CTEEP	-	79.644	-	79.644
CEMAR	25.491	15.706	25.491	15.706
CELPA	27.513	-	27.513	-
Lajeado	46.381	-	46.381	-
Outros	15.370	95.637	19.405	102.513
	<u>195.304</u>	<u>633.832</u>	<u>118.790</u>	<u>197.863</u>

NOTA 11 – TRIBUTOS A RECUPERAR E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - ATIVO

I. Tributos a recuperar

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Ativo circulante:				
Imposto de renda - fonte	872.776	828.863	1.071.204	893.706
PIS/PASEP/COFINS compensáveis	13.777	28.776	113.427	80.433
ICMS a recuperar	-	-	21.659	17.150
Outros	-	-	185.592	113.033
	<u>886.553</u>	<u>857.639</u>	<u>1.391.882</u>	<u>1.104.322</u>
Ativo não circulante:				
ICMS a recuperar	-	-	1.091.949	1.655.413
PIS/COFINS a recuperar	-	-	842.871	775.348
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.934.820</u>	<u>2.430.761</u>

II. Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Ativo circulante:				
Antecipações de IRPJ e CSLL	1.088.491	736.588	1.418.252	843.022
Ativo não circulante:				
IRPJ/CSLL Diferidos	1.754.333	2.044.513	4.996.806	3.343.525

III. Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Diferenças temporárias de IRPJ/CSLL:				
Variação Cambial Passiva	386.223	530.647	386.223	530.647
Provisão de Juros sobre o capital próprio	147.547	331.290	147.547	331.290
Provisão para Contingências	595.265	540.708	941.128	782.587
Provisão de créditos de liquidação	174.359	195.577	483.520	191.824
Provisão p/ ajuste ao valor de mercado	148.253	187.617	148.253	187.617
Provisões Operacionais	-	-	2.265.844	404.077
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	302.686	258.674	311.286	436.295
Outros	-	-	313.005	479.188
	1.754.333	2.044.513	4.996.806	3.343.525

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.

A expectativa de realização dos saldos de imposto de renda diferido ativo é como segue:

Período:	CONTROLADORA
	31/12/2012
2014	107.761
2015	139.220
2016	225.166
2017	398.241
2018	451.879
2019	402.066
Total reconhecido no balanço patrimonial	1.754.333

IV. – ICMS, PIS/PASEP E COFINS a Recuperar Sobre Aquisição de Combustível

Esses valores estão registrados no ativo não circulante nas rubricas de PIS e COFINS a recuperar e ICMS a recuperar.

A Companhia mantém expectativa de realizar esses créditos, sendo que de acordo com o § 8º da Lei 12.111/2009, os referidos impostos e contribuições deverão ser ressarcidos à CCC quando realizados, deste modo é mantido um passivo de igual valor na rubrica Obrigações de Ressarcimento.

V. – 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 Financeiras, 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 12 – DIREITOS e OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO

	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>
a. CCC de Sistemas Isolados	7.435.134	3.583.490
b. Energia nuclear	<u>581.095</u>	<u>-</u>
	<u>8.016.229</u>	<u>3.583.490</u>
Ativo circulante	7.115.200	3.083.157
Ativo não circulante	<u>901.029</u>	<u>500.333</u>
	<u>8.016.229</u>	<u>3.583.490</u>

a) Conta de consumo de combustível (CCC) de sistemas isolados

Com o advento da Lei 12.111/2009 e do Decreto 7.246/2010 foi alterada a sistemática de subvenção de geração de energia nos sistemas isolados. A subvenção pela CCC que até então subsidiava somente os custos com combustíveis, passa a reembolsar a diferença entre o custo total de geração da 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, são incluídos os custos relativos a:

- i. contratação de energia e de potência associada;
- ii. geração própria para atendimento da distribuição de energia elétrica;
- iii. encargos e impostos; e
- iv. investimentos realizados.

Incluem, 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.

Referem-se a valores recebidos da CCC (parte a título de adiantamentos) nos respectivos períodos. Como a regulamentação da ANEEL referente à Lei nº 12.111/2009 ainda não se encontra totalmente estabelecida, os valores efetivamente recebidos não estão sendo baixados do Ativo e em contrapartida foi criada uma rubrica no Passivo Circulante denominada de Obrigações de Ressarcimento. Com isto, Companhia apresenta um valor a receber de R\$ 7.435.134 (R\$ 3.583.490 em 31 de dezembro de 2011) e um passivo de R\$ R\$ 7.789.757 (R\$ 3.431.228 em 31 de dezembro de 2011) de obrigações de ressarcimento.

b) Energia nuclear

Conforme previsto no parágrafo 4º do art. 12 da Lei 12.111/2009, e no art. 2º da Resolução Homologatória da ANEEL nº 1.406, de 21 de dezembro de 2012, o diferencial verificado, entre 2010 e 2012, entre a variação da tarifa faturada pela ELETRONUCLEAR e da tarifa de referência (definida no parágrafo 1º da citada Lei) a ser repassado para FURNAS, será rateado pelas concessionárias de serviço público de distribuição atendidas pelo Leilão de Compra de Energia Proveniente de Empreendimentos Existentes, em 7 de dezembro de 2004, na proporção das quantidades atendidas no contrato com início de suprimento em 2005. Dessa forma, a Companhia possui um direito de ressarcimento de R\$ 581.095 em dezembro de 2012, tendo como contrapartida uma receita de suprimento de energia.

De acordo com o disposto no parágrafo 1º da Resolução Homologatória ANEEL nº 1.406/2012, esse montante será pago em duodécimos pelas concessionárias à ELETRONUCLEAR, nos anos de 2013 a 2015.

NOTA 13 - 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:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
CIRCULANTE		
Elementos prontos	360.751	388.663
	<u>360.751</u>	<u>388.663</u>
NÃO CIRCULANTE		
Elementos prontos	143.116	133.894
Concentrado de urânio	109.153	130.575
Em curso - combustível nuclear	229.226	171.164
	<u>481.495</u>	<u>435.633</u>
	<u>842.246</u>	<u>824.296</u>

Os estoques são demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor, segregado da seguinte forma:

- Concentrado de urânio e serviços em curso (para a transformação do concentrado de urânio em elementos de combustível nuclear) estão registrados pelos seus custos de aquisição;
- Elementos de combustível nuclear – estão disponíveis no núcleo do reator e no estoque da Piscina de Combustível Usado – PCU, sendo apropriado ao resultado do exercício em função da sua utilização no processo da geração de energia elétrica;
- Almoxarifado, classificado no ativo circulante e está registrado ao custo médio de aquisição, que não excede o valor de mercado.

NOTA 14 - ADIANTAMENTOS PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

A Companhia apresenta, no ativo não circulante, valores correspondentes a adiantamentos para futuro aumento de capital nas seguintes investidas:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Controladas				
Furnas	525.450	300.000	-	-
Chesf	-	1.293.000	-	-
Eletrosul	554.768	1.810.793	-	-
Eletronorte	220.240	1.125.949	-	-
CGTEE	160.949	452.704	-	-
Ceal	176.514	97.354	-	-
Ceron	162.798	88.837	-	-
Cepisa	430.282	275.984	-	-
Eletroacre	217.497	160.822	-	-
Amazonas	277.680	63.918	-	-
	<u>2.726.178</u>	<u>5.669.361</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Outros investimentos	4.000	4.000	4.000	4.000
	<u>2.730.178</u>	<u>5.673.361</u>	<u>4.000</u>	<u>4.000</u>



NOTA 15 – INVESTIMENTOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Avaliados por Equivalência Patrimonial				
a) Controladas e Controladas em conjunto				
Furnas	11.252.674	13.237.136	-	-
Chesf	11.622.439	16.742.953	-	-
Eletrosul	4.653.342	2.624.730	-	-
Eletronorte	10.543.614	10.199.453	-	-
Eletrpar	136.549	169.135	-	-
Eletronuclear	6.345.704	6.520.292	-	-
CGTEE	210.190	334.348	-	-
Distribuidora Alagoas	4.119	217.375	-	-
Distribuidora Rondônia*	-	135.118	-	-
Distribuidora Acre*	-	85.563	-	-
Itaipu	102.175	93.790	-	-
Mangue Seco II	17.006	17.166	-	-
CHC	28.584	19.090	-	-
Norte Energia	409.386	217.135	-	-
Inambari	9.250	9.738	-	-
	45.335.032	50.623.022	-	-
b) Coligadas				
Celipa	94.673	171.370	94.673	171.370
CEEE-GT	738.009	701.628	738.009	701.628
Cemat	420.787	436.150	420.787	436.150
Emae	252.316	301.190	263.331	312.150
CTEEP	739.735	641.618	753.358	653.280
Cemar	411.463	323.433	411.463	323.433
Lajeado Energia	540.819	532.459	540.819	532.459
Ceb Lajeado	79.672	76.155	79.672	76.155
Paulista Lajeado	27.425	27.654	27.425	27.654
CEEE-D	343.875	391.988	343.875	391.988
Águas da Pedra	-	-	176.504	157.112
Amapari	-	-	39.191	34.105
	3.648.774	3.603.645	3.889.107	3.817.484
	SUBTOTAL	48.983.806	54.226.667	3.889.107
Avaliados a Valor Justo				
Celesc	112.012	150.432	112.012	150.432
Cesp	124.380	203.580	124.380	203.580
Coelce	232.140	182.640	232.140	182.640
AES Tietê	713.398	812.853	713.398	812.853
Energisa	82.070	77.215	82.070	77.215
CELPE	24.159	54.854	24.159	54.854
CGEEP	30.201	22.607	30.201	22.607
COPEL	38.575	50.546	38.575	50.546
CEB	6.206	6.485	6.206	6.485
AES Eletropaulo	-	-	35.207	76.491
Energias do Brasil	-	-	18.556	20.552
Tangara	21.738	21.738	21.738	21.738
CPFL Energia	-	-	36.457	44.327
CEA	20	20	20	20
CER	102	102	102	102
Outros	20.288	23.519	156.156	139.638
	1.405.290	1.606.591	1.631.378	1.864.078
	SUBTOTAL	50.389.095	55.833.259	5.520.484
Provisão para perdas em investimentos	(122.185)	(171.370)	(122.185)	(171.370)
TOTAL	50.266.910	55.661.889	5.398.299	5.510.192

* Passivo a descoberto em Dezembro 2012

Tendo em vista o processo de recuperação judicial da investida Celipa e consequente incerteza de continuidade de suas operações, a Companhia reconheceu como provisão para perdas a totalidade do investimento na Celipa no montante de R\$ 94.673 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 143.857) e perda dos montantes de dividendos declarados e não pagos até 31 de dezembro de 2012 no montante de R\$ 27.513 (31 de dezembro



de 2011 – R\$ 27.513), ambas as provisões limitadas à participação da Companhia no capital social da Celpa de 34,24%.

15.1 – Provisões para perdas em investimentos

CELPA	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
	122.185	171.370
	122.185	171.370

15.2 – Ajustes de políticas contábeis em coligadas

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
	CEMAT	86.464
CTEEP	1.047.648	956.630
CEEE-GT	-	4.961
CEEE-D	-	7.539
	1.134.112	1.055.594

A Companhia quando da preparação de suas demonstrações financeiras consolidadas efetuou ajustes nos resultados das empresas investidas, a fim de padronizar as políticas contábeis dessas empresas com as da Companhia.

15.3 - Mutação dos investimentos – Controladora

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2011	Integralização de capital	Outros Resultados Abrangentes	Ganho/ Perda de Capital	Ajustes de exercícios anteriores	Dividendos e Juros sobre capital	Equivalência patrimonial / Provisão	Saldo em 31/12/2012
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA								
FURNAS	13.237.136	-	(475.981)	-	-	(192.601)	(1.315.879)	11.252.674
CHESF	16.742.953	1.339.994	(247.109)	(1.685)	-	(893.837)	(5.317.877)	11.622.439
ELETROSUL	2.624.730	2.162.724	(110.703)	186	-	(89.081)	65.486	4.653.342
ELETRONORTE	10.199.453	1.125.949	(21.947)	59	-	(49.922)	(709.978)	10.543.614
ELETRONORTE	169.135	-	(28.260)	-	-	(17.157)	12.831	136.549
ELETRONUCLEAR	6.520.292	-	(194.312)	-	-	-	19.724	6.345.704
CGTEE	334.348	432.966	(126.966)	41	-	(12.254)	(417.946)	210.190
CEAL	217.375	-	(126.189)	-	-	-	(87.067)	4.119
EOLICA MANGUE SECO	17.166	-	-	-	-	-	(159)	17.006
CHC	19.090	10.029	1.886	-	-	-	(2.421)	28.584
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	217.135	198.000	-	-	-	-	(5.750)	409.386
INAMBARÍ	9.738	679	185	-	-	-	(1.352)	9.250
ITAIPU BINACIONAL	93.790	-	8.385	-	-	-	-	102.175
CELPA	171.370	-	-	-	-	-	(76.697)	94.673
CEEE-GT	701.628	-	51.370	-	-	13.562	(28.551)	738.009
CEMAT	436.150	-	-	-	-	6.275	(21.638)	420.787
EMAE	301.190	-	-	-	-	-	(48.874)	252.316
CTEEP	641.618	-	-	-	-	(108.026)	206.143	739.735
CEMAR	323.433	-	-	-	-	(41.197)	129.227	411.463
REDE LAJEADO	532.459	-	(24)	-	6.936	(65.292)	66.739	540.819
CEB LAJEADO	76.155	-	(20)	-	-	(10.651)	14.188	79.672
PAULISTA LAJEADO	27.654	-	-	-	-	(7.455)	7.227	27.425
CEEE-D	391.988	-	44.947	-	-	-	(93.060)	343.875
MUTAÇÃO DO PASSIVO A DESCOBERTO - CONTROLADORA								
CEPISA	(185.154)	-	(1.863)	-	-	-	(36.498)	(223.505)
CERON	135.118	-	-	-	-	-	(207.886)	(72.768)
BOAVISTA	-	-	-	-	-	-	(23.562)	(23.562)
AMAZONAS	(286.994)	-	(11.821)	-	-	-	(829.203)	(1.128.018)
ELETROACRE	85.564	-	-	-	-	-	(139.598)	(54.034)
TOTAL	53.754.519	5.270.340	(1.238.421)	(1.399)	6.936	(1.467.637)	(8.842.421)	47.481.917
Investimentos	54.226.667	5.270.340	(1.224.737)	(1.399)	6.936	(1.467.637)	(7.826.367)	48.983.803
Passivo a descoberto	(472.148)	-	(13.684)	-	-	-	(1.016.055)	(1.501.887)
TOTAL	53.754.519	5.270.340	(1.238.421)	(1.399)	6.936	(1.467.637)	(8.842.421)	47.481.917



15.4 Informações do valor de mercado e de receita das investidas

Empresas de capital aberto	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado (*)		Receita Operacional Líquida	
			2012	2011	2012	2011
CEEE-D	Equivalência Patrimonial	32,59%	244.628	315.468	2.188.950	2.028.501
CEEE-GT	Equivalência Patrimonial	32,59%	268.884	329.138	952.863	762.484
CELPA	Equivalência Patrimonial	34,24%	23.613	177.667	Não divulgado	2.433.800
CEMAR	Equivalência Patrimonial	33,55%	534.769	140.094	Não divulgado	1.912.105
CEMAT	Equivalência Patrimonial	40,92%	206.254	290.582	2.344.799	2.009.768
CTEEP	Equivalência Patrimonial	35,23%	1.846.752	3.093.881	2.818.988	2.900.805
EMAE	Equivalência Patrimonial	39,02%	106.681	99.040	174.509	164.093
CELESC	Valor de mercado	10,75%	141.779	150.431	Não divulgado	4.191.414
CESP	Valor de mercado	2,05%	153.571	203.581	3.354.005	2.957.525
COELCE	Valor de mercado	7,06%	226.711	182.639	Não divulgado	2.627.212
AES Tiete	Valor de mercado	7,94%	713.399	812.853	2.112.435	1.885.956
CGEEP - DUKE	Valor de mercado	0,47%	30.162	22.607	1.103.168	958.003
ENERGISA S.A	Valor de mercado	2,90%	77.740	77.215	2.919.079	2.426.613
CELGPAR	Valor de mercado	0,07%	391	322	Não divulgado	2.211.465
CELPE	Valor de mercado	1,56%	35.212	54.853	3.545.861	2.914.113
COPEL	Valor de mercado	0,56%	37.856	50.546	8.532.217	7.776.165
CEB	Valor de mercado	3,29%	6.000	6.485	Não divulgado	1.377.619
AES Eletropaulo	Valor de mercado	1,25%	35.206	76.491	9.959.198	9.835.578
CPFL Energia	Valor de mercado	0,31%	36.456	44.327	15.055.147	12.764.028
Energias do Brasil	Valor de mercado	0,18%	18.556	20.552	6.567.283	5.401.662

(*) Baseado na cotação das ações em 31 de dezembro.

Empresas de capital fechado	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado		Receita Operacional Líquida	
			2012	2011	2012	2011
Guascor	Valor de mercado	4,41%	Não divulgado	3.300	Não divulgado	Não divulgado
TANGARÁ	Valor de mercado	25,47%	19.932	21.738	Não divulgado	Não divulgado
CDSA	Valor de mercado	0,13%	367	11.802	Não divulgado	Não divulgado
CEA	Valor de mercado	0,03%	26	20	Não divulgado	Não divulgado
CERR	Valor de mercado	0,01%	18	102	Não divulgado	100.689
Ceb Lajeado	Equivalência Patrimonial	40,07%	58.364	58.364	110.661	97.114
Lajeado Energia	Equivalência Patrimonial	40,07%	303.276	303.276	518.859	485.622
Paulista Lajeado	Equivalência Patrimonial	40,07%	22.532	22.532	47.829	42.207
Brasventos Eolo	Equivalência Patrimonial	49,00%	Não divulgado	2.232	-	-
Rei Dos Ventos 3	Equivalência Patrimonial	49,00%	Não divulgado	2.196	-	-
Brasventos Miassaba 3	Equivalência Patrimonial	49,00%	Não divulgado	3.335	-	-
Baguari	Equivalência Patrimonial	30,61%	Não divulgado	82.172	13.249	12.308
Águas da Pedra	Equivalência Patrimonial	49,00%	89.796	125.089	165.080	171.012
Chapecoense	Equivalência Patrimonial	40,00%	Não divulgado	57	229.767	453.825
Amapari	Equivalência Patrimonial	49,00%	39.190	27.997	35.200	37.924

I - Empresas de Distribuição:

a) Distribuição Alagoas - detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Alagoas 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 investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 39.531 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 72.831) e prejuízos acumulados de R\$ 374.151 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 290.323) e depende do suporte financeiro da Companhia.

b) Distribuição Rondônia - detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Rondônia 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 investida apresenta capital circulante líquido de R\$ 24.541 e prejuízos acumulados de R\$ 1.190.628 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 993.423) e depende do suporte financeiro da Companhia.

c) Distribuição Piauí – detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado do Piauí, mediante Contrato de Concessão 04/2001 de 12 de fevereiro de 2001, com a ANEEL, com vencimento em 07 de julho de 2015. A principal atividade é a distribuição de energia elétrica. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 54.248 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 8.322) e prejuízos acumulados de R\$ 999.171 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 962.683) e depende do suporte financeiro da Companhia.

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 investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 1.949.330 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 1.000.238) e prejuízos acumulados de R\$ 5.445.438 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 4.617.006) e depende do suporte financeiro da Companhia.

e) Distribuição Roraima - controlada diretamente pela Companhia a partir do ano de 2012 (anteriormente era uma controlada indireta, cujo acionista era a Eletronorte), com atuação na cidade de Boa Vista, suas funções principais são explorar os serviços de energia elétrica. A Distribuição Roraima detém concessão pelo Contrato 21/2001 – ANEEL, de 21 de março de 2001 e Termo Aditivo de quatorze de outubro de 2005, para distribuição de energia elétrica no município de Boa Vista, válida até o ano de 2015. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 41.725 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 294.931) e prejuízos acumulados de R\$ 715.355 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 590.033) e depende do suporte financeiro da Companhia.

f) Distribuição Acre – detém a concessão para distribuição e comercialização para todo o Estado do Acre, mediante contrato de concessão 06/2001, firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em 12 de fevereiro de 2001, com prazo de vigência até 07 de julho de 2015. O suprimento de energia elétrica da capital, Rio Branco, e das seis localidades interligadas ao Sistema Rio Branco, é feita pela ELETRONORTE. O interior do Estado, desde 1999, através de um contrato de Comodato, vem sendo suprido pela GUASCOR do Brasil Ltda., na forma de Produtor Independente de Energia- PIE, por intermédio de Sistemas Isolados de Geração. Destaque-se que, o suprimento de energia elétrica a todo o Estado, é feito através de Termoelétricas a Diesel (100%). A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 39.422 (31 de dezembro de 2011 – positivo em R\$ 9.359) e prejuízos acumulados de R\$ 306.761 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 256.260) e depende do suporte financeiro da Companhia.

II – Empresas de Geração e Transmissão:

a) Eletrobras Termonuclear S.A. - controlada integral da Companhia, tem como atividade principal a construção e operação de usinas nucleares, e a realização de serviços de engenharia correlatos, sendo essas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. 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 usina Angra 3. A energia elétrica gerada pela Companhia é fornecida exclusivamente para a controlada FURNAS, mediante contrato de compra e venda de energia elétrica.

b) Eletrosul Centrais Elétricas S.A. - tem como objetivo principal a transmissão e a geração de energia elétrica diretamente ou através da participação em Sociedades de Propósito Específicos. A Companhia realiza estudos, projetos, construção, operação e manutenção das instalações dos sistemas de transmissão e de geração de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas. A Companhia detém o controle acionário das subsidiárias integrais Artemis, RS Energia e Porto Velho Transmissora e o controle da Uirapuru.

c) Itaipu Binacional - entidade binacional criada e regida, em igualdade de direitos e obrigações, pelo Tratado internacional assinado em 26 de abril de 1973, entre a República Federativa do Brasil e a República do Paraguai, sendo seu capital pertencente em partes iguais à Eletrobras e a ANDE.

Seu objetivo é o aproveitamento dos recursos hídricos do rio Paraná, pertencentes em condomínio aos dois países, desde o Salto de Guaira até a foz do rio Iguaçu, mediante a construção e operação de Central Hidrelétrica, com capacidade total disponibilizada de 12,6 milhões de kW.

d) Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - concessionária de serviço público de energia elétrica que 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. - concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada pela Companhia, com atuação predominante nos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins. 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 das subsidiárias integrais Estação Transmissora de Energia S.A. e Rio Branco Transmissora de Energia S.A., além de participação societária em diversas Sociedades de Propósito Específico – SPE, de geração e transmissão de energia elétrica.

f) Furnas Centrais Elétricas S.A. – controlada pela Companhia, atua na geração, transmissão e comercialização predominantemente 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, além de participar de Sociedades de Propósito Específico. Atua, também, como agente de comercialização de energia, gerada pelas Usinas de Angra I e Angra II. O sistema de produção de energia elétrica de FURNAS é composto por 8 usinas hidrelétricas de propriedade exclusiva, 2 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 - 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 detém a concessão para a distribuição de energia elétrica em 217 municípios do Estado do Maranhão, regulada pelo Contrato de Concessão nº 60, de 28 de agosto de 2000, celebrado com a ANEEL, o qual permanece com o seu termo de vigência até agosto de 2030, podendo ser prorrogado por mais um período de 30 anos.

b) Eletrobras Participações S.A. - controlada pela Companhia, e tem por objeto social a participação no capital social 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 Participações - CEEE-Par, empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto explorar sistemas de produção e transmissão de energia elétrica.

d) Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D – sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE-Par, empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto a distribuição de energia elétrica em 72 municípios do Rio Grande do Sul, atendendo aproximadamente 1,5 milhões de unidades consumidoras.

e) Companhia Transmissão de Energia Elétrica Paulista - 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.

f) Centrais Elétricas do Pará S.A. – sociedade de capital aberto, sob o controle acionário da Equatorial Energia S.A., que atua na distribuição e geração de energia elétrica no Estado do Pará, atendendo consumidores em 143 municípios, conforme Contrato de Concessão 182/1998, assinado em 28 de julho de 1998, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 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 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028, renovável por igual período. A investida



apresentava em 30 de junho de 2012 (última informação publicada) capital circulante líquido negativo de R\$ 1.686.894 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 1.191.873).

Conforme comunicado ao mercado em Fato Relevante publicado em 28 de fevereiro de 2012, a investida, nos termos da Instrução CVM 358/2002, informou que ajuizou, perante a Comarca da Capital do Estado do Pará, pedido de recuperação judicial, nos termos dos artigos 47 e seguintes da Lei 11.101/2005, com o objetivo de viabilizar a superação de sua situação de crise econômico-financeira, a fim de permitir a manutenção da fonte produtora, do emprego dos trabalhadores e dos interesses dos credores, promovendo, assim, a preservação da empresa, sua função social e o estímulo à atividade econômica. O pedido de recuperação judicial foi deferido em 29 de fevereiro de 2012.

Todos os créditos existentes contra a investida até a data do ajuizamento do pedido, ainda que não vencidos, ressalvadas as exceções legais, estão sujeitos à recuperação judicial, nos termos do artigo 49 da Lei 11.101/2005, e deverão ser pagos nos termos do plano de recuperação judicial. Em 01 de setembro de 2012 a CELPA divulgou ao mercado que, em assembléia geral de credores, foi aprovado o plano de recuperação judicial da Companhia.

