



Eletrobras e Cepel

Relatório de Gestão do Exercício de 2014

**Rio de Janeiro
Junho 2015**

Eletrobras e Cepel

Relatório de Gestão do Exercício de 2014

Relatório de Gestão do exercício de 2014 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 134/2013, da DN-TCU nº 140/2014 e da Portaria TCU nº 90/2014.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO

PARTE A – INFORMAÇÕES GERAIS SOBRE A GESTÃO

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

1.1. Identificação

1.2. Finalidade e competências institucionais

1.3. Organograma funcional com descrição sucinta das competências das áreas ou subunidades estratégicas

1.4. Macroprocessos finalísticos

a) descrição sucinta

b) principais atividades relacionadas

c) principais produtos e serviços gerados e respectivas participações na composição das receitas próprias

d) unidades técnicas diretamente responsáveis

e) principais insumos e fornecedores para execução de cada macroprocesso

f) principais cliente e parceiros relacionados à execução dos macroprocessos finalísticos e a forma de implementação das parcerias

2. INFORMAÇÕES SOBRE A GOVERNANÇA

2.1. Descrição das estruturas de governança

2.2. Informações sobre a atuação da unidade de auditoria interna

a) estratégia de atuação

b) informações qualitativas e quantitativas

c) demonstração da execução do plano plurianual de auditoria

d) eventuais redesenhos feitos recentemente na estrutura organizacional da auditoria

e) opinião do auditor interno sobre a qualidade dos controles internos

2.3. Demonstração da execução das atividades de correição

2.4. Avaliação da qualidade e suficiência dos controles internos administrativos

a) ambiente de controle

b) avaliação de risco

c) atividades de controle

d) informação e comunicação

e) monitoramento

2.5. Demonstração da remuneração paga aos administradores, membros da diretoria, do conselho de administração e fiscal

3. RELACIONAMENTO COM A SOCIEDADE

- 3.1. Descrição dos canais de acesso do cidadão
- 3.2. Informações sobre a elaboração e divulgação da Carta de Serviços ao Cidadão
- 3.3. Demonstração dos mecanismos para medir a satisfação dos cidadãos-usuários ou clientes dos produtos e/ou serviços
- 3.4. Detalhamento do caminho de acesso às informações sobre sua atuação
- 3.5. Resultados da avaliação do desempenho na prestação de serviços ao cidadão
- 3.6. Medidas adotadas pelos órgãos ou entidades com vistas ao cumprimento das normas relativas à acessibilidade

4. AMBIENTE DE ATUAÇÃO

- 4.1. Informações sobre:
 - a) caracterização e o comportamento do mercado de atuação
 - b) principais empresas que atuam ofertando produtos e serviços similares
 - c) contextualização dos produtos e serviços ofertados
 - d) ameaças e oportunidades observadas no seu ambiente de negócio
 - e) informações gerenciais sucintas sobre o relacionamento com os principais clientes
 - f) descrição dos riscos de mercado e as estratégias de mitigá-los
 - g) principais mudanças de cenários ocorridas nos últimos exercícios
 - h) as informações

5. PLANEJAMENTO E RESULTADOS ALCANÇADOS

- 5.1. Planejamento da Unidade
 - a) descrição sintética dos planos estratégico, tático e/ou operacional
 - b) avaliação sobre os estágios de implementação do planejamento estratégico
 - c) demonstração da vinculação do plano com suas competências constitucionais, legais ou normativas e com o Plano Plurianual - PPA
- 5.2. Programação orçamentária e financeira
 - a) relação dos objetivos do Plano Plurianual
 - b) relação das ações da Lei Orçamentária Anual do exercício sob a responsabilidade
 - c) fatores intervenientes que concorreram para os resultados de objetivo e/ou de ação de responsabilidade
- 5.3. Informações sobre outros resultados gerados
- 5.4. Identificação dos resultados dos indicadores utilizados para monitorar e avaliar o desempenho operacional
- 5.5. Avaliação sobre possíveis alterações significativas nos custos de produtos e/ou serviços ofertados

6. TÓPICOS ESPECIAIS DA EXECUÇÃO ORÇAMENTÁRIA E FINANCEIRA

6.1. Demonstração da execução das despesas

6.2. Reconhecimento de passivos por insuficiência de créditos

- a) classificação em publicidade institucional, legal, mercadológica, utilidade pública