Por meio de anúncio de Fato Relevante publicado em 01 de novembro de 2012 a CELPA informou aos acionistas e ao público em geral que nos termos do Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças celebrado entre Equatorial Energia S.A. e seus controladores, Rede Energia S.A. e QMRA Participações S.A., com a interveniência da Companhia e Jorge Queiroz de Moraes Junior, que após a aprovação pela ANEEL e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, foi concluída a venda, pelo valor total de R\$ 1,00 (um real), de 39.179.397 (trinta e nove milhões, cento e setenta e nove mil, trezentas e noventa e sete) ações de emissão da Companhia detidas por seus controladores, correspondentes a 65,18% (sessenta e cinco inteiros e dezoito centésimos por cento) do capital votante e 61,37% (sessenta e um inteiros e trinta e sete centésimos por cento) do capital social total da Companhia.

g) Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. - a concessionária de um complexo hidroenergético localizado no Alto Tietê, centrado na Usina Hidroelétrica Henry Borden. A EMAE dispõe, ainda, da 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.

h) Lajeado Energia S.A. - companhia de capital fechado, controlada da EDP Energias do Brasil S.A., tem como principal objeto social a geração e comercialização de energia elétrica. A Companhia detém 73% do capital total da Investco S.A., que tem como objeto principal a exploração da UHE Luís Eduardo Magalhães e Sistema de Transmissão Associado, no Estado do Tocantins, nos termos do Contrato de Concessão de Uso de Bem Público 05/97 – ANEEL, com vigência até 2033.

i) Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - sociedade por ações de capital aberto, sob o controle acionário da Rede Energia S.A., sob intervenção federal, 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 que abrange o Estado de Mato Grosso, atendendo consumidores em 141 municípios. Conforme Contrato de Concessão de 03/1997, assinado em 11 de dezembro de 1997,

o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 11 de dezembro de 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 suas respectivas subestações associadas, com vencimento em 10 de dezembro de 2027 (vide nota 2). A investida apresentava em 31 de dezembro de 2012 capital circulante líquido negativo de R\$ 438.922 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 82.136).

j) Norte Energia S.A. – sociedade de propósito específico, de capital fechado, com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (UHE Belo Monte), no rio Xingu, localizada no Estado do Pará e das instalações de transmissão de interesse restrito à central geradora. A Companhia detém 49% do capital social da Norte Energia. Essa investida vem despendendo quantias significativas em custos de organização, desenvolvimento e pré-operação, os quais, de acordo com as estimativas e projeções, deverão ser absorvidos pelas receitas de operações futuras. A investida necessitará de recursos financeiros dos seus acionistas e de terceiros em montante significativo, para a conclusão de sua Usina Hidrelétrica.

k) Madeira Energia S.A. – sociedade anônima de capital fechado, constituída em 27 de agosto de 2007, e tem por objetivo a construção e exploração da Usina Hidrelétrica Santo Antônio localizada em trecho do Rio Madeira, município de Porto Velho, Estado de Rondônia, e do seu Sistema de Transmissão Associado. A Companhia detém 39% do capital social da Madeira Energia. A investida está incorrendo em gastos de constituição relacionados com o desenvolvimento de projeto para construção da Usina Hidrelétrica Santo Antônio, os quais, de acordo com as projeções financeiras preparadas pela sua administração, deverão ser absorvidos pelas receitas futuras das operações. Em 31 de dezembro de 2012, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 1.166.329 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 1.279.002).

A investida tem apresentado dificuldades de captação e renovação de seus empréstimos e financiamentos o que vem resultando em dificuldades de liquidar o serviço da dívida, a sua amortização e liquidação de outros compromissos operacionais de curtíssimo prazo.

Conforme comunicado ao mercado em anúncio de Fato Relevante publicado em 31 de agosto de 2012, a ANEEL decretou intervenção na CEMAT, a qual é regida pela Medida Provisória 577, publicada em 30 de agosto de 2012. Adicionalmente a Companhia divulgou ao mercado em 19 de dezembro de 2012 a postergação do pagamento de juros sobre capital próprio declarados na Assembleia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2012. Este pagamento está suspenso até que seja restabelecida a capacidade financeira da Companhia.

IV – Sociedades de Propósito Específico

Ao longo dos últimos anos, as Empresas do Sistema Eletrobras firmaram investimentos em parcerias em projetos com a iniciativa privada, onde a Companhia figura como acionista não controlador, 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 Companhia participam, também de forma minoritária, com ações ordinárias, em diversas empresas de concessão de serviços de energia elétrica, classificados em Ativo – Investimentos. Os investimentos mais relevantes com participação da Companhia e suas controladas em sociedades de propósito específico são os seguintes:

1 – Sistema de Transmissão Nordeste – STN

Parceiros – 1 – Chesf 49%; 2 – Alusa 51%

Objeto – LT 500 Hv, 546 vKm – Teresina/Fortaleza – em operação

2 – Artemis Transmissora de Energia

Parceiro – Eletrosul 100%

Objeto- LT 525 Km – Salto Santiago /Cascavel – em operação

3 – Empresa Transmissora do Alto Uruguai – ETAU

Parceiros – 1 – Eletrosul 24,4%; 2 – Terna Participações 52,6%; 3 – DME Energética 10%; 4 – CEEE-GT 10%

Objeto – LT 230 Kv, 187 Km – Campos Novos /Santa Marte – em operação

4 – Enerpeixe S.A.

Parceiros – 1 – Furnas 40%; 2 – EDP 60%

Objeto – UHE Peixe Angical 452 MW – em operação

5 - Manaus Construtora Ltda.

Parceiros – 1 – Eletronorte 30,0%; 2 – Chesf 19,5; 3 - Abengoa Holding 50,5%

Objeto – LT 500KV Oriximá/Cariri, SE Itacoatiara 500/138KV e SE 500/230KV – em operação

6 - Uirapuru Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletrosul 75%; 2 – Elos 25%

Objeto – LT 525KV, Ivaiorã/Londrina

7 - Energia Sustentável do Brasil

Parceiros – 1 – Chesf 20%; 2 – Eletrosul 20%; 3 – Energy South America Participações LTDA 10,1%; 4 – Camargo Correa Investimentos em Infraestrutura S.A. 9,9%

Objeto – UHE Jirau, com 3.300 MW – entrada em operação prevista para 2013

8 - Norte Brasil Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletrosul – 24,5%; 2 – Eletronorte 24,5%; 3 – Andrade Gutierrez Participações 25,5%; Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. – 25,5%

Objeto – LT Porto Velho/Araraquara, trecho 02, 600KV

9 – Estação Transmissora de Energia

Parceiro – Eletronorte 100%

Objeto - Estação Retificadora - corrente alternada/corrente contínua, e Estação Inversora - corrente contínua/corrente alternada, 600/500 KV - 2950 MW

10 - Porto Velho Transmissora de Energia

Parceiro – Eletrosul 100%



Objeto – LT 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

11 - Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletronorte 49%; 2 – Bimetal 24,50%; 3 – Alubar 13,25%; 4 – Linear 13,25%

Objeto - 2 linhas de transmissão em 230 KV, Coxipó / Cuiabá, com extensão de 25 km e Cuiabá / Rondonópolis, com extensão de 168 km – em operação

12 - Intesa - Integração Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Chesf 12%; 2 – Eletronorte 37%; 3 – FIP 51%

Objeto - LT 500kV, no trecho Colinas/ Serra da Mesa 2, 3º circuito – em operação

13 – Energética Águas da Pedra

Parceiros – 1 – Chesf 24,5%; 2 – Eletronorte 24,5%; 3 – Neoenergia S.A. 51%

Objeto – UHE Rio Aripuanã 261KW – em operação

14 – Amapari Energia

Parceiros – 1 – Eletronorte 49%; 2 – MPX Energia 51%

Objeto – UTE Serra do Navio 23,33MW

15 - Brasnorte Transmissora de Energia

Parceiros - 1 – Eletronorte 49,71%; 2 – Terna Participações 38,70%; 3 – Bimetal Ind. e Com. de Produtos Metalúrgicos LTDA 11,62%

Objeto – LT Juba/Jauru 230 KV, com 129 Km de extensão; LT Maggi/Nova Mutum 230 KV, com 273 Km de extensão; SE Juba, 230/130 KV e SE Maggi, 230/138 KV

16 - Manaus Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletronorte 30%; 2 – Chesf 19,50%; 3- Abengoa Concessões Brasil Holding 50,50%

Objeto - LT Oriximiná/Itacoatiara, circuito duplo, 500KV, com extensão de 374 KM, LT Itacoatiara/Cariri, circuito duplo 500KV, com extensão de 212 Km, Subestação Itacoatiara em 500/230 KV, 1.800MVA.

17 – Transleste

Parceiros – 1 - Furnas 24%; 2 – Alusa 41%; 3 – Cemig 25%; 4 – Orteng 10%

Objeto LT Montes Claros/Irapé, 345 kV – em operação

18 - Transudeste

Parceiros – 1 – Furnas 25%; 2 – Alusa 41%; 3 – Cemig 24%; 4 – Orteng 10%

Objeto - LT Itutinga/ Juiz de Fora, 345 kV – em operação

19 – Transirapé

Parceiros – 1 – Furnas 24,50%; 2 – Alusa 41%; 3 – Cemig 24,50%; 4 – Orteng 10%

Objeto - LT Irapé / Araçuaí, 230 kV – em operação

20 – Chapecoense

Parceiros – 1 – Furnas 49%; 2 - CPFL 51% (Consócio Chapecoense 40% e CEEE-GT 9%)

Objeto – UHE Foz do Chapecó, Rio Uruguai, 855MW – em operação



21 - Serra do Facão Energia

Parceiros - 1 - Furnas 49,47%; 2 - Alcoa Alumínio S.A. 34,97%, 3 - DME Energética S.A 10,09% e 4 - Camargo Corrêa Energia S.A. 5,46%.

Objeto - UHE Serra do Facão, 212,58 MW – em operação

22 - Retiro Baixo

Parceiros – 1 - Furnas 49%; 2 – Orteng 25,5%; 3 – Logos 15,5%; 3 – Arcadis Logos 10%

Objeto - UHE Retiro Baixo, 82 MW – em operação

23 - Baguari Energia

Parceiros – 1 – Furnas 30,61%; 2- Cemig 69,39%

Objeto - UHE Baguari, 140 MW – em operação

24 - Centroeste de Minas

Parceiros – 1 – Furnas 49%; 2 – Cemig 51%

Objeto - LT Furnas/Pimenta (MG), 345 kV – em operação

25 – Santo Antonio Energia

Parceiros – 1 - Furnas 39%; 2 - Odebrecht Investimentos 17,6%; 3 - Andrade Gutierrez Participações 12,4%; 4 – Cemig 10%; 5 - Fundos de Investimentos e Participações da Amazônia 20%; 6 - Construtora Norberto Odebrecht (1%).

Objeto - UHE Santo Antônio

26 - IE Madeira

Parceiros – 1 – Furnas 24,50%; 2 – Chesf 24,50%; 3 – CTEEP 31%

Objeto - LT Coletora Porto Velho/Araraquara, trecho 01, com 2.950 Km

27 - Inambari

Parceiros – 1 – Furnas 19,60%; 2 – Eletrobras 29,40%; 3 – OAS 51%

Objeto – Construção UHE Inambari (Peru), e do sistema de Transmissão de uso exclusivo, interligando o Peru e Brasil, bem como a importação e exportação de bens e serviços – em fase pré-operacional

28 – Transenergia

Parceiros – 1 – Furnas 49%; 2 – Delta 25,5%; 3 – J. Malucelli 25,5%

Objeto - construção, implantação, operação e manutenção de linha de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Elétrico Interligado Nacional Lote C

29 - Norte Energia S.A.

Parceiros – 1 – Eletrobras 15,00%; 2 – Chesf 15%; 3 - Eletronorte 19,98%; 4 - Petros 10%; 5 - Bolzano 10%; 6 – Outros 30,02%

Objeto – UHE Belo Monte, no rio Xingu

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

Parceiros: 1 - Chesf: 49%; 2 - Empresa francesa Votalia: 51%.

Objeto: Compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração eólica. As usinas Junco I e II, de 30 MW, cada, serão construídas no município de Jijoca de Jericoacoara, e as usinas Caiçara I e II, de 30 MW e 21 MW, respectivamente, serão construídas no município de Cruz, no Estado do Ceará e totalizarão 111 MW de potência instalada- fase pré-operacional.

31 - Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A

Parceiros: 1 - Chesf 49%; 2 - CTEEP: Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista: 51%.

Objeto: construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente a LT Ceará Mirim – João Câmara II, CS, em 500 kV, com 64 km; LT Ceará Mirim – Campina Grande III, CS, em 500 kV, com 201 km; LT Ceará Mirim – Extremoz II, CS, em 230 kV, com 26 km; LT Campina Grande III – Campina Grande II, CS, em 230 kV, com 8,5 km; LT Secc. J. Camara II/Extremoz/SE Ceará Mirim, CS, em 230 kV, com 6 km; LT Secc. C. Grande II/Extremoz II, C1 e C2, CS, em 230 kV, com 12,5 km; SE João Câmara II, 500 kV; SE Campina Grande III, 500/230 kV; SE Ceará Mirim, 500/230 kV – fase pré-operacional.

32 - TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A

Parceiros: 1 - Chesf: 49%; 2 - ATP Engenharia Ltda.: 51%.

Objeto: Construção, implementação, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da linha de transmissão São Luiz II, 230 Kv, com 156 Km de extensão – Maranhão, das subestações Pecém III em 500/230 Kv (3.600 MVA), e Aquiraz II, em 230/69 kV (450 MVA)- Ceará- em fase pré-operacional.

33 - Pedra Branca, São Pedro do Lago e Sete Gameleiras

Parceiros: 1 - Chesf: 49%; 2 - Brennd Energia 51%.

Objeto: Contratação, no ambiente regulado, de energia de fontes alternativas de geração, na modalidade por disponibilidade de energia, capacidade para gerar 30,0 MW, cada, em fase pré-operacional.

34 - Interligação Elétrica Garanhuns S.A

Parceiros: 1 - Chesf: 49%; 2 - CTEEP: Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista 51%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica, LT Luis Gonzaga – Garanhuns, em 500 kV, com 224 km; LT Garanhuns – Campina Grande III, em 500 kV, com 190 km; LT Garanhuns – Pau Ferro, em 500 kV, com 239 km; LT Garanhuns – Angelim I, em 230 kV, com 13 Km; SE Garanhuns, 500/230 kV; SE Pau Ferro, 500/230 kV, em fase pré-operacional.

35 - Rio Branco Transmissora de Energia S.A

Parceiros: 1 - Eletronorte: 100%.

Objeto: Construção, operação e manutenção das linhas de transmissão entre Porto Velho – Abunã e Abunã – Rio Branco, circuito 2, com 230 kV e extensão de 487 Km, nos Estados de Rondônia e Acre- em operação.

36 - Cerro I, II e III

Parceiros: 1 - Eletrosul: 100%.

Objeto: Geração eólica, com capacidade instalada de 30MW cada, em operação.

37 - Chui

Parceiros: 1 - Eletrosul: 49%; 2 - Rio Bravo Investimentos: 51%.

Objeto: Geração eólica, em fase pré-operacional.

38 - Livramento

Parceiros: 1 - Eletrosul: 49%; 2 - Rio Bravo Investimentos: 41%; 3 - Fundação Elos: 10%.

Objeto: Geração eólica, em fase pré-operacional.

39 - Santa Vitória do Palmar

Parceiros: 1 - Eletrosul: 49%; 2 - Rio Bravo Investimentos: 51%.

Objeto: Geração eólica, em fase pré-operacional.

40 - TSBE

Parceiros: 1 - Eletrosul: 80%; 2 - Copel: 20%.

Objeto: LT 230 Kv- Nova Santa Rita- Camaquã 3- LT 230 Kv Camaquã 3- Quinta; LT 525 Kv Salto Santiago- Itá; LT 525 Kv Itá- Nova Santa Rita, em fase pré-operacional.

41 - TSLE

Parceiros: 1 - Eletrosul: 51%; 2 - CEEE: 49%.

Objeto: LT 525 Kv Nova Santa Rita – Povo Novo; LT 525 Kv Povo Nova- Marmeleiro; LT 525 Kv Marmeleiro- Santa Vitória do Palmar. Seccionamento da LT 230 Kv Camaquã 3. Em fase pré-operacional.

42 - Marumbi

Parceiros: 1 - Eletrosul: 20%; 2 - Copel: 80%.

Objeto: LT 525 Kv Curitiba – Curitiba Leste (PR). Em fase pré-operacional.

43 - RS Energia

Parceiros: 1 - Eletrosul: 100%.

Objeto: LT 525 Kv Campos Novos(SC) - Nova Santa Rita(RS). LT 230 Kv Monte Claro – Garibaldi (RS). Em operação.

44 - Costa Oeste

Parceiros: 1 - Eletrosul: 49%; 2 - Copel: 51%.

Objeto: LT 230 Kv Cascavel Oeste- Umuarama(PR). Em fase pré-operacional.

45 - Teles Pires Participações

Parceiros: 1 - Eletrosul: 24,70%; 2 - Neoenergia: 50,60%; 3- Furnas: 24,70%.

Objeto: Geração hidráulica, UHE Teles Pires, em fase de pré-operacional.

46 - Linha Verde Transmissora de Energia

Parceiro: 1 - Eletronorte: 49%; 2 - Abengoa Concessões Brasil Holding S.A.: 51%.

Objeto: LT Porto Velho - Samuel - Ariquemes - Ji-Paraná - Pimenta Bueno - Vilhena (RO), Jaurú (MT), com extensão de 987 Km, 230 kV.

47 - Transmissora Matogrossense

Parceiro: 1 - Eletronorte: 49%; 2 - Alupar Investimentos S.A. - 46%; 3 - Mavi Engenharia e Construções Ltda. - 5%

Objeto: LT Jaurú - Cuiabá (MT), com extensão de 348 Km e SE Jaurú, com 500 kV.

48 - Construtora Integração

Parceiro: 1 - Eletronorte: 24,50%; 2 - Eletrosul: 24,50%; 3 - Abengoa Concessões Brasil Holding S.A.: 51%

Objeto: Empresa constituída para construção do empreendimento da Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.

49 - Transorte

Parceiro: 1 - Eletronorte: 49%; 2 - Alupar Investimento S.A.: 51%
Objeto: LT Lechuga (AM) - Equador - Boa Vista (RR), com 500 kV.

50 - Brasventos Eolo Geradora Energia

Parceiro: 1 - Eletronorte: 24,50%; 2 - Furnas: 24,50%; 3 - J. Malucelli: 51%
Objeto: Parque Eólico Rei dos Ventos 1 com 48,6 MW de potência instalada, localizado no município de Galinhos, no Rio Grande do Norte.

51 - Brasventos Miassaba 3 Geradora

Parceiro: 1 - Eletronorte: 24,50%; 2 - Furnas: 24,50%; 3 - J. Malucelli: 51%
Objeto: Parque Eólico Miassaba 3, com 50 MW de potência instalada, localizado no município de Macau, no Rio Grande do Norte.

52 - Rei dos Ventos 3 Geradora

Parceiro: 1 - Eletronorte: 24,50%; 2 - Furnas: 24,50%; 3 - J. Malucelli: 51%
Objeto: Parque Eólico Rei dos Ventos 3, com 48,6 MW de potência instalada, localizado no município de Galinhos, no Rio Grande do Norte.

53 - Luziana – Niquelândia Transmissora

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - State Grid Corporation of China: 51%.
Objeto: Instalações de transmissão compostas pela Subestação Niquelândia, com transformação 230/69 kV - (3+1) x 10 MVA, e pela Subestação Luziânia, com transformação 500/138 kV - (3+1) x 75 MVA.

54 - Energia dos Ventos I a X

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - Alupar 50,99%; 3 - Empresas detentoras do direito dos estudos: 0,01%.
Objeto: Concessão para implantação e exploração de 10 Centrais Geradoras Eólicas e respectivas instalações de transmissão. Centrais de Geração Eólica, totalizando 230 MW instalados, municípios de Fortim e Aracati - Ceará.

55 - Caldas Novas

Parceiros: 1 - Furnas: 49,90%; 2 - Desenvix: 25,5%; 3 - Santa Rita: 12,525%; CEL Engenharia: 12,525%.
Objeto: Instalações de Transmissão da Rede Básica, compostas pela Subestação Corumbá, em 345/138 kV – 150 MVA- Caldas Novas – GO.

56 - Goiás Transmissão

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - Desenvix: 25,5%; 3 - J. Malucelli Energia: 25,5%.
Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção das linhas de transmissão Rio Verde Norte – Trindade; Trindade- Xavantes; Trindade- Região Centro Oeste.

57 - Madeira Energia S.A

Parceiros: 1 - Furnas: 39%; 2 - Odebrecht Energia: 18,6%; 3 - Andrade Gutierrez Participações S.A.: 12,4%; 4- CEMIG: 10%; 5- FIP: 20%.
Objeto: Construção e operação da UHE Santo Antônio- Porto Velho- RO.

58 - MGE Transmissão

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - Desenvix: 25,5%; 3 - J. Malucelli Energia: 25,5%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção das LTs Mesquita – Viana 2- Viana 2- Viana e da SE Viana 2.

15.6 – Ações em garantia

Tendo em vista a Companhia ter diversas ações no âmbito do judiciário, onde figura como ré (vide Nota 30), são oferecidos em garantia, nos recursos dessas ações judiciais, ativos que representam 9,02% (5,25% em 2010) do total da carteira de investimentos, conforme abaixo descrito:

PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	31/12/2012		
	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	739.735	90,59%	670.126
EMAE	252.316	100,00%	252.316
CESP	124.380	95,88%	119.256
AES TIETE	713.398	88,94%	634.496
COELCE	232.140	86,56%	200.940
CGEEP	30.201	62,35%	18.830
CEMAT	420.787	86,66%	364.654
CELPA	94.673	5,31%	5.027
CELPE	24.159	70,41%	17.010
CEEE - GT	738.009	100,00%	738.009
CEEE - D	343.875	99,13%	340.883
CEMAR	411.463	57,62%	237.085
SUBTOTAL	4.125.135		3.598.632
Outros Investimentos	46.141.776		-
TOTAL	50.266.911	7,16%	3.598.632

NOTA 16 – IMOBILIZADO

Os itens do ativo imobilizado referem-se à infraestrutura para geração de energia elétrica.

	CONSOLIDADO			
	31/12/2012			
	Valor bruto	Depreciação acumulada	(-) Obrigações vinculadas à Concessão / <i>Impairment</i>	Valor líquido
Em serviço				
Geração	44.954.872	(17.166.530)	(2.374.456)	25.413.886
Administração	2.012.186	(1.093.267)	-	918.919
	46.967.058	(18.259.797)	(2.374.456)	26.332.805
Em curso				
Geração	19.196.699	-	-	19.196.699
Administração	1.877.598	-	-	1.877.598
	21.074.297	-	-	21.074.297
	68.041.355	(18.259.797)	(2.374.456)	47.407.102



CONSOLIDADO

31/12/2011

	Valor bruto	Depreciação acumulada	(-) Obrigações vinculadas à Concessão / Impairment	Valor líquido
Em serviço				
Geração	59.688.026	(24.385.487)	(349.052)	34.953.487
Administração	2.272.380	(1.353.630)	(32.712)	886.038
	<u>61.960.406</u>	<u>(25.739.117)</u>	<u>(381.764)</u>	<u>35.839.525</u>
Em curso				
Geração	16.906.190	-	-	16.906.190
Administração	469.146	-	-	469.146
	<u>17.375.336</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>17.375.336</u>
	<u>79.335.742</u>	<u>(25.739.117)</u>	<u>(381.764)</u>	<u>53.214.861</u>

Os bens que compõe o ativo imobilizado da Companhia, associados e identificados como ativos da concessão de serviço público, não podem ser vendidos nem dados em garantias a terceiros.

As Obrigações Especiais correspondem a recursos recebidos de consumidores com o objetivo de contribuir na execução de projetos de expansão necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica e são alocadas aos empreendimentos correspondentes. Os ativos adquiridos com os correspondentes recursos são registrados no imobilizado da Companhia, conforme disposições estabelecidas pela ANEEL. Em virtude de sua natureza essas contribuições não representam obrigações financeiras efetivas, uma vez que não serão devolvidas aos consumidores.

Movimentação do Imobilizado

	CONSOLIDADO						
	Saldo em 31/12/2011	Adições	Transferência curso/serviço	Baixas	Depreciação	Efeitos da Lei nº 12.783/13	Saldo em 31/12/2012
Geração / Comercialização							
Em serviço	58.958.508	557.498	4.934.490	(156.493)	-	(20.457.903)	43.836.100
Depreciação acumulada	(24.185.487)	(94.027)	(323.001)	78.576	(1.586.847)	8.944.256	(17.166.530)
Em curso	16.906.190	7.375.893	(4.439.013)	(206.722)	-	(439.649)	19.196.699
Arrendamento Mercantil	1.165.388	-	-	-	(46.616)	-	1.118.772
Provisão p/ ajustes valor recuperação ativos - impairment	(836.208)	-	-	(846.511)	-	(400.135)	(2.082.854)
	<u>52.008.391</u>	<u>7.839.364</u>	<u>172.476</u>	<u>(1.131.149)</u>	<u>(1.633.463)</u>	<u>(12.353.431)</u>	<u>44.902.188</u>
Administração							
Em serviço	2.272.380	8.094	(209.789)	(58.499)	-	-	2.012.186
Depreciação acumulada	(1.353.630)	(9.366)	260.911	36.364	(27.546)	-	(1.093.267)
Em curso	469.145	2.548.125	(334.125)	(87.054)	-	(718.493)	1.877.598
	<u>1.387.895</u>	<u>2.546.853</u>	<u>(283.003)</u>	<u>(109.189)</u>	<u>(27.546)</u>	<u>(718.493)</u>	<u>2.796.516</u>
(-) Obrigações Especiais Vinculadas à concessão							
Reintegração Acumulada	14.053	-	-	-	2.824	-	16.877
Contribuições do Consumidor	(147.894)	-	-	-	-	-	(147.894)
Participação da União Federal	(47.584)	-	-	-	24	-	(47.560)
Doações e Subvenções p/ investimentos	-	19	-	-	-	-	19
Outros	-	-	-	-	-	(113.044)	(113.044)
	<u>(181.425)</u>	<u>19</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.848</u>	<u>(113.044)</u>	<u>(291.602)</u>
TOTAL	<u>53.214.861</u>	<u>10.386.236</u>	<u>(110.527)</u>	<u>(1.240.339)</u>	<u>(1.658.161)</u>	<u>(13.184.968)</u>	<u>47.407.102</u>



Efeitos da Lei 12.783/2013 na mutação do imobilizado de 2012

Geração

Reclassificação para indenizações a receber (projeto básico)	(5.954.768)
Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis	(2.825.060)
Ganho (perda) com indenizações das concessões prorrogadas	(1.802.402)
Reclassificação para ativo financeiro (modernizações e melhorias)	(1.483.540)
Parcela não recuperável de ativos - impairment	<u>(1.119.198)</u>
Efeito total no imobilizado	<u>(13.184.968)</u>

Taxa média de depreciação e Depreciação acumulada:

Geração	CONSOLIDADO			
	31/12/2012		31/12/2011	
	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada
Hidráulica	2,39%	11.728.578	2,44%	19.856.370
Nuclear	3,32%	3.080.265	3,30%	2.501.816
Térmica	2,61%	2.245.169	5,77%	2.027.301
Eólica	2,29%	21.749		-
Comercialização	7,85%	54.170		-
		<u>17.129.931</u>		<u>24.385.487</u>
Administração	6,92%	1.129.866	7,46%	1.353.630
		<u>1.129.866</u>		<u>1.353.630</u>
Total		<u>18.259.797</u>		<u>25.739.117</u>

NOTA 17 – ATIVO FINANCEIRO

	CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
Concessões de Transmissão		
Ativo Financeiro Receita Anual Permitida	8.526.270	9.276.285
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	11.098.119	17.273.525
	<u>19.624.389</u>	<u>26.549.810</u>
Concessões de Distribuição		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	4.595.947	3.025.366
	<u>4.595.947</u>	<u>3.025.366</u>
Concessões de Geração		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	1.483.540	-
	<u>1.483.540</u>	<u>-</u>
Ativo Financeiro Itaipu (item I)	<u>19.657.434</u>	<u>18.592.152</u>
	19.657.434	18.592.152
Total do ativo financeiro	<u>45.361.310</u>	<u>48.167.328</u>
Ativo Financeiro – Circulante		
Ativo Financeiro – Circulante	579.295	2.017.949
Passivo Financeiro – Circulante	(52.862)	-
Ativo Financeiro – Não Circulante	44.834.877	46.149.379
Total do ativo financeiro	<u>45.361.310</u>	<u>48.167.328</u>

Impactos da Lei 12.783/2013 no ativo financeiro

Geração	
Reclassificação do imobilizado para o ativo financeiro (modernizações e melhorias)	<u>1.483.540</u>
Efeito no ativo financeiro	<u>1.483.540</u>
Transmissão	
Reclassificação para indenizações a receber	(8.133.025)
Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis	(331.602)
Ganho (perda) com indenizações das concessões prorrogadas	(1.242.395)
Parcela não recuperável de ativos - impairment	<u>(41.511)</u>
Efeito no ativo financeiro	<u>(9.748.533)</u>
Distribuição	
Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis	<u>359.182</u>
Efeito no ativo financeiro	<u>359.182</u>
Efeito total no ativo financeiro	<u>(7.905.811)</u>

I – Ativo Financeiro de Itaipu

	CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
Contas a Receber	1.459.221	2.278.404
Direito de Ressarcimento	849.724	611.508
Fornecedores de Energia - Itaipu	(734.252)	(586.994)
Obrigações de ressarcimento	(1.627.555)	(1.404.965)
Total ativo (passivo) circulante	(52.862)	897.953
Contas a Receber	894.847	139.563
Direito de Ressarcimento	4.919.758	3.936.511
Obrigações de ressarcimento	(2.999.085)	(2.352.065)
	2.815.520	1.724.009
Imobilizado Itaipu		
Geração		
Em serviço	15.753.106	14.931.693
Em curso	56.756	50.557
	15.809.862	14.982.250
Administração		
Em serviço	862.196	797.093
Em curso	222.718	190.847
	1.084.914	987.940
Total ativo não circulante	19.710.296	17.694.198
Total do ativo financeiro de Itaipu consolidado	19.657.434	18.592.152

Os efeitos da constituição do ativo financeiro Itaipu estão inseridos acima e são detalhados a seguir:

a - Valores Decorrentes da Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu Binacional

a.1 – Fator de ajuste

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 o Decreto 6.265, de 22 de novembro de 2007, regulamentando 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, praticado pela Companhia, preservando o fluxo de recursos, originalmente estabelecido.

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 2011, 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, inserido na rubrica Ativo Financeiro, apresentada no Ativo Não Circulante, monta a R\$ 4.919.758 em 31 de dezembro de 2012, equivalentes a US\$ 2,407,516 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 3.936.511, equivalentes a US\$ 2,098,577), dos quais R\$ 2.999.085, equivalente a US\$ 1,467,621, serão repassados ao Tesouro Nacional até 2023, como decorrência da operação de cessão de crédito realizada entre a Companhia e o Tesouro Nacional, em 1999.

Tais valores serão realizados mediante a sua inclusão na tarifa de repasse a ser praticada até 2023.

a.2 - Comercialização de energia elétrica

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, foi comercializado no exercício de 2012 o equivalente a 83.847 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\$ 24.88/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:

1) 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.

2) 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 2012, a atividade foi superavitária em R\$ 280.029 (R\$ 638.977 em 31 de dezembro de 2011), sendo a obrigação decorrente incluída como parte da rubrica de ativo financeiro.

II - Ativo Financeiro – Concessão de serviço público de energia elétrica

A rubrica ativo financeiro - concessão, no montante de R\$ 25.703.876 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 29.575.176) refere-se ao ativo financeiro a realizar, detido pelas empresas do Sistema Eletrobras, sendo nas concessões de distribuição, apurado pela aplicação do modelo misto, e nas concessões de geração e transmissão pela aplicação do modelo financeiro, ambos previstos no ICPC 01 (IFRIC 12).

NOTA 18 – ATIVO INTANGÍVEL

	CONTROLADORA					SALDO EM 31/12/2012
	SALDO EM 31/12/2011	ADIÇÕES	BAIXAS	AMORTIZAÇÕES	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	48.150	-	(46.299)	(1.851)	-	-
Administração						
Em serviço	61.114	-	(61.114)	-	-	-
Amortização acumulada	(12.964)	-	14.815	(1.851)	-	-
Total	48.150	-	(46.299)	(1.851)	-	-
	CONSOLIDADO					SALDO EM 31/12/2012
	SALDO EM 31/12/2011	ADIÇÕES	BAIXAS	AMORTIZAÇÕES	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	
Vinculados à Concessão - Geração	1.172.736	63.766	(845)	(45.896)	(13.665)	1.176.096
Em serviço	944.973	15.242	(844)	(45.896)	94.448	1.007.923
Ativo Intangível	1.020.331	15.226	-	-	94.448	1.130.005
Amortização acumulada	(75.358)	(34)	(844)	(45.896)	-	(122.132)
Obrigações especiais	-	50	-	-	-	50
Impairment	-	-	-	-	-	-
Em curso	227.763	48.524	(1)	-	(108.113)	168.173
Ativo Intangível	227.763	48.524	(1)	-	(108.113)	168.173
Obrigações especiais	-	-	-	-	-	-
Impairment	-	-	-	-	-	-
Vinculados à Concessão - Distribuição	794.148	52.714	17.851	(101.149)	518	764.082
Em serviço	689.369	(41.523)	18.742	(101.149)	78.742	644.181
Ativo Intangível	2.076.075	93.539	(105.114)	-	152.312	2.216.812
Amortização acumulada	(931.659)	(112.232)	81.767	(152.749)	-	(1.114.873)
Obrigações especiais	(455.047)	(307)	19.868	51.600	(73.570)	(457.456)
Impairment	-	(22.523)	22.221	-	-	(302)
Em curso	104.779	94.237	(891)	-	(78.224)	119.901
Ativo Intangível	209.476	115.297	(5.611)	-	(149.518)	169.644
Obrigações especiais	(104.697)	(3.870)	4.720	-	69.225	(34.622)
Impairment	-	-	-	-	2.069	2.069
Contrato de concessão oneroso	-	(17.190)	-	-	-	(17.190)
Vinculados à Concessão - Transmissão	-	745	-	(34)	-	711
Em serviço	-	689	-	(34)	-	655
Ativo Intangível	-	689	-	-	-	689
Amortização acumulada	-	-	-	(34)	-	(34)
Obrigações especiais	-	-	-	-	-	-
Impairment	-	-	-	-	-	-
Em curso	-	56	-	-	-	56
Ativo Intangível	-	56	-	-	-	56
Obrigações especiais	-	-	-	-	-	-
Impairment	-	-	-	-	-	-
Não Vinculados à Concessão (Outros Intang)	404.483	27.543	(52.446)	(19.927)	198	359.852
Administração						
Em serviço	499.380	15.804	(67.655)	(9.037)	26.894	465.386
Amortização acumulada	(193.930)	(13.039)	17.318	(10.890)	(16)	(200.557)
Em curso	99.033	24.754	(2.109)	-	(12.845)	108.833
Outros	-	24	-	-	(13.835)	(13.810)
Total	2.371.367	144.768	(35.440)	(167.006)	(12.949)	2.300.740

O Ativo Intangível é amortizado durante o seu prazo de concessão.



NOTA 19 – VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

A companhia estimou o valor recuperável de seus ativos de longo prazo com base em valor em uso tendo em vista não haver mercado ativo para a infraestrutura vinculada à concessão. 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:

- a) Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;
- b) Taxa de desconto (após os impostos) específica para cada segmento (4,98% para geração, 4,73% para transmissão e 4,61% distribuição) obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- c) A taxa de crescimento não inclui inflação.
- d) A Companhia passou a tratar como unidades geradoras de caixa independentes todos os seus empreendimentos, deixando de serem consideradas de forma integrada, em função das alterações introduzidas pela Lei 12.783/2013.

A análise determinou a necessidade de constituição de provisão para perdas nos seguintes empreendimentos no ano de 2012:

- a) Eletrosul – a Companhia reconheceu em 2012 *impairment* no montante de R\$ 149.672 (R\$ 107.664 em 2011). Os valores provisionados referem-se a: R\$ 44.377 da UGC João Borges; R\$ 44.329 da UGC Rio Chapéu; descontinuidade dos projetos das PCHs Pinheiro (R\$ 3.829) e PCH Itararé (R\$ 4.256); *impairment* do ativo financeiro nas UGC linha de transmissão Presidente Médice - Santa Cruz (R\$ 27.117) e subestação Missões (R\$ 4.998); e outros ativos no montante de R\$ 20.766.
- b) Amazonas Energia (segmento 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 reconhecer *impairment* sobre os ativos de distribuição no valor de R\$ 573.209 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 573.731), sendo R\$ 522 registrado como reversão neste exercício (2011 – provisão de R\$ 69.546). Além disso, em 2012 foi reconhecida perda de R\$ 92.528 sobre créditos tributários.
- c) Furnas – A Companhia reconheceu *impairment* sobre as UHE Batalha e UHE Simplicio, no montante de R\$ 1.028.266 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 693.335), sobre a recuperação de ativos, sendo de R\$ 334.931 neste exercício (2011 – R\$ 349.444), tendo em vista um aumento na estrutura de custos impostas pelo atraso nas obras de construção das usinas hidrelétricas.

d) Eletronorte – Foi reconhecida em 2012 provisão de R\$ 482.334 composta por: R\$ 344.104 sobre ativo imobilizado de geração da UHE Samuel; R\$ 64.103, equivalente ao total dos ativos das UTEs Floresta, Rio Acre, Rio Branco e Rio Madeira; R\$ 27.389 referente a ativo imobilizado da UTE Balbina; R\$ 28.168 referente a ativos imobilizados de RBSE; R\$ 6.503 sobre outros ativos imobilizados de geração e R\$ 12.067 sobre outros ativos imobilizados de transmissão.

	<u>Consolidado</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2010	<u>989.525</u>
(+) Constituições	460.661
(-) Reversões	<u>(27.474)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2011	<u>1.422.712</u>
(+) Constituições	1.059.462
(-) Reversões	<u>(522)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2012	<u>2.481.652</u>

As perdas por impairment por segmento são como seguem:

	<u>31/12/2012</u>			
	<u>Geração</u>	<u>Transmissão</u>	<u>Distribuição</u>	<u>Total</u>
Imobilizado	1.727.701	40.235	-	1.767.936
Intangível	1.740	32.115	587.333	621.188
Créditos Tributários	-	-	92.528	92.528
Total	<u>1.729.441</u>	<u>72.350</u>	<u>679.861</u>	<u>2.481.652</u>

NOTA 20 – FORNECEDORES

	<u>CONTROLADORA</u>		<u>CONSOLIDADO</u>	
	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>
CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	43.450	68.544	5.479.412	4.740.332
Energia Comprada para Revenda	424.354	316.132	1.841.910	1.544.536
CCEE - Energia de curto prazo	-	-	169.480	53.234
	<u>467.804</u>	<u>384.676</u>	<u>7.490.802</u>	<u>6.338.102</u>

NOTA 21 - ADIANTAMENTOS DE CLIENTES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	45.583	44.098
Adiantamentos de clientes - PROINFA	424.309	368.943	424.309	368.943
	<u>424.309</u>	<u>368.943</u>	<u>469.892</u>	<u>413.041</u>
NÃO CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	830.234	879.452
	-	-	830.234	879.452
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>830.234</u>	<u>879.452</u>
TOTAL	<u>424.309</u>	<u>368.943</u>	<u>1.300.126</u>	<u>1.292.493</u>

I – ALBRÁS

A controlada Eletronorte celebrou venda de energia elétrica com a 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 a tarifa de equilíbrio da UHE Tucuruí, acrescida 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 44).

Com base nestas condições, a ALBRÁS, 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, como detalhado a seguir:

Cliente	Datas do contrato		Volume em Megawatts Médios (MW)
	Inicial	Final	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 até 31/12/2006 e 800 a partir de 01/01/2007
Alcoa	01/07/2004	01/01/2024	de 304 a 328
BHP	01/07/2004	02/01/2024	de 353,08 a 492

II - PROINFA

O PROINFA, instituído pela Lei 10.438/2002, e suas alterações, tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira com a utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis.

A Companhia assegura a compra da energia elétrica produzida, pelo período de 20 anos, contados a partir de 2006, e repassa esta energia 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 de energia em quotas, equipamento ao custo 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.

As operações relativas à compra e venda de energia no âmbito do PROINFA não afetam o resultado da Companhia.

NOTA 22 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

I - Contratos obtidos pela Companhia – Instituições Financeiras e Bônus

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. Em 2011 foi celebrado contrato com o BIRD no valor de US\$ 495,000 destinados a investimentos nas empresas de distribuição do Sistema Eletrobras, principalmente com o objetivo de redução do nível de perdas. Desse valor só foram sacados US\$ 1,237, em maio de 2011, para pagamento de taxa do próprio empréstimo, além de US\$ 400 até dezembro de 2012 ficando o saldo restante a ser sacado.

Nos contratos tipo empréstimos na modalidade *A/B Loan*, entre a CAF e bancos comerciais, sem garantia da União, a Companhia possui cláusulas usualmente praticadas no mercado, dentre as quais, existência de garantias corporativas, alteração de controle societário, conformidades às licenças e autorizações e limitação à venda significativa de ativos. Ainda, seguindo as cláusulas usuais de mercado, há dois contratos de financiamento coordenados pelo BNP e CDB, assinados em 2007, no valor de US\$ 149,000 e de US\$ 281,000, sem garantia da União, mas que se tornaram efetivos somente em 2008. Os recursos desses dois contratos foram destinados ao financiamento da Usina Termelétrica de Candiota II, Fase C, da CGTEE.

Em 1º de novembro de 2012, houve a assinatura da segunda tranche do contrato de financiamento celebrado junto ao KfW, no valor de EUR 45,900, com garantia da União, contando com 5 anos de carência e prazo total de 30 anos e taxa de juros média de 2,93% ao ano. Os recursos serão destinados ao projeto do Complexo de São Bernardo, pertencente à Eletrosul, que visa à implantação de 4 PCHs no estado de Santa Catarina. O contrato de empréstimo relativo a Tranche 1 foi assinado em 12 de dezembro de 2008, no valor de EUR 13,294.

Foi também assinado, em 21 de dezembro de 2012, o contrato de financiamento junto à Caixa Econômica Federal, no valor de R\$ 3.800.000, cujos recursos serão destinados à aquisição de máquinas e serviços importados da Usina nuclear de Angra III. Este contrato conta com garantia da União, taxa de juros de 6,5% ao ano e prazo de 25 anos de repagamento (com 5 anos de carência).

Além dos bônus emitidos em 2005, de US\$ 300,000, com o antigo Dresdner Bank AG, bem como outra emissão realizada pelo Credit Suisse em 2009, de US\$ 1,000,000, a Companhia emitiu notas no valor de US\$ 1,750,000, em operação conjunta dos bancos Santander e Credit Suisse, em outubro de 2011. Os recursos obtidos no mercado internacional, por meio das emissões citadas, foram destinados ao fundo financiador do Programa de Investimentos das empresas do Sistema Eletrobras.



Em outubro de 2012, Furnas celebrou um contrato de financiamento junto ao Banco do Brasil, no valor R\$ 750.000, com prazo total de pagamento de 6 (seis) anos, amortizados via *bullet* no último dia do contrato, contando com juros remuneratórios de 107,3% sobre a taxa média do Certificado de Depósito Interbancário – CDI. Os recursos contratados serão destinados ao programa de investimento da controlada e contam com o aval corporativo da Companhia.

Foram celebrados 2 (dois) contratos de financiamento entre a RS Energia – empresa que tem 100% do seu capital social pertencente a Eletrosul – e o BNDES, com o objetivo de financiar a construção e operacionalização de Linhas e Subestações de Transmissão localizadas no estado do Rio Grande do Sul, objeto de concessão através do leilão da Aneel n° 008/2010.

O primeiro contrato de financiamento foi assinado em 04 de abril de 2012, no valor de R\$ 41.898, a uma taxa de juros média de 1,96% ao ano acrescidos da TJLP, sendo a amortização realizada via SAC, por um período de 168 meses. O segundo contrato de financiamento foi assinado em 30/04/2012, no valor complementar de R\$ 9.413, contando com as mesmas condições de juros e prazo do financiamento anterior. Vale ressaltar que os dois contratos contam com a interveniência e fiança corporativa da Companhia.

B) Reserva Global de Reversão (RGR)

A Companhia é autorizada a sacar recursos da RGR enquanto não são utilizados para os fins a que se destinam, aplicando-os na concessão de financiamentos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, melhoria do serviço e na realização dos programas do Governo Federal.

Desta forma, a Companhia toma recursos junto à RGR, reconhecendo uma dívida para com este Fundo, e aplica em projetos específicos de investimento, por ela financiados, que tenham por objetivo:

- a) expansão dos serviços de distribuição de energia elétrica;
- b) incentivo às fontes alternativas de energia elétrica;
- c) estudos de inventário e viabilidade de aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- d) implantação de centrais geradoras de potência até 5.000 kW, destinadas exclusivamente ao serviço público em comunidades populacionais atendidas por sistema elétrico isolado;
- e) iluminação pública eficiente;
- f) conservação de energia elétrica através da melhoria da qualidade de produtos e serviços;
- g) 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% ao ano. Em 31 de dezembro de 2012, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, totaliza R\$ 8.870.838 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 8.931.891), incluídos na rubrica Financiamentos e empréstimos, do passivo.

Os recursos que compõem o Fundo RGR não fazem parte destas demonstrações, constituindo-se em entidade distinta da Companhia.

	31/12/2012							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE
Moeda Estrangeira								
Instituições financeiras								
Banco Interamericano de Desenvolvimento	4,40%	2.124	38.021	171.097	4,40%	2.194	38.021	301.977
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,51%	12.978	330.237	1.862.530	2,51%	12.978	330.237	1.862.530
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	3,86%	2	-	35.832	3,86%	2	-	35.832
Eximbank	2,15%	1.346	52.067	234.296	2,15%	1.346	52.067	234.296
BNP Paribas	1,53%	330	70.769	595.628	1,53%	330	70.769	595.628
Outras		146	2.064	9.655		672	30.502	33.970
		16.926	493.158	2.909.038		17.522	521.596	3.064.233
Bônus								
Vencimento 30/11/2015	7,75%	4.675	-	613.050	7,75%	4.675	-	613.050
Vencimento 30/07/2019	6,87%	68.687	-	2.043.500	6,87%	68.687	251	2.043.538
Vencimento 27/10/2021	5,75%	42.431	-	3.576.125	5,75%	42.431	-	3.576.125
		115.793	-	6.232.675		115.793	251	6.232.713
Outros								
Tesouro Nacional - ITAIPU	-	-	-	-	5,57%	475.031	8.849.631	
CAJUBI - Fundação Prev ITAIPU PY	-	-	-	-	-	2.400	44.787	
LLOYDS	-	-	-	-	-	38	991	
		-	-	-		5.579	477.469	8.895.409
		132.719	493.158	9.141.713		138.894	999.316	18.192.355
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão	-	-	8.870.838	-	-	-	8.870.838	
Outras Instituições Financeiras	-	-	-	-	49.830	1.868.668	3.871.825	
Banco do Brasil	-	-	-	-	9.253	21.220	1.253.141	
Caixa Econômica Federal	-	-	-	-	24.307	321.605	1.089.597	
BNDES	-	-	-	-	84.282	929.800	11.926.269	
		-	-	8.870.838		167.672	3.141.293	27.011.670
		132.719	493.158	18.012.551		306.566	4.140.609	45.204.025

	31/12/2011							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE
Moeda Estrangeira								
Instituições financeiras								
Banco Interamericano de Desenvolvimento	4,40%	2.400	34.901	191.957	4,40%	2.400	34.901	191.957
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,40%	11.763	165.997	2.012.817	2,40%	11.763	165.997	2.012.817
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	3,87%	39	23.116	32.631	3,87%	39	23.116	32.631
Dresdner Bank	6,25%	41	23.385	-	6,25%	41	23.386	-
Eximbank	2,15%	1.635	53.362	293.487	2,15%	1.635	53.362	293.487
BNP Paribas	1,82%	269	64.962	611.709	1,82%	269	64.962	611.709
Outras		166	1.897	10.476		1.244	12.088	17.367
		16.313	367.620	3.153.077		17.391	377.812	3.159.968
Bônus								
Vencimento 30/11/2015	7,75%	4.292	-	562.740	7,75%	4.292	-	562.740
Vencimento 27/10/2021	5,75%	36.845	-	3.282.650	5,75%	36.845	-	3.282.650
Vencimento 30/07/2019	6,87%	63.050	-	1.875.800	6,87%	63.050	-	1.875.800
		104.187	-	5.721.190		104.187	-	5.721.190
Outros								
Tesouro Nacional - ITAIPU	-	-	-	-	3,92%	416.325	8.561.657	
CAJUBI - Fundação Prev ITAIPU PY	-	-	-	-	-	389	26.860	
		-	-	-		4.311	416.891	8.588.517
		120.500	367.620	8.874.267		125.889	794.703	17.469.675
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão	-	-	8.931.891	-	-	-	8.946.901	
Outras Instituições Financeiras	-	-	-	-	52.040	1.075.795	3.084.264	
Banco do Brasil	-	-	-	-	17.369	460.428	386.771	
Caixa Econômica Federal	-	-	-	-	9.882	191.972	183.797	
BNDES	-	-	-	-	49.127	1.228.122	8.336.944	
		-	-	8.931.891		128.418	2.956.317	20.938.677
		120.500	367.620	17.806.158		254.307	3.751.020	38.408.352



a) As dívidas são garantidas pela União e/ou pela Eletrobras.

b) O total devido em moeda estrangeira, inclusive encargos correspondentes na controladora a R\$ 9.767.590, equivalentes a US\$ 4,779,834 e no consolidado a R\$ 19.300.565, equivalentes a US\$ 9,459,538. A distribuição percentual por tipo de moeda é a seguinte:

	US\$	EURO	YEN
Controladora	96,69%	0,37%	2,95%
Consolidado	98,33%	0,19%	1,49%

c) Os empréstimos e financiamentos estão sujeitos a encargos, cuja taxa média anual em 2012 é de 5,04% e em 2011 foi de R\$ 4,97%.

d) A parcela longo prazo dos empréstimos e financiamentos expressa em milhares de dólares norte-americanos, tem seu vencimento assim programado:

	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total
Controladora	149,102	332,576	144,007	143,830	80,819	7,964,224	8,814,599
Consolidado	374,184	834,628	361,399	360,955	202,823	19,986,895	22,120,883

II – Operação de arrendamento financeiro:

Na controlada Amazonas Energia os arrendamentos são classificados como financeiros quando os termos dos respectivos contratos transferem substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do bem para o arrendatário. Todos os outros arrendamentos são classificados como operacional.

Os ativos adquiridos através do arrendamento financeiro são depreciados com base a vida útil econômica dos ativos.

O valor nominal utilizado no cálculo dos ativos e passivos originados pelos referidos contratos foi encontrado tomando como referência o valor fixado para a contratação de potencia mensal contratada, multiplicada pela capacidade instalada (60 a 65 MW) e pela quantidade de meses de vigência do contrato.

A conciliação entre o total dos pagamentos mínimos futuros do arrendamento financeiro da Companhia e o seu valor presente, esta demonstradas no quadro abaixo:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
Menos de um ano	298.231	283.831
Mais de um ano e menos de cinco anos	1.491.157	1.419.154
Mais de cinco anos	1.913.652	2.105.079
Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros	299.932	202.636
Obrigações brutas de arrendamento financeiro - pagamentos mínimos de arrendamento	4.002.972	4.010.700
Ajuste a valor presente	(1.979.939)	(2.092.159)
Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros	2.023.033	1.918.541
Menos de um ano	162.929	142.997
Mais de um ano e menos de cinco anos	814.644	714.984
Mais de cinco anos	1.045.460	1.060.560
Valor presente dos pagamentos	2.023.033	1.918.541



III – GARANTIAS

A Companhia participa na qualidade de interveniente garantidora de diversos empreendimentos cujos montantes garantidos, projeções e valores já pagos estão demonstrados nos quadros abaixo.

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento (*)	Saldo Devedor em 31/12/2012	Saldo Garantidor Eletrobras	Projeção de Saldo Devedor	A liberar após 2015	Término da Garantia		
								2013	2014	2015		
Eletrobras	Norte Energia	Notas Promissórias	SPE	15,00%	150.000	154.271	1.543				15/01/2023	
Eletrobras	Norte Energia	Fiel Cumprimento	SPE	15,00%	156.915	156.915	1.569	109.841	109.841	109.841	30/04/2019	
Eletrobras	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	3.375.000	470.966	4.710	513.353	559.555	609.915	15/01/2042	
Eletrobras	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	1.909.000	1.665.135	16.651	1.759.219	1.671.305	1.653.757	15/01/2034	
Eletrobras	Cerro Chato I, II e III	Banco do Brasil	SPE	100,00%	223.419	210.731	2.107	182.965	155.191	127.396	15/01/2020	
Eletrobras	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	126.221	100.523	1.005	90.256	75.985	68.386	15/06/2021	
Eletrobras	Ariens Trans. de Energia	BNDES	SPE	100,00%	170.029	82.337	823	67.766	53.486	39.132	15/10/2018	
Eletrobras	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	24,50%	257.250	223.954	2.240	278.945	240.100	222.950	15/01/2029	
Eletrobras	Porte Velho Trans. Energia	BNDES	SPE	100,00%	283.411	304.571	3.046	311.372	297.557	267.801	15/08/2028	
Eletrobras	UHE Mauá	BNDES	SPE	49,00%	89.384	90.789	908	84.682	78.684	72.655	15/01/2028	
Eletrobras	UHE Mauá	BNDES/Banco do Brasil	SPE	49,00%	89.384	90.865	909	84.709	78.711	72.679	15/01/2028	
Eletrobras	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	183.300	177.880	1.779	164.818	151.350	138.620	15/09/2026	
Eletrobras	SC Energia	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	27.686	277	23.399	19.105	14.783	15/05/2019	
Eletrobras	SC Energia	BNDES/EDRE	Corporativo	100,00%	50.000	27.639	276	23.338	19.034	14.722	15/05/2019	
Eletrobras	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	103.180	55.982	560	47.269	38.552	29.818	15/05/2019	
Eletrobras	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	67.017	46.860	469	41.188	35.514	29.826	15/03/2021	
Eletrobras	UHE São Domingos	BNDES	Corporativo	100,00%	207.000	222.048	2.220	214.552	199.793	184.993	15/06/2028	
Eletrobras	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	41.898	31.094	311	39.653	36.661	32.995	15/03/2027	
Eletrobras	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	9.413	5.099	51	9.354	9.144	8.413	15/08/2027	
Eletrobras	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	14.750	14.701	147	13.621	12.541	11.456	15/07/2026	
Eletrobras	UHE Teles Pires	BNDES LP	SPE	24,50%	199.758	188.154	1.882	-	-	-	15/02/2036	
Eletrobras	UHE Teles Pires	FI-FGTS	SPE	24,50%	160.680	168.339	1.683	-	-	-	31/05/2032	
Eletrobrante	São Luis II e III	BNDES	Corporativo	100,00%	13.653	11.621	116	10.646	9.671	8.695	15/11/2024	
Eletrobrante	Miranda II	BNDES	Corporativo	100,00%	47.531	34.878	349	31.099	27.320	23.541	15/11/2024	
Eletrobrante	Ribeiro Gonç./Bacias	BNB	Corporativo	100,00%	70.000	70.000	700	68.056	64.167	60.278	03/06/2031	
Eletrobrante	Lachuga/J. Teixeira	BASA	Corporativo	100,00%	25.720	1.896	19	1.801	1.681	1.562	10/01/2029	
Eletrobrante	UHE Três Barras	BNDES	Corporativo	100,00%	931.000	381.522	3.815	279.783	178.043	76.337	15/09/2016	
Eletrobrante	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	24,50%	257.250	223.954	2.240	278.945	240.100	222.950	15/01/2029	
Eletrobrante	Linha Verde Transmissora	BTG Pactual	SPE	49,00%	147.000	155.213	1.552	-	-	-	10/01/2013	
Eletrobrante	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	75.000	83.445	834	91.911	101.236	108.604	10/07/2030	
Eletrobrante	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	45.000	46.689	467	49.208	49.840	48.600	15/06/2032	
Eletrobrante	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	30,00%	120.000	130.024	1.300	137.716	127.718	116.569	31/12/2027	
Eletrobrante	Estação Trans. de Energia	BNDES	SPE	100,00%	505.477	523.255	5.233	506.921	472.746	438.572	30/11/2028	
Eletrobrante	Estação Trans. de Energia	BASA	SPE	100,00%	221.789	222.599	2.226	232.868	219.625	206.381	30/07/2031	
Eletrobrante	Estação Trans. de Energia	BASA	SPE	100,00%	221.789	70.890	709	227.133	230.621	233.308	15/11/2030	
Eletrobrante	Rio Branco Transmissora	BNDES	SPE	100,00%	138.000	145.531	1.445	136.907	128.424	117.940	15/03/2027	
Eletrobrante	Trans Matogrossense Energia	BASA	SPE	49,00%	39.200	39.817	398	39.819	36.515	32.924	01/02/2023	
Eletrobrante	Trans Matogrossense Energia	BNDES	SPE	49,00%	42.777	41.134	411	38.077	35.019	31.952	15/05/2026	
Eletrobrante	Norte Energia	BNDES LP	SPE	19,98%	4.495.500	627.327	6.273	683.786	745.327	812.406	885.523	15/01/2042
Eletrobrante	Réis dos Ventos 1 Eolo	Votorantim	SPE	24,50%	30.851	26.329	263	32.952	30.893	28.962	15/11/2029	
Eletrobrante	Brasventos Missaba 3	Votorantim	SPE	24,50%	32.533	27.716	277	34.698	32.529	30.496	15/11/2029	
Eletrobrante	Réis dos Ventos 3	Votorantim	SPE	24,50%	30.984	26.448	264	33.150	31.079	29.136	15/11/2029	
Eletrobrante	Angra III	BNDES	Corporativo	100,00%	6.146.256	1.349.674	13.497	5.250.360	6.444.450	7.378.916	15/06/2036	
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	1.909.000	1.665.135	16.651	1.759.219	1.671.305	1.653.757	15/01/2034	
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	48.750	54.239	542	59.742	65.804	70.593	10/07/2030	
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	29.250	30.348	303	31.965	32.396	31.590	15/06/2032	
Chesf	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	19,50%	78.000	84.522	845	89.555	82.666	75.770	31/12/2026	
Chesf	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	3.375.000	470.966	4.710	513.353	559.555	609.915	664.807	15/01/2042
Chesf	IE Madeira	BNDES LP	SPE	24,50%	377.535	377.535	3.775	377.535	454.031	423.971	15/03/2030	
Chesf	IE Madeira	Debentures Itau	SPE	24,50%	105.350	14.983	150	-	-	-	15/03/2013	
Chesf	IE Madeira	Bradesco - Hedge	SPE	24,50%	3.901	3.901	39	3.901	-	-	30/09/2013	
Chesf	IE Madeira	HSBC - HEDGE	SPE	24,50%	4.001	4.001	40	4.001	-	-	30/09/2013	
Chesf	IE Madeira	Itau BBA - NP	SPE	24,50%	71.050	71.973	720	-	-	-	18/03/2013	
Chesf	IE Madeira	BASA FNO	SPE	24,50%	65.415	50.363	504	50.363	69.190	72.623	10/07/2032	
Chesf	Eólica Pedra Branca	Itau BBA	SPE	49,00%	33.026	31.875	319	-	-	-	03/07/2013	
Chesf	Eólica São Pedro do Lago	Itau BBA	SPE	49,00%	36.603	31.700	317	-	-	-	03/07/2013	
Chesf	Eólica Seta Gameleiras	Itau BBA	SPE	49,00%	27.881	27.975	280	-	-	-	03/07/2013	
Chesf	TDC	BNB	SPE	49,90%	29.940	38.095	381	39.293	-	-	17/05/2013	
Chesf	TDC	BNB	SPE	49,90%	34.930	29.364	294	31.045	33.994	37.223	17/05/2013	
Furnas	UHE Bataha	BNDES	Corporativa	100,00%	224.000	166.829	1.668	154.001	141.198	128.362	15/12/2025	
Furnas	UHE Simplicia	BNDES	Corporativa	100,00%	1.034.410	797.138	7.971	738.456	679.897	621.201	15/07/2026	
Furnas	UHE Baguari	BNDES	Corporativa	15,00%	60.153	51.162	512	47.295	43.436	39.567	15/07/2026	
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	2.392.717	3.220.161	32.202	3.244.919	3.270.508	3.172.368	8.221	15/03/2034
Furnas	UHE Santo Antônio	BASA	SPE	39,00%	196.334	307.728	3.077	234.199	244.057	243.841	15/12/2030	
Furnas	UHE Foz do Crapeço	BNDES	SPE	40,00%	657.271	770.441	7.704	718.364	666.264	614.008	15/09/2027	
Furnas	Centroeste de Minas	BNDES	SPE	49,00%	13.827	12.194	122	10.539	9.221	-	15/04/2023	
Furnas	Serra do Fação	BNDES	SPE	49,47%	257.357	274.864	2.749	268.950	250.294	231.639	15/06/2027	
Furnas	Golás Transmissão	BNDES	SPE	49,00%	97.020	97.608	976	98.185	94.593	91.000	01/12/2021	
Furnas	MCE	BNDES	SPE	49,00%	58.359	56.685	567	53.303	49.229	45.155	01/01/2027	
Furnas	Transenergia São Paulo	BNDES	SPE	49,00%	18.963	19.538	195	18.737	17.936	17.134	15/08/2026	
Furnas	Transenergia Renovável	BES	SPE	49,00%	77.910	75.055	751	73.771	68.392	63.013	15/11/2026	
Furnas	Réis dos Ventos 1 Eolo	Votorantim	SPE	24,50%	30.851	26.329	263	32.952	30.893	28.962	15/11/2029	
Furnas	UHE Missaba 3	Votorantim	SPE	24,50%	32.533	27.716	277	34.698	32.529	30.496	15/11/2029	
Furnas	UEE Réis dos Ventos 3	Votorantim	SPE	24,50%	30.984	26.448	264	33.150	31.079	29.136	15/11/2029	
Furnas	IE Madeira	BNDES LP	SPE	24,50%	377.535	377.535	3.775	377.535	454.031	423.971	15/03/2030	
Furnas	IE Madeira	Debentures Itau	SPE	24,50%	105.350	14.983	150	-	-	-	15/03/2013	
Furnas	IE Madeira	Bradesco - Hedge	SPE	24,50%	3.901	3.901	39	3.901	-	-	30/09/2013	
Furnas	IE Madeira	HSBC - HEDGE	SPE	24,50%	4.001	4.001	40	4.001	-	-	30/09/2013	
Furnas	IE Madeira	Itau BBA - NP	SPE	24,50%	71.050	71.973	720	-	-	-	18/03/2013	
Furnas	IE Madeira	BASA FNO	SPE	24,50%	65.415	50.363	504	50.363	69.190	72.623	10/07/2032	
Furnas	UHE Teles Pires	BNDES LP	SPE	24,50%	199.758	188.154	1.882	-	-	-	15/02/2036	
Furnas	UHE Teles Pires	FI-FGTS	SPE	24,50%	160.680	168.339	1.683	-	-	-	31/05/2032	
Furnas	Outros				349.800	359.761	3.598	-	-	-	Diversas	
Total					34.304.163	18.911.394	189.114	21.385.510	22.170.660	22.546.183	2.503.612	

(*) Quota parte da controlada

A Companhia registrou na rubrica provisões operacionais no passivo não circulante o valor justo referente aos montantes garantidos pela Companhia sobre recursos já liberados pelos bancos financiadores. A provisão é efetuada com base no valor justo da garantia da Eletrobras, conforme demonstrado abaixo:



Valor Provisionado

Garantia devida em 31/12/2010	79.776
Movimentação em 2011	<u>80.452</u>
Garantia devida em 31/12/2011	160.228
Movimentação em 2012	<u>28.885</u>
Garantia devida em 31/12/2012	189.113

a) UHE Simplício - empreendimento da controlada Furnas, com capacidade instalada de geração de 337,7 MW. O empreendimento tem 100% de participação de Furnas. Assim, a garantia da Companhia é de 100% do financiamento.

b) UHE Mauá – empreendimento com capacidade instalada de 361 MW, em parceria entre a controladora Eletrosul (49%) e a Copel (51%). Nesta UHE há dois contratos com o BNDES, o direto e o indireto, sendo a Companhia interveniente garantidora de 49% dos dois contratos.

c) UHE Jirau - SPE Energia Sustentável do Brasil, formada pelas controladas Eletrosul, CHESF, GDF Suez Energy e Camargo Corrêa, com capacidade instalada de 3.450MW. Para o empreendimento foram contratados dois financiamentos junto ao BNDES, sendo um direto e outro indireto, via bancos repassadores, a serem pagos em 240 meses. A Companhia é interveniente garantidora da participação de cada uma das suas controladas – Eletrosul (20%) e CHESF (20%).

d) UHE Santo Antônio - SPE Santo Antônio Energia, 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, com capacidade instalada de 3.150 MW. A Companhia é interveniente anuente em financiamentos junto ao BNDES e ao Banco da Amazônia, limitada a interveniência à participação de Furnas (39%).

e) UHE Foz do Chapecó – SPE Foz do Chapecó Energia, cuja usina tem capacidade instalada de 855MW, tem a Companhia como garantidora dos instrumentos contratuais junto ao BNDES, que totalizam, em substituição às Fianças Bancárias anteriormente contratadas, limitadas ao percentual de Furnas na SPE (40%).

f) UHE Baguari – Projeto corporativo de Furnas, com 140MW de capacidade instalada. A Companhia é garantidora de 15% do contrato de financiamento junto ao BNDES.

g) UHE Serra do Facão – SPE Serra do Facão, formada por Furnas (49.5%), Alcoa Alumínio S.A.(30,5%), DME Energética (10%) e Camargo Corrêa Energia S.A (10%), com capacidade instalada de 210MW. A prestação de garantia pela Companhia no financiamento junto ao BNDES é referente à participação de Furnas no empreendimento.

- h) Eólicas Cerro Chato I, II e III – SPEs Eólicas Cerro Chato I, II e III são formadas pela Eletrosul (90%) e Wobben (10%), com capacidade instalada de 30MW cada. Possui 80% de financiamento com prazo de pagamento de 10 anos, sendo 2 anos de carência. O aval da Companhia é de 90% do financiamento.
- i) Norte Brasil Transmissora de Energia – SPE, 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.
- j) Manaus Transmissora de Energia – SPE, que tem participação da Eletronorte (30%) e Chesf (19,5%) tem como objetivo implementar e operar 4 subestações e uma linha de transmissão de 586 km (LT Oriximiná/Itacoatiara/Cariri). A Companhia presta garantias em dois financiamentos neste empreendimento (BASA e BNDES).
- k) Mangue Seco 2 – SPE com participação de 49% da Companhia e 51% da Petrobras para construção e operação de três usinas eólicas em Guararé, no Rio Grande do Norte. Neste empreendimento há prestação de garantia pela Companhia, proporcional a sua participação no contrato de financiamento de longo prazo junto ao BNB.
- l) UHE Batalha – Empreendimento corporativo de Furnas com capacidade de gerar 52,5MW, com financiamento junto ao BNDES. A Companhia figura como garantidora do referido contrato.
- m) RS Energia – Garantia à Eletrosul no financiamento junto ao BNDES e Bancos repassadores quando da compra da participação acionária das empresas Schahin Engenharia S/A e Engevix Engenharia S/A nas transmissoras. A Eletrosul tem 100% de participação na RS.
- n) IE Madeira - SPE Interligação Elétrica do Madeira, com participações de Furnas (24,5%) e Chesf (24,5%). Neste empreendimento, há contra garantia da Companhia nos Contratos de Fiança Bancária, em garantia ao empréstimo de curto prazo junto ao BNDES, no limite de participação de suas controladas. Há ainda um empréstimo de curto prazo junto ao BNDES, no qual a Companhia figura como interveniente, na proporção de suas controladas.
- o) UHE Belo Monte – SPE Norte Energia, com capacidade instalada de 11.233 MW, de Chesf (15%), Eletronorte (19,98%) e Eletrobras (15%), além de outros sócios. Prestação de garantia da Companhia em favor da SPE para as obrigações junto à seguradora JMALUCELLI, no âmbito do contrato de seguro garantia. A Companhia é também interveniente em um empréstimo de curto prazo firmado junto ao BNDES.
- p) Angra III – A Companhia é garantidora no financiamento da Eletronuclear junto ao BNDES, para a construção do empreendimento corporativo da UTN Angra III.

NOTA 23 – DEBÊNTURES

Em 31 de dezembro de 2012, a composição de saldo da rubrica de debêntures a pagar está assim apresentada:

<u>Tx de juros</u>	<u>Vencimento</u>	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>
106,5% CDI	15/09/2012	-	210.984
IPCA + 6,5% ao ano	30/09/2012	-	279.387
IPCA + 6,5% ao ano	30/12/2012	-	248.866
IPCA + 6,5% ao ano	30/09/2013	314.390	279.410
106,5% CDI	28/02/2014	12.364	-
0,9875%	14/11/2017	22.325	-
IPCA + 6,5% ao ano	(*)	307.728	-
15% ao ano	10/07/2031	69.320	-
		<u>726.127</u>	<u>1.018.647</u>

(*) 15 parcelas a partir de 2023.

O montante de R\$ 210.984 refere-se à emissão de 420 debêntures, Série Única, com vencimento em 15 de setembro de 2012, com taxa de juros de 106,5% do CDI, com valor unitário de R\$ 1.000 cada, efetuada pela SPE Interligação Elétrica do Madeira S.A, sendo, 400 debêntures emitidas em 15 de setembro de 2011 e sendo as restantes 20 debêntures em 03 de outubro de 2011. Estas debêntures foram resgatadas em sua totalidade com recursos provenientes da contratação de financiamento de longo prazo junto ao BNDES.

NOTA 24 - 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 Companhia.

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 Companhia.

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 a 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 2012, a R\$ 334.192 (31 de dezembro de 2011- R\$ 227.174), dos quais R\$ 321.894 no não circulante (31 de dezembro de 2011 - R\$ 211.554).

I - Obrigações ao Portador emitidas pela Companhia

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 Companhia 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 Companhia. 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 Companhia 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 Companhia em suas Demonstrações Financeiras, no que se referem às citadas obrigações, tampouco na divulgação quanto à existência de ações judiciais.

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	
	31/12/2012	31/12/2011
CIRCULANTE		
Juros a Pagar	12.298	15.620
	<u>12.298</u>	<u>15.620</u>
NÃO CIRCULANTE		
Créditos arrecadados	321.894	211.554
TOTAL	<u>321.894</u>	<u>211.554</u>

NOTA 25 - 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 termoeletrica, especialmente na Região Norte do país.

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 caixa restrito, e às quotas não quitadas pelas concessionárias.

NOTA 26 – TRIBUTOS A RECOLHER E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - PASSIVO

a) Tributos a recolher

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
PASEP e COFINS	1.021	25.379	338.200	219.257
ICMS	10	183	230.575	124.662
PAES / REFIS	-	-	589.090	833.469
INSS/FGTS	2.493	330	129.977	79.105
Outros	14.142	14.298	233.740	332.242
Total	17.666	40.190	1.521.581	1.588.735
Passivo circulante	17.666	40.190	886.312	815.236
Passivo não circulante	-	-	635.269	773.500

b) Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Passivo circulante:				
Imposto de Renda corrente	155.579	-	277.459	95.376
Contribuição Social corrente	57.805	-	93.245	121.909
	213.384	-	370.704	217.285
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL diferidos	335.427	383.682	779.615	1.129.022

c) Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA			
	31/12/2012		31/12/2011	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	(6.235.002)	(6.235.002)	3.920.933	3.920.933
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(1.558.750)	(561.150)	980.233	352.884
Efeitos de adições e (exclusões):				
Receita de Dividendos	(28.005)	(10.082)	(34.932)	(12.576)
Equivalência patrimonial	1.940.771	698.677	(401.090)	(144.392)
Provisão de JCP	(108.491)	(39.057)	(485.361)	(174.729)
Provisão p/ Redução ao Valor de Mercado	284.815	102.533	67.964	24.467
Demais adições (exclusões)	(58.137)	(19.210)	9.267	6.633
Total da despesa (Receita) de IRPJ e CSLL	472.203	171.711	136.081	52.287

d) 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 infraestrutura considerado, em ato do Poder Executivo, prioritários para o desenvolvimento regional, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimento em projetos de instalação, ampliação, modernização ou diversificação.

Sobre os contratos de concessões nº 006/2004 da geração e nº 061/2001 da transmissão, o direito ao incentivo da redução de 75% do imposto de renda abrange os anos de 2008 a 2017. Para os contratos da transmissão números 008/2005 e 007/2005 o direito ao incentivo da redução foi concedido para o período de 2011 a 2020. Para os contratos com incentivo fiscal a alíquota do imposto de renda de 25% passa a ser de 6,25%.

No ano de 2012, a CHESF não usufruiu do incentivo fiscal da redução de 75% do imposto de renda, em virtude de não ter obtido lucro fiscal. Em 2011, o incentivo fiscal mencionado totalizou R\$ 317.812, com registro no resultado do período como redução do imposto de renda apurado, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 07.

e) 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 a 180 meses e o saldo devedor é corrigido pela Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP e SELIC.

NOTA 27 – ENCARGOS SETORIAIS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
PASSIVO CIRCULANTE		
Quota RGR	124.763	181.868
Quota CCC	32.494	50.081
Quota CDE	10.498	13.168
Quota PROINFA	23.012	60.643
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	724.447	584.816
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	16.957	11.116
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	353.753	274.722
Programa de Eficiência Energética - PEE	18.369	32.937
Outros	3.858	9.417
	<u>1.308.152</u>	<u>1.218.768</u>
PASSIVO NÃO CIRCULANTE		
Quota RGR	32.177	15.010
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	369.026	340.132
Programa de Eficiência Energética - PEE	27.298	30.582
	<u>428.501</u>	<u>385.724</u>
TOTAL	<u>1.736.653</u>	<u>1.604.492</u>

a) Reserva global de Reversão - RGR

A contribuição para a formação da RGR era 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 era computado como componente do custo do serviço das concessionárias.

As concessionárias recolhiam suas quotas anuais ao Fundo, não controlado pela Companhia, em conta bancária vinculada, administrada pela Companhia, que movimentava a conta nos limites previstos na Lei 5.655/1971 e alterações posteriores, também não refletida nas Demonstrações Financeiras da Companhia, posto tratar-se de entidade autônoma em relação à Companhia.

Com a edição da Lei 12.783/2013, a partir de 1º de janeiro de 2013, foram desobrigadas ao recolhimento das quotas anuais da RGR:

I - as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;

II - as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012; e

III - as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei 12.783/2013.

b) Conta de Consumo de Combustível - CCC

Fundo setorial alterado pela Lei 12.111/2009, criado na década de 70, tem a finalidade de reembolsar parte do custo total de geração para atendimento ao serviço público de energia elétrica nos Sistemas Isolados, tendo sido mantida a cobertura para os empreendimentos sub-rogados.

Esse custo total de geração de energia elétrica para atender aos Sistemas Isolados abrange os custos relativos ao preço da energia e da potência associada contratada pelos agentes de distribuição, à geração própria desses agentes, inclusive aluguel de máquinas, e às importações de energia e potência associada, incluindo o custo da respectiva transmissão. Também estão compreendidos os encargos e impostos não recuperados, os investimentos realizados em geração própria, o preço da prestação do serviço de energia elétrica em regiões remotas, incluindo instalação, operação e manutenção de sistemas de geração descentralizada com redes associadas, e, ainda, a contratação de reserva de capacidade para garantir a segurança do suprimento de energia elétrica.

Do custo apurado, a CCC reembolsará a diferença em relação ao custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os recursos da CCC são provenientes do recolhimento de cotas pelas empresas distribuidoras, permissionárias e transmissoras de todo o país, na proporção e em valores determinados pela ANEEL. A partir da promulgação da Lei 12.111/2009, não há mais previsão de data para o encerramento das atividades desse fundo setorial e sua gestão não afeta o resultado da Companhia.

c) Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é destinada a promover o desenvolvimento energético dos estados, a projetos de universalização dos serviços de energia elétrica, ao programa subvenção aos consumidores de baixa renda e à expansão da malha de gás natural para o atendimento dos estados que ainda não possuem rede canalizada.

Criada em 26 de abril de 2002, a CDE tem duração de 25 anos e é gerida pela Companhia, cumprindo programação determinada pelo Ministério de Minas e Energia, não afetando o resultado da Companhia.

A CDE também é utilizada para garantir a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa) e do carvão mineral nacional.

A partir do exercício de 2013, como um dos instrumentos para viabilizar a redução na conta de energia, essa contribuição foi reduzida para 25% da taxa vigente.

d) PROINFA

Programa do Governo Federal para o desenvolvimento de projetos para a diversificação da matriz energética brasileira e incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, instituído pela Lei 10.438, de abril de 2002, é gerenciado pela companhia e busca soluções de cunho regional para o uso de fontes renováveis de energia.

O PROINFA prevê a operação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada. As usinas do programa respondem pela geração de aproximadamente 12.000 GWh/ano - quantidade capaz de abastecer cerca de 6,9 milhões de residências e equivalente a 3,2% do consumo total anual do país. Os 3.299,40 MW contratados estão divididos em 1.191,24 MW provenientes de 63 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa. Essa energia tem garantia de contratação por 20 anos pela Companhia. As operações no âmbito do PROINFA não afetam o resultado da Companhia (sendo esta a responsável pelo pagamento).

e) Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos

A Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos para fins de geração de energia elétrica foi instituída pela Constituição Federal de 1988 e trata-se de um percentual que as concessionárias de geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos. A ANEEL gerencia a arrecadação e a distribuição dos recursos entre os beneficiários: Estados, Municípios e órgãos da administração direta da União.

Conforme estabelecido na Lei 8.001, de 13 de março de 1990, com modificações dadas pelas Leis 9.433/1997, 9.984/2000 e 9.993/2000, são destinados 45% dos recursos aos Municípios atingidos pelos reservatórios das UHEs, enquanto que os Estados têm direito a outros 45%. A União fica com 10% do total. Geradoras caracterizadas como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), são dispensadas do pagamento da compensação financeira.

As concessionárias pagam 6,75% do valor da energia produzida a título de Compensação Financeira.

f) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica foi criada, pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentada pelo Decreto 2.410, de 28 de novembro de 1997, com a finalidade de constituir a receita da Agência Nacional de Energia Elétrica cobertura das suas despesas administrativas e operacionais.

A TFSEE equivale a 0,5% do valor econômico agregado pelo concessionário, permissionário ou autorizado, inclusive no caso de produção independente e autoprodução, na exploração de serviços e instalações de energia elétrica.

A TFSEE é devida desde 1º de janeiro de 1997, sendo fixada anualmente pela ANEEL e paga em doze cotas mensais.

NOTA 28 - REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	CONTROLADORA	
	31/12/2012	31/12/2011
Circulante		
JCP exercício	433.962	1.066.951
Dividendos não reclamados	100.826	109.398
Dividendos retidos exercícios anteriores	3.416.545	3.147.364
	<u>3.951.333</u>	<u>4.323.713</u>
Não circulante		
Dividendos retidos exercícios anteriores	-	3.143.222
Total	<u>3.951.333</u>	<u>7.466.935</u>

I – Relativas ao Exercício

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 valor nominal do capital social relativo a essas espécies e classes de ações, prevendo a possibilidade de pagamento de juros sobre capital próprio.

Fundamentada em entendimento doutrinário sobre o tema, a Administração entende que: (1) face à existência de reserva de lucros que excede à absorção dos prejuízos do exercício, deve realizar o pagamento dos dividendos mínimos previstos no artigo 8º do Estatuto Social, referente às ações preferenciais de classe "A" e "B" e (2) subsistindo, ainda, reservas de lucros após o pagamento aos preferencialistas, é facultado o pagamento também às ações ordinárias e, deste modo, a Companhia propõem a destinação de dividendos aos titulares de ações ordinárias. Em atendimento ao ICPC 08 que menciona os dividendos prioritários fixos, a administração constituiu provisão para a obrigação associada aos dividendos às ações preferenciais, em 31 de dezembro de 2012.

A Companhia atribuiu remuneração aos acionistas preferenciais na forma de juros sobre o capital próprio - JCP no valor de R\$ 433.962 (R\$ 433.962 em 2011), imputados aos dividendos do exercício, de acordo com as disposições estatutárias, cuja remuneração por ação é a que segue:

Remuneração por ação - Proposta - Expressa em reais

			<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>
Ações ordinárias	1,72% do capital	(2011 - 2,51%)	0,39	0,58
Ações preferenciais da classe A	9,41% do capital	(2011 - 9,41%)	2,17	2,17
Ações preferenciais da classe B	7,06% do capital	(2011 - 7,06%)	1,63	1,63

A remuneração aos acionistas das ações ordinárias será realizada na forma de JCP no valor de R\$ 433.962 (R\$ 632.989 em 2011), imputada aos dividendos do exercício consignados no patrimônio líquido.

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.



Sobre a remuneração proposta incide atualização monetária incide a partir de 1º de janeiro de 2013 até a data do efetivo início do pagamento, data esta a ser deliberada pela Assembleia Geral Ordinária, que apreciará às presentes Demonstrações Financeiras 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 52ª Assembleia Geral Ordinária, realizada em 30 de abril de 2012, o pagamento da remuneração aos acionistas relativa ao exercício de 2011, na forma de JCP, teve início em 18 de maio de 2012.

II – Dividendos Retidos de Exercícios Anteriores

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, inclusive.

Fazem jus ao referido recebimento as pessoas físicas e jurídicas que integram o quadro de Acionistas da Companhia em 29 de janeiro de 2010, restando ser liquidada a parcela de junho de 2013 (última), no total de R\$ 3.416.545 (R\$ 6.290.586 em 31 de dezembro de 2011).

Os créditos são remunerados pela variação da Taxa SELIC, até a data do efetivo pagamento de cada parcela, incidindo, sobre essa remuneração, retenção de IRRF, nos termos da legislação vigente.

III – Dividendos Prescritos

O saldo da remuneração aos acionistas, demonstrado no passivo circulante, contém a parcela de R\$ 100.826 (R\$ 109.398 em 31 de dezembro de 2011), referente a remunerações não reclamadas dos exercícios de 2009, 2010 e 2011. A remuneração relativa ao exercício de 2008 e anteriores, está prescrita, nos termos do Estatuto da Companhia.

NOTA 29 - CRÉDITOS DO TESOIRO NACIONAL

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO			
	CIRCULANTE		NÃO CIRCULANTE	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Aquisição de ações da CEEE-GT e CEEE-D	122.905	101.448	33.105	144.753
Outros	8.142	7.602	3.967	10.923
	<u>131.047</u>	<u>109.050</u>	<u>37.072</u>	<u>155.676</u>

NOTA 30 - 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 (BD) e de contribuição definida (CD).

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				
Ceron			X		
CGTEE	X				
Chesf	X	X	X	X	
Eletoacre			X		
Eletronorte	X		X	X	X
Eletronuclear	X			X	X
Eletrosul	X		X		X
Furnas	X		X	X	X
Itaipu BR	X			X	X
Itaipu PY	X			X	X

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. A seguir estão apresentados os resultados consolidados do grupo Eletrobras. A mais recente avaliação atuarial dos ativos do plano e do valor presente da obrigação dos benefícios definidos foi realizada em 31 de dezembro de 2012.

a) Conciliação dos passivos dos planos de previdência e outros benefícios

Planos de benefícios definidos previdenciários - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	2.283.066	1.915.198	24.421.763	16.964.727
Valor justo dos ativos do plano (-)	(1.650.951)	(1.767.747)	(21.303.217)	(17.678.212)
Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos	632.115	147.451	3.118.546	(713.485)
Valor máximo de ativo atuarial passível de reconhecimento no fim do exercício	-	-	99.690	-
Dívida atuarial contratada entre patrocinador e plano	94.173	22.550	564.766	815.598
Dívida financeira contratada entre patrocinador e plano	-	-	109.324	111.006
Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego	632.115	147.451	3.347.094	1.838.409
Custo de serviço corrente	1.302	4.138	194.513	144.316
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	192.643	151.740	1.735.611	1.464.927
Contribuições esperadas de participante (-)	(8.946)	(10.297)	(93.228)	(156.952)
Rendimento esperado dos ativos (-)	(171.164)	(174.264)	(1.930.427)	(1.728.445)
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	13.835	(28.683)	(93.531)	(276.154)



	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Outros benefícios pós-emprego - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício				
Valor presente das obrigações atuariais a descoberto	22.354	18.332	1.400.029	869.525
Valor justo dos ativos do plano (-)	-	-	-	-
Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos	22.354	18.332	1.400.029	869.525
Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego	22.354	18.332	1.400.029	869.525
Custo de serviço corrente	790	728	15.818	64.433
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	1.856	1.287	113.442	65.865
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	2.646	2.015	129.260	130.298

b) Divulgação de Benefícios Definidos Previdenciários

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido:

Tabela b.1 - Planos de benefícios definidos previdenciários - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Valor das obrigações atuariais no início do ano	1.915.198	1.632.254	16.964.728	15.276.728
Custo de serviço corrente	1.302	4.138	194.513	144.316
Juros sobre a obrigação atuarial	192.643	151.740	1.735.611	1.464.927
Benefícios pagos no ano (-)	(148.650)	(155.294)	(1.069.384)	(978.718)
Aquisição de quotas - Plano CD				
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais	322.573	282.360	6.596.296	1.057.474
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	2.283.066	1.915.198	24.421.763	16.964.727

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - conciliação do valor justo dos ativos dos planos:

Tabela b.2 - Planos de benefícios definidos previdenciários - Movimentação e composição do valor justo dos ativos

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Valor justo dos ativos no início do ano	1.767.747	1.762.387	17.678.212	16.860.205
Benefícios pagos durante o exercício (-)	(148.650)	(155.293)	(1.069.384)	(978.718)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	3.810	11.381	142.750	142.641
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	10.031	5.107	250.222	201.276
Rendimento esperado dos ativos no ano	171.164	172.718	1.930.427	1.726.899
(Ganho)/Perda sobre os ativos do Plano	(153.151)	(28.553)	2.370.990	(274.092)
Valor justo dos ativos ao final do ano	1.650.951	1.767.747	21.303.217	17.678.212
Rendimento efetivo dos ativos no ano	18.013	145.711	4.301.417	1.454.353

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados Programa Previdenciário	528.616	174.371	2.620.423	1.147.673

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício Programa Previdenciário	343.647	179.696	1.472.750	702.021



c) Divulgação de Outros Benefícios Pós-Emprego

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido:

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Valor das obrigações atuariais no início do ano	18.332	30.617	869.525	741.116
Custo de serviço corrente	790	728	15.818	64.433
Juros sobre a obrigação atuarial	1.856	1.287	113.442	65.865
Benefícios pagos no ano	-	-	(36.560)	(58.226)
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais	1.376	(14.299)	437.805	56.337
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	22.354	18.332	1.400.029	869.525

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados - Outros benefícios pós-emprego	(6.087)	(7.463)	317.904	226.187

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Outros benefícios pós-emprego	1.376	(14.300)	91.717	56.337

d) Hipóteses Atuariais e Econômicas

As premissas atuariais apresentadas abaixo foram utilizadas na determinação da obrigação de benefício definido e da despesa do exercício.

Hipóteses Econômicas

	2012	2011
Taxa anual de juro atuarial real (i)	3,20% a 3,72%	5,38% a 5,61%
Taxa anual de inflação projetada	4,89% a 4,90%	4,50%
Taxa real anual de retorno dos ativos (ii)	3,20% a 3,72%	10,1% a 10,4%
Taxa anual real de evolução salarial	2,00%	2,00%
Taxa anual real de evolução custos médicos	3,50%	1,00%
Taxa real de evolução de benefícios	-	-
Taxa real de evolução de benefícios do regime geral	-	-
Fator de capacidade (benefícios e salários)	98%	100%

Hipóteses Atuariais

	2012	2011
Taxa de rotatividade	-	-
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000	AT-2000
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-83	AT-83
Tábua de invalidez	Light fraca	Light fraca
% de casados na data de aposentadoria	95%	95%
Diferença de idade entre homens e	4 anos	4 anos



(i) Taxa de juros de longo prazo

(ii) Representa as taxas máximas e mínimas de retorno de ativos dos planos.

A definição dessa taxa considerou à prática de mercado dos títulos do Governo Federal, conforme critério recomendado pelas normas nacionais e internacionais, para prazos similares aos dos fluxos das obrigações do programa de benefícios, no chamado conceito de *Duration*. Em 2012, houve uma redução de aproximadamente 2% na taxa de desconto utilizada pela Companhia, acarretando um aumento significativo na obrigação atuarial.

A taxa global de retorno esperada corresponde à média ponderada dos retornos esperados das várias categorias de ativos do plano. A avaliação do retorno esperado realizada pela Administração tem como base as tendências históricas de retorno e previsões dos analistas de mercado para o ativo durante a vida da respectiva obrigação. O atual retorno dos ativos do plano BD foi de R\$ 18.013 (R\$ 145.711 em 2011) na Controladora e R\$ 4.301.417 (R\$ 1.454.353 em 2011) no Consolidado.

e) Contribuições patronais

Em 31 de dezembro de 2012, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano CD atingiram R\$ 12.703 (31.12.2011 - R\$17.524) e R\$ 172.006 (31.12.2011 - R\$ 159.514) no Consolidado.

Em 31 de dezembro de 2012, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano BD atingiram R\$ 10.031 (31.12.2011 - R\$ 5.107) e R\$ 250.222 (31.12.2011 - R\$ 201.276) no Consolidado.

A Controladora espera contribuir com R\$4.126 com o plano de benefício definido durante o próximo exercício e R\$ 193.106 no consolidado.

f) 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 em 31 de dezembro de 2012 e 2011:

Variação nas taxas de custos médicos	Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
Efeito no Custo de Serviço e de Juros - Aumento 1%	17.136	6.875
Efeito no Custo de Serviço e de Juros - Redução 1%	(14.374)	7.503
Efeito na obrigação de benefício definido - Aumento 1%	180.217	54.570
Efeito na obrigação de benefício definido - Redução 1%	(165.112)	62.351

g) Montantes incluídos no valor justo dos ativos dos planos

g.1) Em 31 de dezembro de 2012

Categoria de Ativo em 2012	Controladora	Consolidado
Valores Disponíveis Imediatos	8	5.727
Realizáveis Previdenciários	25.561	349.428
Investimentos em Títulos Públicos	586.586	4.552.990
Investimentos em Ações	187.089	702.866
Investimentos em Fundos	635.471	14.514.568
Investimentos Imobiliários	143.457	647.068
Empréstimos e Financiamentos	71.829	604.282
Outros	13.818	83.368
Exigíveis Previdenciários (-)	(11.779)	(153.623)
Exigíveis de Investimentos (-)	(1.089)	(3.457)
Total de Ativos Garantidores	1.650.951	21.303.217

g.2) Em 31 de dezembro de 2011

Categoria de Ativo em 2011	Controladora	Consolidado
Valores Disponíveis Imediatos	2	9.007
Realizáveis Previdenciários	56.769	1.372.493
(-) Dívidas Contratadas	(18.738)	(1.013.589)
Investimentos em Títulos Públicos	712.045	3.870.880
Investimentos em Ações	186.639	1.328.867
Investimentos em Fundos	403.821	10.782.877
Investimentos Imobiliários	156.599	687.183
Empréstimos e Financiamentos	81.448	601.682
Outros	219.904	690.885
(-) Exigíveis Previdenciários	(22.433)	(544.936)
(-) Exigíveis de Investimentos	(8.309)	(107.137)
Total de Ativos Garantidores	1.767.747	17.678.212

h) Histórico de ajustes

O histórico dos ajustes pela experiência do plano de benefício definido está apresentado a seguir:

CONTROLADORA	2012	2011	2010	2009
Valor presente da obrigação de benefícios definidos	2.283.066	1.915.198	1.632.254	1.541.246
Valor justo dos ativos do plano	(1.650.951)	(1.767.747)	(1.762.387)	(1.535.172)
Déficit / (Superávit)	632.115	147.451	(130.133)	6.074
Ajustes pela experiência nos passivos do plano	(74.151)	263.535	92.148	165.501
Efeito da Alteração da taxa de Desconto	396.724	18.825	-	-
Ajustes pela experiência nos ativos do plano	(153.151)	(28.553)	244.651	30.365
CONSOLIDADO	2012	2011	2010	2009
Valor presente da obrigação de benefícios definidos	24.421.764	16.964.728	15.276.726	14.199.435
Valor justo dos ativos do plano	(21.303.217)	(17.678.213)	(16.860.205)	(14.723.536)
Déficit / (Superávit)	3.118.546	(713.485)	(1.583.480)	(524.101)
Ajustes pela experiência nos passivos do plano	1.581.878	154.842	523.539	251.036
Efeito da Alteração da taxa de Desconto	4.557.140	902.632	-	-
Ajustes pela experiência nos ativos do plano	2.370.990	(274.092)	1.445.124	1.675.743



NOTA 31 - PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A Companhia 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, não é realizada provisão e suas informações correspondentes são divulgadas em Notas Explicativas, quando relevantes, e
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como remoto, não é realizada provisão e somente são divulgadas em Notas Explicativas as informações relevantes, que, a critério da administração, sejam julgadas de relevância para o pleno entendimento das Demonstrações Financeiras.

Portanto, para fazer face a eventuais perdas, são constituídas as provisões para contingências, julgadas pela administração da Companhia e de suas controladas, amparadas em seus consultores jurídicos, como suficientes para cobrir eventuais perdas em processos judiciais.

Na data de encerramento destas Demonstrações Financeiras, a Companhia apresenta as seguintes provisões para obrigações legais vinculadas a processos judiciais, por natureza:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
CIRCULANTE				
Trabalhistas	-	-	67.836	67.544
Tributárias	-	-	78.840	76.477
Cíveis	-	-	121.264	96.169
	-	-	<u>267.940</u>	<u>240.190</u>
NÃO CIRCULANTE				
Trabalhistas	109.577	4.293	1.071.442	786.040
Tributárias	-	-	557.693	297.721
Cíveis	1.085.127	1.442.104	3.659.259	3.568.415
	<u>1.194.704</u>	<u>1.446.397</u>	<u>5.288.394</u>	<u>4.652.176</u>
	<u>1.194.704</u>	<u>1.446.397</u>	<u>5.556.334</u>	<u>4.892.366</u>

Estas provisões tiveram, neste exercício, a seguinte evolução:

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Saldo em 31/12/2011	1.446.397	4.892.366
Constituição de provisões	861.804	2.126.433
Reversão de provisões	(711.645)	(969.749)
Pagamentos	(401.853)	(492.717)
Saldo em 31/12/2012	1.194.704	5.556.333

Parte relevante da reversão ocorrida em 2012 na Controladora deve-se a alteração dos parâmetros para determinação da provisão, em especial o valor patrimonial da ação e o valor de mercado da Companhia.

a) Principais ações judiciais movidas contra a Companhia e suas controladas com probabilidade de perda provável:

a.1) Ações judiciais cíveis

Na Controladora

As ações cíveis na controladora têm por objeto a aplicação de critérios de atualização monetária sobre os créditos escriturais do Empréstimo Compulsório constituído a partir de 1978.

As demandas tem o objetivo de impugnar a sistemática de cálculo de atualização monetária determinada pela legislação que rege o Empréstimo Compulsório e aplicada pela Companhia. Os créditos foram integralmente pagos pela Companhia por intermédio de conversões em ações utilizando como base de atualização a legislação vigente. Existem atualmente 2.296 ações judiciais com esse objeto tramitando em diversas instâncias. A Companhia mantém provisão para contingências cíveis, na controladora, no valor de R\$ 1.085.127 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 1.446.397) referente a esses processos.

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.

Chesf:

i. 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, ou seja, R\$700 milhões.

A Justiça Estadual de Pernambuco entendeu que ação ajuizada pela Companhia foi julgada improcedente e a reconvenção apresentada pelas rés como procedente.

A Chesf e a União Federal, sua assistente neste processo, apresentaram recursos especiais e extraordinários, ao Superior Tribunal de Justiça. Este, 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. As partes ainda não foram intimadas dessas decisões, contra as quais ainda há possibilidade de apresentação de recursos. Em 31 de dezembro de 2012 aguardava-se, ainda, a intimação das partes quanto às decisões proferidas pelo STJ.

A Administração da Chesf, 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 de dezembro de 2012 é de R\$ 723.256 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 460.887), para fazer face a eventuais perdas decorrentes deste assunto.

ii. Ação de Indenização de 14.400 ha. de terra na Fazenda Aldeia, proposta na Comarca de Sento Sé (BA), pelo Espólio de Anderson Moura de Souza e esposa. A sentença de primeiro grau julgou procedente o pedido condenando a Chesf a pagar o valor de R\$50.000, correspondente ao principal mais juros e correção monetária. A Chesf interpôs recurso para o Tribunal de Justiça da Bahia e o processo foi transferido para a Justiça Federal face intervenção da União Federal na qualidade de assistente. Até 31 de dezembro de 2012, não houve movimentação de relevância no processo, estando a ação rescisória ainda pendente de julgamento. A Administração da Chesf, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, entende que a probabilidade de perda é provável e por isso possui registrado em seu passivo não circulante a provisão no valor de R\$ 100.000 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 100.000).

iii. Ação Civil Pública proposta pelo Ministério Público de Pernambuco, resultante de direito de reassentamento de trabalhadores rurais afetados pela construção da UHE Itaparica (UHE Luiz Gonzaga). O autor afirma ser inexistente o acordo firmado pelo Sindicato dos Trabalhadores Rurais, em 06 de dezembro de 1986, por carência de legitimidade e requer a diferença das verbas de manutenções temporárias pagas no período, dando à causa o valor atualizado de aproximadamente R\$ 87.000. O processo encontra-se no Superior Tribunal de Justiça - STJ e encontra-se concluso com o relator. A Administração da Chesf, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, entende que a probabilidade de perda é provável e por isso possui em seu passivo não circulante, provisão no valor de R\$ 87.000 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 87.000).

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. A Administração da Eletronorte, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, registrou em seu passivo não



circulante provisão no montante de R\$ 608.320 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 703.988) para os processos que julgou a probabilidade de perda como provável.

Ceron

A Secretaria de Fazenda do Estado de Rondônia lavrou autos de infração referente à diferencial de alíquota do ICMS no período de 2001 e 2002. A Administração da Ceron, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, entende que a probabilidade de perda é provável e por isso possui em seu passivo não circulante provisão no valor de R\$ 12.919 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 12.083).

a.2) Trabalhistas

Furnas:

Diversas ações promovidas, nas quais é pleiteado o adicional de periculosidade, no entendimento de que deva ser concedido o percentual integral e não proporcional a todos os empregados que prestam serviços em atividade sujeita ao risco elétrico. A Administração de Furnas, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, registrou em seu passivo não circulante provisão no montante de R\$ 231.054 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 227.567) para os processos que julgou a probabilidade de perda como provável.

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\$ 312.953 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 177.329).

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, visando o recebimento de supostas diferenças salariais, ocorridas em virtude da implantação 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, estando a decisão transitado 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.

Daí o risco avaliado de perda ser provável quanto a avaliação de perda limitada a data base, pois o julgamento da limitação da data-base da categoria dar-se-á com a continuidade da execução.

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”.

O pagamento de diferenças salariais foi limitado à data base através da Súmula 322 do TST que estabelece: os reajustes salariais decorrentes dos chamados “gatilhos” e URPs, previstos legalmente como antecipação, são devidos tão somente até a data-base de cada categoria.

Ressalta-se que entre as medidas judiciais cabíveis, foram apresentados Embargos à Execução, o que permitiria o exame da limitação dos cálculos à data base da categoria, procedimento também adotado pela Advocacia Geral da União.

Acrescente-se a isso o fato de a União ter ingressado no feito como assistente, o que reforça a defesa da Companhia na busca pela limitação à data-base, bem como a decisão datada de 15 de março de 2011, do TRT da 19º Região, proc. 251900.68.5.19.1989.0002, da Companhia de Abastecimento de Águas e Saneamento de Alagoas – CASAL, que houve a limitação à data-base. A Companhia tem constituída provisão para contingências em relação a esse assunto, no montante de R\$ 3.583.

O processo encontra-se em fase de execução, com homologação dos cálculos pelo juízo de primeiro grau no valor de R\$ 722.000. Os cálculos foram impugnados pela Ceal com a apresentação de duas teses: uma com a limitação à data-base e outra contestando os valores apresentados pelo sindicato, sem a limitação à data-base.

a.3) Tributárias

Furnas:

A principal ação registrada refere-se aos autos de infração lavrados contra Furnas em 3 de maio de 2001, relativos ao Finsocial, Cofins e Pasep, no, em decorrência de exclusões nas bases de cálculo relativas, principalmente, a repasse e transporte de energia de Itaipu, por um período de dez anos. O valor atualizado do processo é de R\$ 246.204. A Administração de Furnas, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, entende que a probabilidade de perda é provável e por isso possui em seu passivo não circulante provisão no valor total.

b) Ações judiciais movidas contra a Companhia e suas controladas com probabilidade de perda possível

Adicionalmente, a Companhia possui processos judiciais cujos prognósticos de perda classificados pela Administração da Companhia e de seus consultores legais são possíveis. Abaixo apresentamos os valores desses processos, por sua natureza:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Trabalhistas	303.924	303.924	1.395.265	687.246
Tributárias	62.226	62.226	9.099.220	5.956.119
Cíveis	11.129.364	10.754.309	16.711.365	13.515.165
Total	11.495.514	11.120.458	27.205.849	20.158.530



Para todos os processos abaixo descritos, as Administrações das referidas empresas e da Companhia, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, entendem que a probabilidade de perda é possível sem haver necessidade de registro de provisão.

b.1) Cíveis

Na Controladora:

O valor das causas possíveis na controladora é substancialmente formado por aquelas referentes ao Empréstimo Compulsório, cujas reclamações não estão contidas na decisão judicial de agosto de 2009. A descrição da natureza do Empréstimo Compulsório encontra-se na nota 24.

Chesf:

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, 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). A Chesf interpôs recurso de apelação, a ser julgado pelo Tribunal de Justiça de Pernambuco, mas devido intervenção da União Federal, o processo foi encaminhado a Justiça Federal, onde se encontra.

i. 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 tendo por objeto obter compensação financeira em decorrência de alegados danos ambientais causados aos pescadores devido à construção da UHE Xingó.

ii. Ação proposta pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia, visando à contabilização e liquidação do valor de R\$ 110.000 pela Aneel das transações do mercado, relativos à exposição positiva verificada em razão da não opção pelo alívio (seguro) feita em dezembro de 2000. A Chesf ingressou no processo como litisconsorte passiva necessária e contestou a ação.

iii. Ação declaratória com pedido de indenização proposta pela Carbomil Química S.A. objetivando indenização em decorrência da instalação de linha de transmissão de energia elétrica em área da mina Lajedo do Mel, localizada nos municípios de Jaguaruana e Quixeré, no Ceará, e Baraúna, no Rio Grande do Norte. O valor estimado é de R\$ 70.000.

d) Processos de riscos remotos, não provisionados

Chesf

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 ação é considerada pelos seus administradores e suportada pelos consultores jurídicos da Companhia como risco de perda remoto.

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\$ 7.000.000, valor não atualizado desde então. 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 Construtora Mendes Junior S.A interpôs agravos para Superior Tribunal de Justiça – ARESP, sendo que, em 31 de dezembro de 2012, naquela instância, o Ministério Público Federal emitiu parecer opinando pelo não provimento dos agravos.

NOTA 32 - OBRIGAÇÃO 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 as 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 2012 é de R\$ 988.490 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 408.712).

	<u>CONSOLIDADO</u>
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2010	375.968
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no período	32.744
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2011	<u>408.712</u>
Constituição no período	517.997
Efeito da alteração da taxa de desconto	39.344
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no período	22.437
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2012	<u>988.490</u>



Alteração da taxa de desconto

A Interpretação Técnica ICPC 12 - Mudanças em passivos, aprovada pela Deliberação CVM 621 de 22 de dezembro de 2009, determina que a alteração de taxa de desconto aplicada em passivo de desativação deve refletir como atualização do ajuste a valor presente desse passivo, devendo tal alteração ser adicionada ao ativo correspondente.

No presente exercício foi contabilizado ajuste a valor presente, decorrente de diferença da taxa de 5,49% ao ano para 4,98% ao ano, sobre o Passivo para Descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2. O valor de R\$ 39.344 registrado como complemento do Passivo Não Circulante teve como contrapartida o Ativo Imobilizado.

Rejeitos de baixa e média atividade e combustível nuclear usado

A Eletronuclear contabilizou em 2012 as estimativas de custos para gerenciamento em longo prazo dos rejeitos operacionais de baixo e médio nível de atividade e dos elementos combustíveis usados no valor de R\$ 517.997, referente às seguintes atividades:

1) Para transporte e disposição final dos rejeitos operacionais de baixa e média atividade relativos ao volume acumulado até 2020, quando se considera que será iniciada sua transferência para o Repositório Nacional de Rejeitos Radioativos de Baixo e Médio Nível de Atividade (RBMN), a ser implantado pela CNEN, responsável legal pela guarda final desses rejeitos.

2) Para armazenagem inicial dos elementos combustíveis usados até o final da década de 2070, quando se estima ocorrer o término da vida útil de Angra 3 e, portanto, da própria CNAEA, os valores que serão dispendidos para implantação da Instalação para Armazenamento dos Combustíveis Irrradiados (UFC) e respectivo sistema de movimentação dos elementos combustíveis das usinas para essa instalação, cujo projeto encontra-se em andamento e cujo comissionamento deverá ocorrer até 2020.

NOTA 33 – CONCESSÕES A PAGAR – USO DO BEM PÚBLICO

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 de usinas hidrelétricas foram registrados no ativo intangível em contrapartida do passivo.

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:

	CONSOLIDADO	
	Circulante	
	31/12/2012	31/12/2011
Foz do Chapecó	20.852	19.498
Peixe Angical	7.178	6.627
Retiro Baixo	131	123
Serra do Facão	4.046	3.856
Santo Antonio	6.054	5.129
Passo São João	285	-
São Domingos	731	-
Mauá	854	-
Total	40.131	35.233

	CONSOLIDADO	
	Não Circulante	
	31/12/2012	31/12/2011
Jirau	44.872	39.776
Belo Monte	76.880	72.593
Passo São João	4.122	4.069
Mauá	12.547	12.357
São Domingos	9.838	4.774
Teles Pires	39.848	34.928
Batalha e Simplicio	44.673	42.230
Foz do Chapecó	245.930	236.560
Peixe Angical	81.201	77.029
Retiro Baixo	3.631	3.563
Serra do Facão	660.937	635.722
Santo Antonio	74.037	70.825
Balbina	279.391	300.106
Total	1.577.908	1.534.532

UHE	anos	Valor nominal original		Valores atualizados	
		Pagamento anual	Pagamento total	Pagamento anual	Pagamento total
Passo São João	29	200	5.944	285	8.170
Mauá	30	618	18.855	854	25.264
São Domingos	25	260	6.717	730	18.250
Jirau	30	3.150	96.840	4.036	124.134
Teles Pires	32	6.866	235.248	7.557	258.947
Batalha	35	309	8.725	431	8.321
Simplicio	35	1.187	34.036	1.657	35.923
Foz do Chapecó	35	19.261	504.000	42.128	662.946
Peixe Angical	35	6.800	197.200	17.037	220.947
Retiro Baixo	35	238	6.902	267	7.743
Serra do Facão	35	40.618	1.073.000	98.136	1.335.935
Santo Antônio	35	12.132	379.267	15.384	481.267
		<u>91.639</u>	<u>2.566.734</u>	<u>188.502</u>	<u>3.187.847</u>

NOTA 34 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
Aquisição de participação acionaria CEEE / CGTEE	144.574	133.270
Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza	2.441	2.250
UHE de Xingó	6.857	6.321
Linha de transmissão no Estado da Bahia	1.073	989
Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66	6.363	5.865
	<u>161.308</u>	<u>148.695</u>

NOTA 35 – CONTRATOS ONEROSOS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
Transmissão		
Contrato nº 061/2001	84.139	-
Contrato nº 062/2001	1.407.057	-
Geração		
Itaparica	1.018.534	-
Jirau	1.607.869	-
Camaçari	357.043	-
Termonorte II	131.200	96.204
Funil	83.158	-
Mauá-Klabin	48.576	-
Complexo Paulo Afonso	34.107	-
Coaracy Nunes	21.553	-
São Domingos	13.930	-
Outros	98.358	-
TOTAL	4.905.524	96.204

Do montante da provisão para contratos onerosos reconhecida em 2012, R\$ 3.082.395 decorrem de contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei 12.783/13, pelo fato da tarifa determinada apresentar um desequilíbrio em relação aos atuais custos. Diante disto, a obrigação presente de acordo com cada contrato foi reconhecida e mensurada como provisão podendo ser revertida em função de ajustes na estrutura de custos.

Programa de Reassentamento de Itaparica

A partir da construção da Usina Hidrelétrica de Itaparica e em função da formação do lago de Itaparica, 10.500 famílias foram deslocadas, das quais 6.100 eram de pequenos agricultores, e entre estas, estavam 200 famílias indígenas da tribo Tuxá, tendo como consequência a criação do Programa de Reassentamento de Itaparica, que tem por objetivo reassentar as famílias deslocadas da área inundada pelo reservatório da usina, atual Luiz Gonzaga, localizada entre os estados de Pernambuco e Bahia.

Em sessão ordinária de 30.01.2013, o Tribunal de Contas da União editou o Acórdão nº 101/2013-TCU-Plenário, no qual determina à Casa Civil, órgão responsável pela coordenação e integração das ações do Governo, aos Ministérios de Minas e Energia e da Integração Nacional, à Chesf e à Codevasf, com amparo no art. 43, inciso I, da Lei nº 8.443/1992, combinado com o art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que, em conjunto, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, elaborem e enviem ao Tribunal plano de ação da execução do Programa de Reassentamento de Itaparica, incluindo atividades, prazos e responsáveis, voltado à implementação das medidas necessárias à transferência, imediata ou progressiva, do patrimônio de uso comum dos perímetros públicos irrigados de Itaparica para a Codevasf e da gestão destes perímetros para os reassentados, inclusive quanto à implementação das medidas necessárias à regularização das ações junto às Prefeituras Municipais de Santa Maria da Boa Vista, Tacaratu e Belém do São Francisco, em Pernambuco, e de Curaçá,



Rodelas e Glória, na Bahia, para que essas prefeituras assumam os serviços públicos de sua competência.

Neste sentido, a provisão para contrato oneroso relativa à UHE Itaparica poderá ser revista, em função do plano de execução que vier a ser implementado.

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:

1. Compra de energia

Empresas	2014	2015	2016	Após 2016
Amazonas	2.700	2.836	-	-
Chesf	433.277	364.345	307.597	3.212.902
Distribuidora A	155.486	173.233	-	-
Distribuidora Pi	290.945	294.100	-	-
Distribuidora R	724.581	382.350	-	-
Distribuidora Acr	63.471	136.955	-	-
Eletronorte	68.720	180.238	207.385	220.827
Eletrosul	8.279	8.279	8.279	8.278
Furnas	120.875	33.220	33.220	99.660
Total	1.868.334	1.575.556	556.481	3.541.667

2. Combustível nuclear (Eletronuclear)

Empresas	2013	2014/2015	Após 2015
Eletronuclear	370.000	571.279	6.403.772

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 I e UTN Angra II.

3. Compra de Energia de Produtor Independente - Proinfa

A Companhia apoia o desenvolvimento de projetos para a diversificação da matriz energética brasileira. Através do programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, instituído pela Lei 10.438, de abril de 2002, buscando soluções de cunho regional para o uso de fontes renováveis de energia e incentivado o crescimento da indústria nacional.

O Proinfa prevê a operação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada. As usinas do programa responderão pela geração de aproximadamente 12.000GWh/ano, equivalente a 3,2% do consumo total anual do país. Os 3.299,40 MW contratados estão divididos em 1.191,24 MW provenientes de 63 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas e 685,24 MW de 27



usinas a base de biomassa. Em 2006, a Companhia concordou em adquirir energia elétrica produzida pelo PROINFA por um período de 20 anos e transferir essa energia elétrica às concessionárias de transmissão e distribuição, que por sua vez transferem a energia elétrica aos consumidores livres e autoprodutores, excluídos os consumidores de baixa renda, na proporção de seus consumos. Cada concessionária de transmissão e distribuição pagam à Companhia o custo anual de energia elétrica fornecida aos consumidores cativos, consumidores livres e autoprodutores conectados às suas instalações, em doze pagamentos mensais, cada um deles antecipadamente ao mês no qual a energia deve ser consumida.

4. Venda de energia

<u>Empresas</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>Após 2016</u>
Chesf	2.014.587	1.255.379	485.051	2.544.962
Eletronorte	5.485.002	4.251.382	2.926.102	14.632.250
Eletrosul	5.853.610	8.049.723	8.278.569	16.557.138
Furnas	1.543.770	1.455.666	1.443.730	3.409.480
Itaipu	<u>3.362.592</u>	<u>3.370.031</u>	<u>3.396.813</u>	<u>20.215.722</u>
Total	<u>18.259.560</u>	<u>18.382.181</u>	<u>16.530.264</u>	<u>57.359.551</u>

Contratos assinados pelas empresas listadas acima com outras empresas do setor elétrico visando o suprimento/venda de energia elétrica. No caso no qual a Companhia não tenha geração de energia em quantidade suficiente em determinado período, pode-se recorrer a compra de energia elétrica no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica-CCEE para honrar o contrato de fornecimento de energia. Todavia, neste caso, a Companhia fica exposta ao valor do período do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, que pode ser maior que os valores de venda expostos nos contratos acima, ficando a Companhia sujeita a perdas financeiras nestas operações.

5. Compromissos sócio ambientais

<u>Empresas</u>	<u>2013</u>	<u>2014/2015</u>	<u>Após 2015</u>
Eletronuclear	20.598	11.554	127.085

A) Angra III

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 III, visando à execução dos programas e projetos em consonância com as condicionantes estabelecidas pelo IBAMA.

B) CGTEE - Usina termelétrica Presidente Médici

Em 13 de abril de 2011, foi celebrado o Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) entre a CGTEE, IBAMA, Eletrobras, Ministério de Minas e Energia, Ministério do Meio Ambiente e União, por intermédio da Advocacia Geral da União, para a adequação ambiental das Fases A e B da Usina Presidente Médici, localizada em Candiota - RS. O TAC prevê uma série de obrigações para a CGTEE até 31 de agosto de 2014 e conta com um investimento estimado da Companhia de R\$ 241.835. Após a conclusão do TAC, espera-se a renovação pelo IBAMA da licença de operação da Usina Termelétrica Presidente Médici.

A CGTEE assumiu diversos compromissos, destacamos alguns como: licitação internacional para a implantação do Sistema de Abatimento de Material Particulado e SO₂ na Fase B, recomposição de 1000 hectares de matas ciliares e/ou das áreas degradadas, localizadas nas bacias hidrográficas dos Rios Jaguarão e Arroio Candiota e revegetação na área de preservação permanente da bacia de acumulação da Barragem.

6. Aquisição de equipamentos

Empresas	2013	2014/2015	Após 2015
Eletronuclear	197.746	245.158	86.890

Contratos assinados com fornecedores diversos para aquisição de equipamentos para substituição no ativo imobilizado das usinas Angra I e Angra II, necessários à manutenção operacional desses ativos.

NOTA 37 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

I - Capital Social

O Capital Social da Companhia em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 31.305.331 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 31.305.331) 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), calculados sobre o capital correspondente a cada classe de ações.

O Capital Social está representado por 1.352.634.100 ações escriturais e está distribuído, por principais acionistas e pelas espécies de ações, em 31 de dezembro de 2012, conforme a seguir:



ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS			CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	Série B	%	QUANTIDADE	%
União	591.968.382	54,46	-	2.252	-	591.970.634	43,76
BNDSPAR	141.757.951	13,04	-	18.691.102	7,04	160.449.053	11,86
BNDES	76.338.832	7,02	-	18.262.671	6,88	94.601.503	6,99
FND	45.621.589	4,20	-	-	-	45.621.589	3,37
FGHAB	1.000.000	0,09	-	-	-	1.000.000	0,07
FGI	-	-	-	8.750.000	3,30	8.750.000	0,65
FGO	-	-	-	468.600	0,18	468.600	0,03
Outros	230.363.543	21,19	146.920	219.262.258	82,60	449.772.721	33,25
	<u>1.087.050.297</u>	<u>100</u>	<u>146.920</u>	<u>265.436.883</u>	<u>100,00</u>	<u>1.352.634.100</u>	<u>100,00</u>

Do total das 393.479.350 (já deduzidas as 526 ações ordinárias, referentes aos Diretores e Membros do Conselho de Administradores da Companhia) ações em poder dos minoritários, 248.613.434, ou seja, 63,18% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 152.860.563 de ordinárias, 28 de preferenciais da classe "A" e 95.752.843 de preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 67.910.925 ações ordinárias e 25.986.141 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de *American Depositary Receipts – ADRs*.

II - Reservas de Capital

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
Compensação de insuficiência de remuneração - CRC	18.961.102	18.961.102
Ágio na emissão de ações	3.384.310	3.384.310
Especial - Decreto-Lei 54.936/1964	387.419	387.419
Correção monetária do balanço de abertura de 1978	309.655	309.655
Correção monetária do Empréstimo Compulsório - 1987	2.708.432	2.708.432
Doações e subvenções - FINOR, FINAM e outros	297.424	297.424
	<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 e de 1% para a Reserva de Estudos e Projetos, sendo sua constituição limitada a 75% e a 2% do capital social.

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
Legal (art. 193 - Lei 6.404/1976)	2.233.017	2.233.016
Estatutárias (art. 194 – Lei 6.404/1976)	9.037.359	16.862.806
	<u>11.270.376</u>	<u>19.095.822</u>



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.

31/12/2012				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro/Prejuízo líquido atribuível a cada classe de ações	(5.528.270)	(748)	(1.349.899)	(6.878.916)
	(5.528.270)	(748)	(1.349.899)	(6.878.916)
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100,00%
Resultado por ação básico (R\$)	(5,09)	(5,09)	(5,09)	

31/12/2011				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro/Prejuízo líquido atribuível a cada classe de ações	2.831.333	383	691.358	3.523.074
	2.831.333	383	691.358	3.523.074
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100%
Resultado por ação básico (R\$)	2,60	2,60	2,60	

(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.

31/12/2012					
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro/Prejuízo líquido atribuível a cada classe de ações	(5.500.867)	(743)	(34.099)	(1.343.206)	(6.878.916)
	(5.500.867)	(743)	(34.099)	(1.343.206)	(6.878.916)
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	6.738	265.437	1.359.373
% de ações em relação ao total	79,97%	0,01%	0,50%	19,53%	100,00%
Resultado por ação diluído (R\$)	(5,06)	(5,06)	(5,06)	(5,06)	



31/12/2011					
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro/Prejuízo líquido atribuível a cada classe de ações	2.650.655	358	670	647.240	3.298.923
Dividendos Preferenciais	-	272	449	433.459	434.180
	<u>2.650.655</u>	<u>630</u>	<u>1.119</u>	<u>1.080.698</u>	<u>3.733.103</u>
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B Convertidas	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	275	265.437	1.352.909
% de ações em relação ao total	80,35%	0,01%	0,02%	19,62%	100,00%
Resultado por ação diluído (R\$)	2,44	4,29	4,07	4,07	

NOTA 39 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Geração				
Suprimento / Fornecimento	2.271.628	1.795.910	21.547.527	18.426.812
Repasse Itaipu	414.178	836.488	414.178	836.488
	<u>2.685.806</u>	<u>2.632.398</u>	<u>21.961.705</u>	<u>19.263.300</u>
Transmissão				
Atualizações da taxa de retorno - Transmissão	-	-	3.148.842	2.774.166
Receita de operação e manutenção	-	-	2.562.155	1.978.618
Receita de construção	-	-	3.681.603	3.603.492
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>9.392.600</u>	<u>8.356.276</u>
Distribuição				
Fornecimento	-	-	6.142.586	4.712.716
Receita de construção	-	-	1.345.519	729.064
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>7.488.105</u>	<u>5.441.780</u>
Outras receitas	<u>94.694</u>	<u>131.303</u>	<u>696.451</u>	<u>865.877</u>
	<u>2.780.499</u>	<u>2.763.701</u>	<u>39.538.861</u>	<u>33.927.233</u>
(-) Deduções à Receita Operacional				
(-) Encargos setoriais	-	-	(1.797.922)	(1.712.669)
(-) ICMS	-	-	(1.361.535)	(1.086.209)
(-) PASEP e COFINS	(148.948)	(156.894)	(2.290.415)	(1.901.838)
(-) Outras Deduções	-	-	(24.511)	(15.031)
	<u>(148.948)</u>	<u>(156.894)</u>	<u>(5.474.383)</u>	<u>(4.715.747)</u>
Receita operacional líquida	<u>2.631.551</u>	<u>2.606.807</u>	<u>34.064.477</u>	<u>29.211.486</u>

NOTA 40 – RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Investimentos em controladas				
Equivalência patrimonial	(7.981.070)	1.612.598	-	-
Rendimentos de capital - ITAIPU	43.812	36.637	43.812	36.637
	<u>(7.937.258)</u>	<u>1.649.235</u>	<u>43.812</u>	<u>36.637</u>
Investimentos em coligadas				
Equivalência patrimonial	252.658	244.612	271.550	290.693
Outros investimentos				
Juros sobre o capital próprio	23.520	19.243	23.520	19.243
Dividendos	112.018	139.728	112.018	139.728
Remuneração dos investimentos em parcerias	17.684	(3.516)	17.684	(3.516)
	<u>153.222</u>	<u>155.455</u>	<u>153.222</u>	<u>155.455</u>
	<u>(7.531.378)</u>	<u>2.049.302</u>	<u>468.584</u>	<u>482.785</u>

NOTA 41 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Pessoal	354.825	356.713	5.716.768	5.233.826
Material	4.241	4.537	321.484	303.347
Serviços	123.103	109.019	2.401.050	2.133.543
	<u>482.169</u>	<u>470.269</u>	<u>8.439.302</u>	<u>7.670.716</u>

NOTA 42 - ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA E USO DA REDE ELÉTRICA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Suprimento	-	-	1.935.330	1.281.766
Uso da Rede	-	-	1.763.953	1.420.934
Comercialização na CCEE	96.520	(31.095)	317.096	128.979
Proinfra	2.292.995	1.955.328	2.302.020	1.955.328
Outros	19.227	20.216	19.227	20.216
	<u>2.408.742</u>	<u>1.944.449</u>	<u>6.337.626</u>	<u>4.807.223</u>

NOTA 43 - PROVISÕES OPERACIONAIS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Garantias	28.885	70.596	28.885	70.596
Contingências	(251.693)	155.830	564.909	691.042
PCLD - Consumidores e Revendedores	-	-	862.226	511.356
PCLD - Financiamentos e Empréstimos	(137.495)	297.131	(137.495)	297.131
Passivo a descoberto em Controladas	1.011.968	294.375	-	-
Contratos Onerosos	-	-	1.607.869	96.204
Perdas em Investimentos	162.878	9.183	187.741	9.183
Plano de readequação do quadro de pessoal	-	-	(50.968)	498.114
Passivo Atuarial	-	-	438.328	(410.281)
Impairment	-	-	1.058.940	434.538
Ajuste a Valor de Mercado	(144.661)	5.956	(144.661)	5.956
Outras	94.506	103.319	911.217	644.910
	<u>764.388</u>	<u>936.390</u>	<u>5.326.991</u>	<u>2.848.749</u>

NOTA 44 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

1 - Gestão do Risco 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. As aquisições e vendas de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação.

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.

	CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
Total dos Empréstimos	49.651.200	42.413.678
(-) Caixa e Equivalente de Caixa	4.429.375	4.959.787
Dívida Líquida	45.221.825	37.453.891
(+) Total do Patrimônio Líquido	67.083.945	77.202.321
Total do Capital	<u>112.305.770</u>	<u>114.656.212</u>
Índice de Alavancagem Financeira	40%	33%



2 – Classificação por categoria de instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros da Companhia estão classificados em categorias de ativos e passivos financeiros, as quais contemplam inclusive os instrumentos derivativos, conforme segue:

ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11
Empréstimos e Recebíveis	32.503.580	30.340.544	78.975.112	67.315.226
Clientes	477.104	579.433	5.979.909	5.831.018
Empréstimos e financiamentos	29.210.956	27.726.142	9.723.477	9.733.390
Direitos de Ressarcimento	-	-	8.016.229	3.583.490
Ativo Financeiro - Concessões	2.815.520	2.034.969	40.818.225	48.167.328
Indenizações - Lei 12.783/2013	-	-	14.437.272	-
Mantidos Até o Vencimento	247.371	212.903	247.371	212.903
Títulos e Valores Mobiliários	247.371	212.903	247.371	212.903
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	5.462.141	10.062.711	11.684.671	16.778.313
Caixa e equivalentes de caixa	935.627	1.396.729	4.429.375	4.959.787
Títulos e Valores Mobiliários	4.526.514	8.665.982	6.779.577	11.437.959
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	-	475.719	380.567
Disponíveis para venda	1.422.821	1.561.532	6.108.986	1.702.902
Investimentos (Participações Societárias)	1.422.821	1.561.532	1.513.039	1.702.902
Ativo Financeiro - Concessões	-	-	4.595.947	-
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11
Mensurados pelo Custo Amortizado	19.756.417	19.389.262	69.298.959	56.689.961
Fornecedores	467.804	384.676	7.490.802	6.338.102
Empréstimos e financiamentos	18.638.428	18.294.278	49.651.200	42.413.678
Debêntures	-	-	726.127	1.018.647
Obrigações de Ressarcimento	650.185	710.308	7.789.757	3.431.228
Arrendamento Mercantil	-	-	2.023.033	1.918.541
Concessões a Pagar UBP	-	-	1.618.039	1.569.765
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	68.153	-	476.283	467.683
Instrumentos Financeiros Derivativos	68.153	-	476.283	467.683

2.1 - Ativos Financeiros

- Equivalentes de caixa: mantidos para a negociação à curto prazo e mensurados pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado.
- Títulos e valores mobiliários – Curto e Longo Prazo – usualmente mantidos para a negociação e designados no reconhecimento inicial pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado do período.
- Consumidores e revendedores: são registrados pelo seu valor nominal, similar aos valores justos e prováveis de realização. Os créditos renegociados são registrados

assumindo a intenção de mantê-los até o vencimento, pelos seus valores prováveis de realização, similares aos valores justos.

- d) 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.

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 carteira consolidada de empréstimos e financiamentos concedidos totalizou R\$ 9.723.477 (R\$ 9.737.390 em 31 de dezembro de 2011), conforme demonstrado a seguir por moeda:

Moeda	31/12/2012			31/12/2011		
	US\$ (equivalentes)	%	R\$	US\$ (equivalentes)	%	R\$
US\$	2.848.699	59,87%	5.821.317	3.211.422	61,89%	6.023.985
R\$	1.909.548	40,13%	3.902.160	1.977.506	38,11%	3.709.405
	<u>4.758.247</u>	<u>100,00%</u>	<u>9.723.477</u>	<u>5.188.928</u>	<u>100,00%</u>	<u>9.733.390</u>

- e) 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, no caso dos ativos relacionados a geração e transmissão, e como disponível para venda no caso da distribuição.
- f) Derivativos: são mensurados pelo valor justo e seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado ou no Patrimônio Líquido, dependendo do tipo de cada designação de hedge (se hedge de fluxo de caixa ou de valor justo), de acordo com o CPC 38.

2.2 - Passivos Financeiros - classificados nas seguintes categorias:

- a) Fornecedores: são mensurados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridos até a data do balanço, sendo o seu valor contábil aproximado de seu valor justo.
- 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 similares 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 2012 com contratos passivos, entre empréstimos, financiamentos e bônus, que totalizam R\$ 49.651.200 (R\$ 42.413.678 em 31 de dezembro de 2011), conforme demonstrado a seguir:

Moeda	31/12/2012			31/12/2011		
	US\$ (equivalentes)	%	R\$	US\$ (equivalentes)	%	R\$
US\$	9.301.210	38,28%	19.007.022	9.575.952	42,35%	17.962.570
REAL	14.837.600	61,07%	30.320.635	12.807.023	56,64%	24.023.411
YEN	140.792	0,58%	287.709	185.779	0,82%	348.484
EURO	17.536	0,07%	35.834	42.229	0,19%	79.213
	<u>24.297.137</u>	<u>100,00%</u>	<u>49.651.200</u>	<u>22.610.983</u>	<u>100,00%</u>	<u>42.413.678</u>

c) 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% ao ano, com prazo de resgate definido.

d) Demais passivos financeiros: são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva, e seus valores justos são similares aos seus valores contábeis.

3 - 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:

3.1 - 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 exposição a riscos financeiros que causam volatilidade em suas demonstrações contábeis bem como em seu fluxo de caixa. A companhia apresenta relevante exposição 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.

Nesse contexto foi aprovada a Política de *hedge* Financeiro da Companhia. O objetivo da atual política é monitorar e mitigar a exposição às 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 Companhia.

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, a solução estrutural, e, apenas nos casos residuais, seriam adotadas operações com instrumentos financeiros derivativos.

As operações com derivativos financeiros, quando realizadas, serão 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.

A Companhia vem realizando estudos e discutindo, através do Comitê de Hedge Financeiro, a realização de operações de hedge. Em 2011 foi ampliado o Programa de Operações com Instrumentos Derivativos, o qual passa a abranger, além dos descasamentos de moeda até o período de dezembro de 2012, também as exposições à taxa de juros existentes em tal período.

A empresa realizou operações de trava de juros Libor com o intuito de neutralizar a volatilidade dos contratos de captação realizados à Libor de 6 meses. Além da operação de swap de Libor, estratégias de hedge cambial foram analisadas em 2011 e estão sendo implementadas, priorizando as soluções estruturais, em linha com a Política de Hedge Financeiro da Companhia. Dentro dessa estratégia tem-se levado em conta na estruturação das novas captações, não só o montante total do descasamento, mas também sua disposição ao longo do tempo, com vistas a efetuar tanto o hedge de balanço patrimonial da Companhia como o de seu fluxo de caixa.

Segue abaixo a posição destas operações de swap da taxa Libor por taxa fixa em 31 de dezembro de 2012:

31/12/2012				
Transação	Montantes contratados (notional)	Taxas utilizadas	Vencimento	Valor Justo
01/2011	20.192	2,4400%	25/11/2015	(1.139)
02/2011	20.192	2,4900%	25/11/2015	(1.169)
03/2011	50.000	3,2780%	10/08/2020	(8.929)
04/2011	100.000	3,3240%	10/08/2020	(18.694)
05/2011	50.000	2,1490%	10/08/2015	(2.357)
06/2011	100.000	2,2725%	10/08/2015	(5.088)
07/2011	100.000	2,1790%	10/08/2015	(4.836)
08/2011	100.000	2,1500%	10/08/2015	(4.683)
09/2012	25.000	1,6795%	27/11/2020	(1.459)
10/2012	25.000	1,6295%	27/11/2020	(1.360)
11/2012	75.000	1,6285%	27/11/2020	(4.074)
12/2012	75.000	1,2195%	29/11/2017	(2.607)
13/2012	75.000	1,2090%	29/11/2017	(3.009)
14/2012	50.000	1,2245%	29/11/2017	(2.060)
15/2012	50.000	1,1670%	29/11/2017	(1.920)
16/2012	50.000	1,1910%	29/11/2017	(2.003)
17/2012	50.000	1,2105%	29/11/2017	(2.070)
18/2012	25.000	1,1380%	29/11/2017	(695)
Total	1.040.384			(68.152)

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 esse risco, a Companhia 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 Companhia. Atualmente, a Companhia seleciona semestralmente as 20 melhores instituições financeiras baseadas nos critérios mencionados como instituições credenciadas a efetuarem operações de derivativos com a Companhia. 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.

A Companhia determina para que todas as operações com derivativos a serem realizadas sejam enquadradas no conceito de "hedge de proteção", ratificando, com isso, o intuito único e exclusivo de realizar hedge com tais posições. Essa medida contrapõe o risco de liquidação descasada das posições de hedge com os seus respectivos objetos, visto que os fluxos financeiros de ambos sempre estarão casados.

3.1.1 – Operações em outras entidades

As seguintes controladas e coligadas efetuaram operações de derivativos no período e os impactos foram os seguintes:

- ESBR Participações S.A – efetuou operações de NDF classificadas como *hedge* de fluxo de caixa. Estas operações geraram no exercício um resultado abrangente negativo no valor de R\$ 231.

3.2 - 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. A Companhia monitora a sua exposição a taxa Libor e contrata operações de derivativos para minimizar esta exposição, conforme mencionado acima.

A exposição da Companhia às taxas de juros de ativos e passivos financeiros está detalhada no item de análise de sensibilidade desta nota explicativa.

3.3 - Risco de commodities

a) Eletronorte

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	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 MW - até 31/12/2006 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\$ 1,450.00/ton, respectivamente.

Considerando que o prêmio está associado ao preço da *commodity* do alumínio da LME, é possível atribuir o *fair value* destes contratos. O valor da LME para o mês de dezembro de 2012 estava cotado a US\$ 2,098.00 por tonelada, ou seja, 3,1% maior que o verificado em dezembro de 2011 quando o preço da *commodity* alcançou US\$



2,034.00 por tonelada. Tal variação, somada à desvalorização do Real em 2012, onde o valor do dólar passou de R\$ 1,79 para R\$ 2,05, ou seja, 14,52% de variação durante o ano de 2012, proporcionaram uma melhora na expectativa do valor justo para os derivativos. Outro ponto importante nesse contexto foi a política do governo federal adotada para reduzir a taxa de juros básica da economia, dada pela taxa SELIC, por meio dos bancos públicos. Isso resultou em uma redução da taxa média da SELIC (24 meses à frente) de 9,90% para 7,25% ao ano.

O impacto do derivativo embutido no resultado foi positivo em 2012 em R\$ 133.804 e de R\$ 124.770 negativo em 2011 e a posição patrimonial apresentada é ativa em R\$ 472.364 em 2012 e R\$ 376.950 em 2011.

3.4 - 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.

A concentração de risco de crédito em relação a qualquer contraparte individualmente não foi superior a 8% dos ativos monetários brutos em 31 de dezembro de 2012.

3.5 - 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 consequentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as necessidades operacionais.

As datas de vencimento dos instrumentos financeiros derivativos estão divulgadas no item 3.1 desta nota explicativa. 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. As tabelas incluem os fluxos de caixa dos juros a incorrer e do principal. Na medida em que os fluxos de juros são pós-fixados, o valor não descontado foi obtido com base nas curvas de juros no encerramento do exercício. O vencimento contratual baseia-se na data mais recente em que o Grupo deve quitar as respectivas obrigações.

	CONTROLADORA 31/12/2012				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	2.270.464	665.259	1.483.880	15.336.813	19.756.417
Fornecedores	467.804	-	-	-	467.804
Empréstimos e financiamentos	1.152.475	665.259	1.483.880	15.336.813	18.638.428
Obrigações de Ressarcimento	650.185	-	-	-	650.185
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	68.153	-	-	68.153
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	68.153	-	-	68.153

	CONTROLADORA 31/12/2011				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	1.583.104	261.201	1.642.499	15.902.458	19.389.262
Fornecedores	384.676	-	-	-	384.676
Empréstimos e financiamentos	488.120	261.201	1.642.499	15.902.458	18.294.278
Obrigações de Ressarcimento	710.308	-	-	-	710.308

	CONSOLIDADO 31/12/2012				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	18.813.729	5.628.118	11.100.818	37.399.741	72.942.406
Fornecedores	7.512.083	-	-	-	7.512.083
Empréstimos e financiamentos	4.792.990	3.369.497	9.956.605	35.153.071	53.272.163
Debêntures	316.899	17.593	345.509	47.330	727.331
Obrigações de Ressarcimento	5.988.698	1.801.059	-	-	7.789.757
Arrendamento Mercantil	162.929	325.858	488.786	1.045.460	2.023.033
Concessões a Pagar UBP	40.131	114.110	309.918	1.153.880	1.618.039
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	185.031	291.252	-	-	476.283
Instrumentos Financeiros Derivativos	185.031	291.252	-	-	476.283

	CONSOLIDADO 31/12/2011				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	15.264.773	4.811.219	9.357.358	33.181.096	62.614.446
Fornecedores	6.503.957	-	-	-	6.503.957
Empréstimos e financiamentos	5.887.383	2.794.041	8.508.684	30.866.130	48.056.238
Debêntures	739.237	279.410	-	-	1.018.647
Obrigações de Ressarcimento	1.955.966	1.475.262	-	-	3.431.228
Arrendamento Mercantil	142.997	259.034	388.551	1.127.959	1.918.541
Concessões a Pagar UBP	35.233	3.472	460.123	1.187.007	1.685.835
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	269.718	197.965	-	-	467.683
Instrumentos Financeiros Derivativos	269.718	197.965	-	-	467.683



4 – Análise de Sensibilidade dos instrumentos financeiros

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 2012 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e Economic Outlook 86, publicado pela OECD.

4.1 – Empréstimos concedidos

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.

4.1.1 - Depreciação dos Índices - Empréstimos concedidos (em centavos e percentuais)

Contratos Concedidos - Var. Negativa - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dolar	6.146.195	12.559.749	2,080	1,664	1,387	10.227.268	8.522.723
IGP-M	7.823.941	15.988.224	5,31%	4,25%	3,54%	332.361	276.968
EURO	17.534	35.832	2,643	2,114	1,762	37.074	30.895
IENE	179.897	367.620	0,026	0,021	0,017	3.770	3.142
TOTAL	14.167.568	28.951.424				10.600.473	8.833.728

Contratos Concedidos - Var. Negativa - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dolar	2.848.699	5.821.317	2,080	1,664	1,387	4.740.236	3.950.196
IGP-M	1.911.830	3.906.824	5,31%	4,25%	3,54%	81.215	67.679
TOTAL	4.760.529	9.728.141				4.821.450	4.017.875

4.1.2 - Apreciação dos Índices - Empréstimos concedidos (em centavos e percentuais)

Contratos Concedidos - Var. Positiva - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dolar	6.146.195	12.559.749	2,080	2,600	3,120	15.980.106	19.176.127
IGP-M	7.823.941	15.988.224	5,31%	6,64%	7,97%	519.314	623.177
EURO	17.534	35.832	2,643	3,304	3,964	57.928	69.514
IENE	179.897	367.620	0,026	0,033	0,039	5.891	7.069
TOTAL	14.167.568	28.951.424				16.563.239	19.875.887

Contratos Concedidos - Var. Positiva - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dolar	2.848.699	5.821.317	2,080	2,600	3,120	7.406.618	8.887.942
IGP-M	1.911.830	3.906.824	5,31%	6,64%	8,30%	126.898	158.622
TOTAL	4.760.529	9.728.141				7.533.516	9.046.564

4.2 – Empréstimos obtidos

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos 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.

4.2.1 - Depreciação dos Índices - Empréstimos obtidos (em centavos e percentuais)

Contratos Obtidos - Var. Negativa - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dólar	4.621.506	9.444.047	2,080	1,664	1,387	7.690.186	6.408.488
IGP-M	(4.596.813)	(9.393.588)	5,31%	0,042	0,035	(195.273)	(332.533)
EURO	140.792	287.709	2,643	2,114	1,762	297.685	248.071
IENE	140.792	287.709	0,026	0,021	0,017	2.951	2.459
TOTAL	306.277	625.877				7.795.549	6.326.485

Contratos Obtidos - Var. Negativa - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dólar	9.289.405	18.982.899	2,080	1,664	1,387	15.457.570	12.881.308
IGP-M	14.837.600	30.320.635	5,31%	4,25%	0,035	630.301	525.251
EURO	17.536	35.834	2,643	2,114	1,762	37.077	30.897
IENE	140.792	287.709	0,026	0,021	0,017	2.951	2.459
TOTAL	24.285.333	49.627.077				16.127.898	13.439.915

4.2.2 - Apreciação dos Índices - Empréstimos obtidos (em centavos e percentuais)

Contratos Obtidos - Var. Positiva - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dólar	4.621.506	9.444.047	2,080	2,600	3,120	12.015.915	14.419.098
IGP-M	(4.596.813)	(9.393.588)	5,31%	6,64%	0,080	(305.113)	(748.199)
EURO	140.792	287.709	2,643	3,304	3,964	465.133	558.160
IENE	140.792	287.709	0,026	0,033	0,039	4.610	5.532
TOTAL	306.277	625.877				12.180.545	14.234.591

Contratos Obtidos - Var. Positiva - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dólar	9.289.405	18.982.899	2,080	2,600	3,120	24.152.453	28.982.943
IGP-M	14.837.600	30.320.635	5,31%	6,64%	7,97%	984.846	1.181.815
EURO	17.536	35.834	2,643	3,304	3,964	57.932	69.519
IENE	140.792	287.709	0,026	0,033	0,039	4.610	5.532
TOTAL	24.285.333	49.627.077				25.199.841	30.239.809

4.3 – Ativo Financeiro de Itaipu Binacional

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%.

4.3.1 - Depreciação de Índices do Ativo Financeiro de Itaipu Binacional:

Ativo Financeiro Itaipu - Variação Negativa - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
Dólar	9.645.362	19.710.296	2,080	1,664	1,387	16.049.882	13.374.901

4.3.2 - Apreciação de Índices do Ativo Financeiro de Itaipu Binacional:

Ativo Financeiro Itaipu - Variação Positiva - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dólar	9.645.362	19.710.296	2.080	2.600	3.120	25.077.940	30.093.528

4.4 – Derivativos embutidos indexados ao preço do Alumínio

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos de fornecimento de energia dos consumidores eletrointensivos Albras e Alumar, esta subdividida em Alcoa e BHP, por possuírem cláusula contratual referente ao prêmio por variação do preço do Alumínio no mercado internacional (vide item 3.3 – Risco de Commodities desta nota explicativa acima).

Desta forma, foi sensibilizada para tais contratos híbridos uma variação sobre o preço do prêmio auferido conforme tabela abaixo. Os componentes de volatilidade do prêmio basicamente são: preço do Alumínio Primário na LME, câmbio e CDI. Abaixo é possível verificar o impacto de cada cenário no resultado da empresa.

Saldo em 31/12/2012	Cenário I (-25%) Índices e preços	Cenário II (-50%) Índices e preços	Cenário I (+25%) Índices e preços	Cenário II (+50%) Índices e preços
472.364	98.206	-	985.655	1.196.920

Para o cenário II (redução de 50%) o preço esperado para a tonelada de alumínio ofertada na LME fica abaixo do preço mínimo para aferição de prêmio contratual (US\$ 1,450.00), logo o valor tende a zero impactando na marcação a mercado do derivativo embutido.

Quanto a variação obtida entre os cenários III e IV (aumento de 25% e 50%) a grande variação apresentada refere-se a aplicação dos referidos percentuais nos valores de Câmbio, Preço de Alumínio e CDI.

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.

5 – 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			
31/12/2012			
	NIVEL 1	NIVEL 2	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Disponível para venda	1.422.821	-	1.422.821
Investimentos (Participações Societárias)	1.422.821	-	1.422.821
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	5.462.141	-	5.462.141
Caixa e equivalentes de caixa	935.627	-	935.627
Títulos e Valores Mobiliários	4.526.514	-	4.526.514
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	68.153	68.153
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	68.153	68.153

CONTROLADORA			
31/12/2011			
	NIVEL 1	NIVEL 2	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Disponível para venda	1.561.532	-	1.561.532
Investimentos (Participações Societárias)	1.561.532	-	1.561.532
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	10.062.711	-	10.062.711
Caixa e equivalentes de caixa	1.396.729	-	1.396.729
Títulos e Valores Mobiliários	8.665.982	-	8.665.982

CONSOLIDADO			
31/12/2012			
	NIVEL 1	NIVEL 2	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Disponível para venda	1.513.039	4.595.947	6.108.986
Investimentos (Participações Societárias)	1.513.039	-	1.513.039
Ativo Financeiro - Concessões	-	4.595.947	4.595.947
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	11.208.952	475.719	11.684.671
Caixa e equivalentes de caixa	4.429.375	-	4.429.375
Títulos e Valores Mobiliários	6.779.577	-	6.779.577
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	475.719	475.719
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	476.283	476.283
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	476.283	476.283

	CONSOLIDADO			
	31/12/2011			
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.702.902	-	-	1.702.902
Investimentos (Participações Societárias)	1.702.902	-	-	1.702.902
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	16.397.746	380.567	-	16.778.313
Caixa e equivalentes de caixa	4.959.787	-	-	4.959.787
Títulos e Valores Mobiliários	11.437.959	-	-	11.437.959
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	380.567	-	380.567
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	467.683	-	467.683
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	467.683	-	467.683

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo foram classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) 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 líquido. 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 45 - 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 aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011, são as seguintes:

	31/12/2012				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Receita Operacional Líquida	163.953	20.684.447	8.688.595	4.527.483	34.064.477
Despesas Operacionais	(1.565.822)	(18.821.973)	(7.256.879)	(4.751.641)	(32.396.316)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(1.401.870)	1.862.473	1.431.716	(224.158)	1.668.162
Resultado Financeiro	2.017.342	(911.592)	(482.098)	8.856	632.509
Efeitos da Lei 12.783/13	-	(7.226.581)	(3.134.874)	276.074	(10.085.381)
Resultado de Participações Societárias	468.584	-	-	-	468.584
Imposto de renda e contribuição social	(644.209)	258.476	801.669	(25.462)	390.474
Participação Minoritária	46.737	-	-	-	46.737
Lucro (prejuízo) Líquido do Exercício	486.585	(6.017.223)	(1.383.587)	35.310	(6.878.916)

31/12/2011

	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Receita Operacional Líquida	192.963	19.093.367	7.778.698	2.467.716	29.532.744
Despesas Operacionais	(2.094.716)	(13.690.743)	(7.071.445)	(2.532.998)	(25.389.902)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(1.901.753)	5.402.624	707.253	(65.282)	4.142.842
Resultado Financeiro	1.909.379	(1.218.314)	(436.152)	(20.460)	234.453
Resultado de Participações Societárias	482.785	-	-	-	482.785
Imposto de renda e contribuição social	(189.200)	(696.752)	(198.294)	(13.815)	(1.098.061)
Participação Minoritária	(29.454)	-	-	-	(29.454)
Lucro (prejuízo) Líquido do Exercício	271.757	3.487.558	72.807	(99.557)	3.732.565

NOTA 46 - TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A controladora final da Companhia é a União que detém 54,46% das ações ordinárias da Companhia (vide nota 37).

As transações da Companhia 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.

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2012		RESULTADO	31/12/2011		RESULTADO
ATIVO	PASSIVO	ATIVO	PASSIVO				
FURNAS	Financiamentos e empréstimos	3.386.341	-	-	3.452.221	-	-
	AFAC	525.450	-	-	300.000	-	-
	Dividendo a receber	-	-	-	64.200	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(13.879)	-	-	258.679
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	213.487	-	-	154.956
		3.911.791	-	(1102.392)	3.509.421	-	413.635
CHESF	Financiamentos e empréstimos	128.655	-	-	143.001	-	-
	AFAC	-	-	-	1293.000	-	-
	Dividendo a receber	-	-	-	297.947	-	-
	Outros passivos	-	1355	-	-	1355	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	9.623	-	-	10.613
		128.655	1355	(5.317.877)	1733.948	1355	1557.764
ELETRONORTE	Financiamentos e empréstimos	4.161.903	-	-	4.069.029	-	-
	Dividendos a receber	-	-	-	13.773	-	-
	AFAC	220.240	-	-	1.125.949	-	-
	Outros	-	-	-	-	1355	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(709.978)	-	-	67.179
		4.382.143	-	(416.229)	5.208.751	1355	357.705
ELETROSUL	Financiamentos e empréstimos	1.092.411	-	-	982.881	-	-
	Dividendo a receber	15.613	-	-	24.490	-	-
	AFAC	554.768	-	-	1.810.793	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	65.486	-	-	103.145
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	65.110	-	-	56.368
		1.662.792	-	130.595	2.818.164	-	159.513
CGTEE	Financiamentos e empréstimos	1.074.018	-	-	1.000.511	-	-
	AFAC	160.949	-	-	452.704	-	-
	Dividendo a receber	53.723	-	-	37.263	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(417.946)	-	-	18.026
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	39.882	-	-	36.240
		1.288.690	-	(378.064)	1.490.478	-	54.266



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2012			31/12/2011		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
ELETRONUCLEAR	Financiamentos e empréstimos	1.099.311	-	-	1.178.350	-	-
	Outros ativos	264.404	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	237.215	-	-	165.361	-
	Resultado de participações societárias	-	-	19.724	-	-	215.120
	Recargas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	71.280	-	-	60.445
		1.363.715	237.215	91.004	1.178.350	165.361	275.565
ITAIPU	Financiamentos e empréstimos	5.821.138	-	-	5.882.593	-	-
	Dividendo a receber	8.164	-	-	469	-	-
	Recargas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	403.056	-	-	376.296
		5.829.482	-	403.056	5.883.062	-	376.296
CEAL	Financiamentos e empréstimos	421.155	-	-	311.312	-	-
	AFAC	176.514	-	-	97.354	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(87.067)	-	-	(87.457)
	Recargas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	28.727	-	-	15.266
	597.669	-	(58.340)	408.666	-	(72.191)	
CEPISA	Financiamentos e empréstimos	579.092	-	-	463.898	-	-
	AFAC	430.282	-	-	275.984	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	223.505	-	-	-	-
	Provisões operacionais	-	-	36.488	-	-	-
	Recargas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	38.212	-	-	4174
	1.009.374	223.505	74.700	739.882	-	4174	
AMAZONAS ENERGIA	Financiamentos e empréstimos	1.028.989	-	-	623.093	-	-
	AFAC	277.681	-	-	63.918	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	1.128.018	-	-	-	-
	Provisões operacionais	-	-	829.203	-	-	(372.013)
	Recargas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	55.072	-	-	48.741
	1.306.670	1.128.018	884.275	687.011	-	(323.272)	
CERON	Financiamentos e empréstimos	281.242	-	-	116.504	-	-
	AFAC	162.798	-	-	88.837	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(135.118)	-	-	(137.645)
	Recargas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	13.715	-	-	7.729
	444.040	-	(121.403)	205.341	-	(129.916)	
ELETROPAR	Dividendos a receber	-	-	-	4.703	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	12.831	-	-	19.802
		-	-	12.831	4.703	-	19.802
ELETROACRE	Financiamentos e empréstimos	154.954	-	-	107.547	-	-
	AFAC	217.497	-	-	160.822	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	2.605	-
	Recargas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	11.985	-	-	8.678
	372.451	-	11.985	268.369	2.605	8.678	
TESOURO NACIONAL	Obrigações	-	168.119	-	-	264.726	-
		-	168.119	-	-	264.726	-
INAMBARI	Resultado de participações societárias	-	-	(1.352)	-	-	(1.772)
		-	-	(1.352)	-	-	(1,772)
NORTE ENERGIA	Resultado de participações societárias	-	-	(5,750)	-	-	(1,536)
		-	-	(5,750)	-	-	(1,536)
CHC	Resultado de participações societárias	-	-	(2,421)	-	-	(2,518)
		-	-	(2,421)	-	-	(2,518)
ELETROS	Contribuições Previdenciárias	-	-	28.292	-	-	14,175
		-	-	28,292	-	-	14,175
MANGUE SECO	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	2,662
		-	-	-	-	-	2,662

		CONSOLIDADO					
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	31/12/2012			31/12/2011		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
PODER PÚBLICO FEDERAL	Consumidores e revendedores	13.539	-	-	9.901	-	-
	Contas a receber	3.008	-	-	-	-	-
	Fornecimento de energia elétrica	-	-	-	14.801	-	-
	Outras receitas	-	-	81.975	-	-	55.011
		<u>16.547</u>	<u>-</u>	<u>81.975</u>	<u>24.702</u>	<u>-</u>	<u>55.011</u>
BNDES	Empréstimos e financiamentos a pagar	-	10.849.335	-	-	8.173.793	-
		-	10.849.335	-	-	8.173.793	-
	Contas a receber	5.411	-	-	1.927	-	-
	Contribuições previdenciárias	-	5.138	-	-	4.740	-
	Fornecedores	-	80	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	(267.534)	-	-	(438.949)	-
	Contratos de dívida atuariais	-	24.374	-	-	56.762	-
	Outros passivos	-	197.440	-	-	24.261	-
	Contribuições normal mantenedor	-	-	(16.198)	-	-	(15.011)
	REAL GRANDEZA	Receitas financeiras	-	-	279	-	-
	Ativo atuarial - baixa e provisão atuarial	-	-	(19.812)	-	-	-
	Despesas financeiras	-	-	4	-	-	-
	Outras despesas	-	-	(79.464)	-	-	(62.048)
	Provisão atuarial	-	-	-	-	-	40.134
	Contribuições desp administrativa	-	-	-	-	-	(2.517)
	Reversão das contribuições	-	-	19.914	-	-	-
		<u>5.411</u>	<u>(40.502)</u>	<u>(95.277)</u>	<u>1.927</u>	<u>(353.186)</u>	<u>(39.442)</u>
NUCLEOS	Contribuições previdenciárias	-	2.942	-	-	1.788	-
	Reversão das contribuições	-	-	20.733	-	-	-
	Provisão atuarial	-	-	-	-	-	(15.734)
	Contribuições normal mantenedor	-	-	(20.733)	-	-	(11.704)
		-	2.942	-	-	1.788	(27.438)
RS ENERGIA	Contas a receber	1	-	-	3.503	-	-
	JCP / Dividendos a receber	2.332	-	-	773	-	-
	AFAC	-	-	-	142.046	-	-
	Participação societária permanente	221.325	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	8.182	-	-	3.253
	Equivalência patrimonial acumulada	10.594	-	-	4.158	-	-
	Outras ativos	1	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.330	-	-	1.957
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	4	-	-	-
Outras receitas	-	-	15	-	-	13	
		<u>234.253</u>	<u>-</u>	<u>9.531</u>	<u>150.480</u>	<u>-</u>	<u>5.223</u>
UIRAPURU	Contas a receber	1	-	-	17	-	-
	JCP / Dividendos a receber	1.908	-	-	1.382	-	-
	Participação societária permanente	33.111	-	-	33.011	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	7.271	-	-	6.238	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	7.935	-	-	3.680
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	2	-	-	55
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.289	-	-	2.091
Outras receitas	-	-	16	-	-	13	
		<u>42.291</u>	<u>-</u>	<u>10.242</u>	<u>40.648</u>	<u>-</u>	<u>5.839</u>
ARTEMIS	Contas a receber	2	-	-	501	-	-
	JCP / Dividendos a receber	15.945	-	-	4.863	-	-
	Participação societária permanente	148.578	-	-	148.578	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	16.809	-	-	10.402	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	26.989	-	-	11.983
	Outras ativos	537	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	5.606	-	-	-
Receitas de uso da rede elétrica	-	-	9	-	-	5.984	
Outras receitas	-	-	-	-	-	84	
		<u>181.871</u>	<u>-</u>	<u>32.604</u>	<u>164.344</u>	<u>-</u>	<u>18.051</u>
PORTO VELHO	Contas a receber	2	-	-	5	-	-
	JCP / Dividendos a receber	1.351	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	297.793	-	-	190.293	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	3.238	-	-	1.904	-	-
	Outras receitas	-	-	60	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(1.330)
Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.685	-	-	58	
		<u>302.384</u>	<u>-</u>	<u>2.745</u>	<u>192.202</u>	<u>-</u>	<u>(1.272)</u>
NORTE BRASIL	Participação societária permanente	189.640	-	-	23.530	-	-
	JCP / Dividendos a receber	805	-	-	250	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	3.984	-	-	(7.411)	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.414	-	-	1.164
		<u>194.429</u>	<u>-</u>	<u>3.414</u>	<u>16.369</u>	<u>-</u>	<u>1.164</u>



		CONSOLIDADO					
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	31/12/2012			31/12/2011		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
ETAU	Contas a receber	-	-	-	55	-	-
	JCP / Dividendos a receber	535	-	-	2.055	-	-
	Participação societária permanente	9.567	-	-	9.567	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	14.129	-	-	10.732	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.793	-	-	5.413
	Outros ativos	16	-	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	1	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	219	-	-	664
Outras receitas	-	-	2	-	-	7	
		24.247	-	5.015	22.409	-	6.084
ESBR	Participação societária permanente	952.342	-	-	562.342	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(12.518)	-	-	(7.934)	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(4.352)	-	-	(3.646)
		939.824	-	(4.352)	554.408	-	(3.646)
CERRO CHATO I	Contas a receber	5	-	-	5	-	-
	Participação societária permanente	86.940	-	-	180	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(440)	-	-	2.095	-	-
	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	57	-	-	15
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(261)	-	-	-
Outras receitas	-	-	9	-	-	7	
		86.506	-	(195)	2.280	-	22
CERRO CHATO II	Contas a receber	5	-	-	5	-	-
	Participação societária permanente	81.090	-	-	180	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(1.084)	-	-	(180)	-	-
	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(904)	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	57	-	-	23
Outras receitas	-	-	9	-	-	7	
		80.012	-	(838)	-	-	-
CERRO CHATO III	Contas a receber	5	-	-	5	-	-
	JCP / Dividendos a receber	176	-	-	652	-	-
	Participação societária permanente	74.970	-	-	180	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	849	-	-	(180)	-	-
	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	2.927
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1.721)	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	57	-	-	30
Outras receitas	-	-	8	-	-	7	
		76.001	-	(1.656)	657	-	2.964
TELES PIRES	Participação societária permanente	184.194	-	-	187.928	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	(828)	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(3.734)	-	-	(828)
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(3.734)	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	196	-	-	-
		184.194	-	(7.272)	187.100	-	(828)
INTEGRAÇÃO	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	2.060	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	20.155	-	-	8.898	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	9.197	-	-	8.646
		20.155	-	9.197	10.958	-	8.646
COSTA OESTE	Participação societária permanente	1.390	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(252)	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(252)	-	-	-
		1.138	-	(252)	-	-	-
TSBE	Participação societária permanente	6.408	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(107)	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	105	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(106)	-	-	-
		6.301	-	(1)	-	-	-
LIVRAMENTO	Participação societária permanente	36.055	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(775)	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	119	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(775)	-	-	-
		35.280	-	(656)	-	-	-
SANTA VITÓRIA	Participação societária permanente	97.551	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(492)	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(492)	-	-	-
	Outras receitas	-	-	119	-	-	-
Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	-	
		97.059	-	(373)	-	-	-



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2012			31/12/2011		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
MARUMBI	Participação societária permanente	622	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(52)	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(52)	-	-	-
		570	-	(52)	-	-	-
CHUI	Participação societária permanente	33.887	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(281)	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(281)	-	-	-
		33.606	-	(281)	-	-	-
AMAPARI ENERGIA	Participação societária permanente	39.191	-	-	34.105	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	7.355	-	-	6.109
		39.191	-	7.355	34.105	-	6.109
FACHESF	Fornecedores	-	2.160	-	-	7.181	-
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	9.317	-
	Contratos de dívida atuariais	-	2.523	-	-	381.560	-
	Contribuição normal	-	11.001	-	-	-	-
	Despesas atuariais	-	-	(30.650)	-	-	44.101
	Despesas financeiras	-	-	(31.363)	-	-	-
	Despesas operacionais	-	-	(18.581)	-	-	(16.381)
		-	15.684	(80.594)	-	398.058	27.720
TDG	Participação societária permanente	45.183	-	-	15.235	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	875	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	2.217
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(4.352)	-	-	-
		45.183	-	(3.477)	15.235	-	2.217
MANAUS TRANSMISSÃO	Participação societária permanente	187.758	-	-	122.268	-	-
	Contas a Pagar	-	-	-	-	112	-
	Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	(467)	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	1.722
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(5.452)	-	-	(8.041)
		187.758	-	(5.452)	122.268	(355)	(6.319)
IEMADEIRA	Participação societária permanente	514.112	-	-	359.756	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	5.028
	Outros Créditos	-	-	-	-	-	260
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	19.116	-	-	10.872
		514.112	-	19.116	359.756	-	16.160
MANAUS CONSTRUÇÃO	JCP / Dividendos a receber	2.970	-	-	8.432	-	-
	Participação societária permanente	15.410	-	-	6.392	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.556	-	-	8.874
		18.380	-	3.556	14.824	-	8.874
STN	Contas a receber	177	-	-	174	-	-
	Participação societária permanente	188.861	-	-	195.267	-	-
	Fornecedores	-	1.226	-	-	1.271	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	17.615	-	-	28.314
	Receitas de JCP / Dividendos	-	-	7.494	-	-	5.872
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.134	-	-	2.055
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(11.321)	-	-	(10.869)
		189.038	1.226	15.922	195.441	1.271	25.372
INTESA	JCP / Dividendos a receber	762	-	-	609	-	-
	Participação societária permanente	35.646	-	-	31.692	-	-
	Fornecedores	-	924	-	-	929	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.107	-	-	3.095
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(8.696)	-	-	(8.429)
		36.408	924	(4.589)	32.301	929	(5.334)
EAPSA	Consumidores e revendedores	242	-	-	244	-	-
	JCP / Dividendos a receber	3.090	-	-	4.252	-	-
	Participação societária permanente	261.301	-	-	157.112	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	40.404	-	-	38.792
		264.633	-	40.404	161.608	-	38.792
ESBR Part.	Participação societária permanente	939.825	-	-	554.408	-	-
	Outros resultados abrangentes	-	(231)	-	-	(3.253)	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(4.352)	-	-	(3.646)
		939.825	(231)	(4.352)	554.408	(3.253)	(3.646)
SETE GAMELEIRAS	Contas a receber	15	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	19.810	-	-	1.850	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	56	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(88)	-	-	(157)
		19.825	-	(32)	1.850	-	(157)



		CONSOLIDADO					
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	31/12/2012			31/12/2011		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
S. PEDRO DO LAGO	Participação societária permanente	14.098	-	-	1.803	-	-
	Contas a receber	15	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	56	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(117)	-	-	(143)
		<u>14.113</u>	<u>-</u>	<u>(61)</u>	<u>1.803</u>	<u>-</u>	<u>(143)</u>
PEDRA BRANCA	Participação societária permanente	13.504	-	-	1.737	-	-
	Consumidores e revendedores	15	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	56	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(118)	-	-	(179)
		<u>13.519</u>	<u>-</u>	<u>(62)</u>	<u>1.737</u>	<u>-</u>	<u>(179)</u>
BRASVENTO MIASSABA	AFAC	22.885	-	-	10.685	-	-
	Participação societária permanente	9.534	-	-	(352)	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(799)	-	-	-
		<u>32.419</u>	<u>-</u>	<u>(799)</u>	<u>10.333</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
BRASVENTO EOLO	AFAC	16.691	-	-	8.112	-	-
	Participação societária permanente	6.938	-	-	(550)	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(623)	-	-	-
		<u>23.629</u>	<u>-</u>	<u>(623)</u>	<u>7.562</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
ANDE	Clientes	63.659	-	-	52.115	-	-
	Outros ativos	23.791	-	-	18.102	-	-
	Obrigações diversas	-	(38.078)	-	-	(33.582)	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	239.834	-	-	195.336
	Receitas financeiras	-	-	479	-	-	2.371
	Despesas financeiras	-	-	622	-	-	508
	Outras despesas	-	-	(42.932)	-	-	(35.296)
			<u>87.451</u>	<u>(38.078)</u>	<u>198.002</u>	<u>70.217</u>	<u>(33.582)</u>
FIBRA	Contas a pagar	-	(42.610)	-	-	(43.031)	-
	Contribuições previdenciárias	-	(2.888)	-	-	(2.811)	-
	Despesas financeiras	-	-	(4.800)	-	-	(4.253)
	Contribuições previdenciárias	-	-	(20.434)	-	-	(17.336)
		<u>-</u>	<u>(45.499)</u>	<u>(25.234)</u>	<u>-</u>	<u>(45.842)</u>	<u>(21.589)</u>
CAJUBI	Contas a pagar	-	(47.187)	-	-	(26.421)	-
	Contribuições previdenciárias	-	(6.190)	-	-	(4.534)	-
	Outros passivos	-	887.445	-	-	(686.480)	-
	Despesas financeiras	-	-	(622)	-	-	(508)
	Despesas atuariais	-	-	(90.708)	-	-	(144.970)
Contribuições previdenciárias	-	-	(27.269)	-	-	(19.284)	
		<u>-</u>	<u>834.068</u>	<u>(118.599)</u>	<u>-</u>	<u>(717.435)</u>	<u>(164.762)</u>
ENERPEIXE	Contas a receber	536	-	-	-	-	-
	Consumidores e revendedores	-	-	-	545	-	-
	JCP / Dividendos a receber	29.640	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	514.735	-	-	536.651	-	-
	Outros ativos	-	-	-	87	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	76.524	-	-	-
Receitas de prestação de serviços	-	-	3.046	-	-	-	
Receitas de uso da rede elétrica	-	-	4.914	-	-	-	
		<u>544.911</u>	<u>-</u>	<u>84.484</u>	<u>537.283</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
TRANSLESTE	JCP / Dividendos a receber	(1.652)	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	25.687	-	-	23.630	-	-
	Outros ativos	-	-	-	375	-	-
	Fornecedores	-	(126)	-	-	(132)	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	2
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.041	-	-	-
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.193)	-	-	(1.146)	
		<u>24.035</u>	<u>(126)</u>	<u>2.848</u>	<u>24.005</u>	<u>(132)</u>	<u>(1.144)</u>
TRANSUDESTE	JCP / Dividendos a receber	(379)	-	-	-	-	-
	Contas a receber	23	-	-	11	-	-
	Participação societária permanente	13.871	-	-	13.894	-	-
	Outros ativos	-	-	-	2.830	-	-
	Fornecedores	-	(79)	-	-	(81)	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	132	-	-	123
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.035	-	-	-
	Outras despesas	-	-	138	-	-	-
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(734)	-	-	(709)	
		<u>13.515</u>	<u>(79)</u>	<u>1.571</u>	<u>16.735</u>	<u>(81)</u>	<u>(586)</u>

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2012			31/12/2011		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
TRANSIRAPÉ	JCP / Dividendos a receber	(460)	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	11.360	-	-	10.713	-	-
	Outros ativos	-	-	-	2.432	-	-
	Fornecedores	-	(45)	-	-	(56)	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.969	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(501)	-	-	(492)
		10.900	(45)	1.468	13.145	(56)	(492)
CENTROESTE	AFAC	3.527	-	-	3.527	-	-
	Contas a receber	52	-	-	6	-	-
	Participação societária permanente	20.268	-	-	17.191	-	-
	Outros ativos	-	-	-	44	-	-
	Fornecedores	-	(54)	-	-	(55)	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	542	-	-	511
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.963	-	-	-
	Outras despesas	-	-	74	-	-	-
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(506)	-	-	(482)	
		23.847	(54)	4.073	20.768	(55)	29
BAGUARI	Clientes	40	-	-	84	-	-
	AFAC	82.632	-	-	82.632	-	-
	Participação societária permanente	6.608	-	-	7.713	-	-
	Outros ativos	-	-	-	9	-	-
	JCP / Dividendos a receber	9.729	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	8.623	-	-	-
Receitas de uso da rede elétrica	-	-	382	-	-	1.418	
		99.009	-	9.005	90.438	-	1.418
RETIRO BAIXO	Contas a receber	11	-	-	-	-	-
	Empréstimos e financiamentos	2.550	-	-	-	-	-
	AFAC	58	-	-	58	-	-
	Participação societária permanente	110.020	-	-	106.010	-	-
	Outros ativos	-	-	-	2.605	-	-
	Receitas financeiras	-	-	1.524	-	-	-
Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.010	-	-	-	
		112.639	-	5.534	108.673	-	-
SERRA FACÃO ENERGIA	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	145.464	-	-
	Contas a receber	-	-	-	(841)	-	-
	Outros ativos	-	-	-	987	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	433
	Despesas financeiras	-	-	(3.885)	-	-	-
Compra de energia	-	-	-	-	-	(129.207)	
Outras despesas	-	-	34	-	-	-	
		-	-	(3.851)	145.610	-	(128.774)
CHAPECOENSE	JCP / Dividendos a receber	(2.773)	-	-	-	-	-
	Clientes	794	-	-	-	-	-
	Outros contas a receber	1.113	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	303.627	-	-	276.365	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	32.762	-	-	-
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	(828)
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	7.227	-	-	-
Receitas de prestação de serviços	-	-	5.943	-	-	-	
		302.761	-	45.932	276.365	-	(828)
MADEIRA ENERGIA	Participação societária permanente	1.669.041	-	-	645.738	-	-
	Contas a receber	3.073	-	-	-	-	-
	Outros contas a receber	1.903	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	(420)	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(100.459)	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	15.191	-	-	-
Receitas de prestação de serviços	-	-	25.406	-	-	-	
		1.674.017	-	(59.862)	645.738	(420)	-
INAMBARI	Outros ativos	-	-	-	252	-	-
	Participação societária permanente	6.640	-	-	6.937	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(919)	-	-	-
		6.640	-	(919)	7.189	-	-
TRANSENERGIA RENOVÁVEL	AFAC	24.556	-	-	31.360	-	-
	Contas a receber	17	-	-	13	-	-
	Participação societária permanente	83.308	-	-	39.461	-	-
	Fornecedores	-	(8)	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	(9)	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.214	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	(8)	-	-	1.550
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(106)	-	-	(78)	
		107.881	(8)	4.100	70.834	(9)	1.472



		CONSOLIDADO					
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	31/12/2012			31/12/2011		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
MGE TRANSMISSÃO	Participação societária permanente	35.991	-	-	10.696	-	-
	JCP / Dividendos a receber	201	-	-	-	-	-
	AFAC	27.440	-	-	23.520	-	-
	Outros contas a receber	257	-	-	110	-	-
	Outros ativos	-	-	-	176	-	-
	Outras despesas	-	-	(74)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.975	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.042	-	-	1.001
		63.889	-	3.943	34.502	-	1.001
GOIÁS TRANSMISSÃO	Participação societária permanente	44.806	-	-	16.040	-	-
	AFAC	56.840	-	-	24.500	-	-
	JCP / Dividendos a receber	300	-	-	-	-	-
	Outros contas a receber	38	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.567	-	-	-
Receitas de prestação de serviços	-	-	870	-	-	1.848	
		101.984	-	5.437	40.540	-	1.848
REI DOS VENTOS	AFAC	12.894	-	-	10.036	-	-
	Participação societária permanente	8.914	-	-	(348)	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(775)	-	-	-
		21.808	-	(775)	9.688	-	-
SEFAC ENERGIA PARTICIPAÇÕES	Participação societária permanente	104.098	-	-	145.464	-	-
	Contas a receber	-	-	-	(841)	-	-
	Outros ativos	-	-	-	987	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(40.360)	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	91	-	-	433
	Compra de energia	-	-	-	-	-	(129.207)
		104.098	-	(40.269)	145.610	-	(128.774)
TRANS SÃO PAULO	AFAC	7.987	-	-	7.987	-	-
	Participação societária permanente	23.328	-	-	16.615	-	-
	JCP / Dividendos a receber	566	-	-	-	-	-
	Outros contas a receber	333	-	-	179	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	755	-	-	604
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.378	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(24)	-	-	-
		32.214	-	3.109	24.781	-	604
TRANS GOIÁS	Participação societária permanente	2.513	-	-	2.786	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	5
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(273)	-	-	-
		2.513	-	(273)	2.786	-	5
CALDAS NOVAS	AFAC	6.417	-	-	-	-	-
	Outros contas a receber	98	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	50	-	-	50	-	-
	Outras despesas	-	-	684	-	-	-
		6.565	-	684	50	-	-
IE GARANHUS	Participação societária permanente	14.956	-	-	980	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	255	-	-	-
		14.956	-	255	980	-	-
LUZITÂNIA NIQUELÂNDIA TRANSMISSORA	Participação societária permanente	931	-	-	-	-	-
		931	-	-	-	-	-
TSLE	Participação societária permanente	5.100	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(5.100)	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(564)	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	52	-	-	-
		-	-	(512)	-	-	-
Energia dos Ventos I	Participação societária permanente	167	-	-	-	-	-
		167	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos II	Participação societária permanente	123	-	-	-	-	-
		123	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos III	Participação societária permanente	152	-	-	-	-	-
		152	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos IV	Participação societária permanente	216	-	-	-	-	-
		216	-	-	-	-	-



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2012			31/12/2011		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Energia dos Ventos V	Participação societária permanente	157	-	-	-	-	-
		157	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos VI	Participação societária permanente	206	-	-	-	-	-
		206	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos VII	Participação societária permanente	216	-	-	-	-	-
		216	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos VIII	Participação societária permanente	157	-	-	-	-	-
		157	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos IX	Participação societária permanente	167	-	-	-	-	-
		167	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos X	Participação societária permanente	137	-	-	-	-	-
		137	-	-	-	-	-
JUNCO I	Participação societária permanente	106	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(38)	-	-	-
		106	-	(38)	-	-	-
JUNCO II	Participação societária permanente	111	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(33)	-	-	-
		111	-	(33)	-	-	-
CAIÇARA I	Participação societária permanente	114	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(30)	-	-	-
		114	-	(30)	-	-	-
CAIÇARA II	Participação societária permanente	67	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(29)	-	-	-
		67	-	(29)	-	-	-
EXTREMOZ	Participação societária permanente	53	-	-	-	-	-
	AFAC	34.525	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	53	-	-	-
		34.578	-	53	-	-	-

Remuneração do Pessoal Chave

A remuneração do pessoal chave da Companhia (diretores e conselheiros) é como segue:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	4.822	4.377	35.685	30.457
Salários e encargos sociais	1.216	1.528	6.670	6.371
Outros	543	620	4.190	4.146
	6.581	6.525	46.545	40.975

NOTA 47 - EVENTOS SUBSEQUENTES

1 - CEA

A Companhia assinou, em 12 de novembro de 2012, um protocolo de intenções, visando à participação no processo de saneamento financeiro da empresa Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA. Este processo prevê que a Companhia assumirá o controle acionário da CEA.

A Companhia e o Governo do Estado do Amapá celebrarão inicialmente um Acordo de Acionistas e um Acordo de Gestão, visando à recuperação econômico-financeira da empresa CEA que, após implementação de todos os seus termos, prevê uma operação de compra, pela Companhia, do controle acionário daquela empresa. Para isto, a Companhia assumirá, após a celebração de tais Acordos, a gestão executiva da CEA, por meio da sua representação majoritária no Conselho de Administração e indicação dos membros da Diretoria Executiva da CEA os quais serão posteriormente substituídos por profissionais contratados no mercado.

Neste processo o Governo do Estado do Amapá receberá financiamento do Governo Federal, com a finalidade de quitação das dívidas da CEA junto ao Sistema Eletrobras e outros fornecedores, além de um Plano de Contingências que será encaminhado à aprovação da ANEEL.

A concretização da referida operação depende de diversas autorizações e iniciativas em diferentes esferas, não podendo, portanto, ser detalhada neste momento, tendo seus efeitos previstos para 2013.

2 – CERR

A Companhia assinou, em 26 de novembro de 2012, um protocolo de intenções, visando à participação no processo de saneamento financeiro da empresa Companhia Energética de Roraima - CERR. Este processo prevê que a Companhia poderá assumir o controle da CERR, por meio da aquisição do controle acionário da companhia.

A Companhia e o Governo do Estado de Roraima celebrarão inicialmente um Acordo de Acionistas e um Acordo de Gestão, respeitadas as autorizações necessárias, visando à recuperação econômico-financeira da empresa CERR que, após implementação de todos os seus termos, prevê uma operação de compra, pela Companhia, do controle acionário daquela empresa. Para isto, a Companhia assumirá, após a celebração de tais Acordos, a gestão executiva da CERR, por meio da sua representação majoritária no Conselho de Administração e indicação dos membros da Diretoria Executiva da CERR os quais serão posteriormente substituídos por profissionais contratados no mercado.

Neste processo o Governo do Estado de Roraima deverá obter financiamento, com a finalidade de quitação das dívidas da CERR junto ao Sistema Eletrobras e outros fornecedores, além de um Plano de Contingências que será encaminhado à aprovação da ANEEL.

A concretização da referida operação depende de diversas autorizações e iniciativas em diferentes esferas, não podendo, portanto, ser detalhada neste momento, tendo seus efeitos previstos para 2013.

3 – Financiamento Angra III

A Companhia contratou, em 21 de dezembro de 2012, financiamento junto à Caixa Econômica Federal, no valor de R\$ 3.800.000, com a finalidade de aquisição de máquinas, equipamentos importados e contratação de serviços também importados para a construção da Usina Termonuclear Angra III, de responsabilidade da Eletronuclear, cujos saques iniciarão em 2013, com as seguintes características:

- Sistema de Amortização - SAC
- Carência - 5 anos
- Amortização – 20 anos
- Juros Nominais- 6,5% ao ano
- Garantia da União

4 – Recebimento das indenizações

Foram recebidas, em 28 de janeiro de 2013, pelas empresas controladas da Companhia, parte do valor da indenização relativo à prorrogação das concessões de Geração e Transmissão de energia aprovado pela 160ª Assembleia Geral Extraordinária.

As controladas Chesf, Eletronorte e Eletrosul optaram pelo recebimento de 50% do valor à vista e o restante parcelado, e a controlada Furnas optou pelo recebimento de grande parte valor da indenização de forma parcelada, nos termos da Portaria Interministerial 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012.

Conforme previsto na legislação, o valor parcelado será recebido em parcelas mensais, até a data do encerramento original da concessão prorrogada, atualizado pelo IPCA, acrescido da remuneração pelo custo médio ponderado de capital (WACC) de 5,59% real ao ano, contados a partir de 4 de dezembro de 2012, data de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão.

	VALOR ORIGINAL DA INDENIZAÇÃO			VALOR RECEBIDO	1º PARCELA
	TRANSMISSÃO	GERAÇÃO	TOTAL		
Chesf	1.587.161	5.178.303	6.765.464	3.492.000	163.000
Furnas	2.878.028	744.248	3.622.276	67.000	187.000
Eletrosul	1.985.568	-	1.985.568	1.015.000	50.000
Eletronorte	1.682.268	35.492	1.717.760	897.000	42.000
Total	8.133.025	5.958.043	14.091.068	5.471.000	442.000

5 – Comercialização da energia de Itaipu e Proinfa na CCEE - sazonalização da garantia física

O Despacho ANEEL 3.572/2012 aprova o Procedimento de Comercialização da CCEE – Submódulo 3.3 que descreve o processo de sazonalização da garantia física dos agentes geradores, sendo esta permitida aos agentes detentores de outorga de empreendimentos de geração modelados na CCEE com garantia física definida em ato regulatório.

A sazonalização da garantia física é realizada anualmente, no mês de dezembro. À época da sazonalização, por meio de comunicado, a CCEE divulga o cronograma estabelecendo os prazos das atividades relacionadas e o agente não poderá declarar como valor de garantia física sazonalizada mensal, valores que ultrapassem os limites mensais de potência atribuídos a cada usina, considerando o número de horas de cada mês.

A sazonalização da garantia física de uma determinada usina é a conversão dos valores anuais médios (MW_{méd}), definidos em ato regulatório, em valores mensais, expressos em termos de energia visando, entre outros, os cálculos da contabilização do Mercado de Curto Prazo – MCP e das penalidades por insuficiência de lastro para comercialização de energia pelos agentes, conforme Regras de Comercialização.

O Despacho 335/2013 da Aneel, permitiu alterar o prazo para sazonalização de garantia física para o período de 07 a 15 de fevereiro de 2013. Dessa forma, a sazonalização da garantia física para 2013 não ocorreu antecipadamente como estabelece o Procedimento de Mercado da CCEE criando condições para a sazonalização ex post da garantia física para janeiro e fevereiro de 2013.

No âmbito do MRE, a Usina de Itaipu tem sua sazonalização flat uma vez que a sua garantia física é igual às quotas de energia. Uma sazonalização flat é a distribuição uniforme da garantia física ao longo dos 12 meses do ano, portanto, não revestida de volatilidade.

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) do PROINFA são sazonalizadas pela Eletrobras conforme informações dos empreendedores enviadas em setembro do ano anterior.

Nesse contexto, agentes de mercado estimaram as suas garantias físicas sazonalizadas mês a mês para o ano de 2013, no período de 7 a 15 de fevereiro de 2013, quando já era passado o mês de janeiro e metade do mês de fevereiro, quando já conhecido o valor do PLD, permitindo a determinados agentes sobrestimar sua garantia física sazonalizada para esses meses.

A liquidação do mercado de curto prazo de janeiro e fevereiro de 2013 foi impugnada administrativamente pela Eletrobras junto à ANEEL, que acatou conforme Despacho ANEEL 627/2013, por se entender que foi prejudicial à ITAIPU e ao PROINFA, uma vez que pelas características flat de suas sazonalizações, estes agentes institucionais tenderão a sofrer maior exposição no Mercado de Curto Prazo. Referida liquidação monta a R\$ 567.900, sendo R\$ 514.900 relativas à Itaipu e R\$ 53.000 ao Proinfa.

A retomada da liquidação financeira na CEEE, portanto, encontra-se na dependência do resultado da Audiência Pública 018/2013 – aberta pela Aneel no período de 13 a 22 de março.

Cabe ressaltar que dadas as características institucionais da comercialização de energia da Itaipu e do Proinfa, pela Eletrobras, eventuais recursos da Eletrobras que venham a ser utilizados para cobrir saldos negativos da operação, serão ressarcidos de forma remunerados com recursos da própria conta, com base em taxa de juros equivalente àquela que seria obtida com aplicação dos mesmos, em igual período de utilização.

José da Costa Carvalho Neto
Presidente

Armando Casado de Araújo
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Valter Luiz Cardeal de Souza
Diretor de Geração

Miguel Colasuonno
Diretor de Administração

Marcos Aurélio Madureira da Silva
Diretor de Distribuição

José Antônio Muniz Lopes
Diretor de Transmissão

João Vicente Amato Torres
Contador
CRC-RJ-057.991/O-S-DF

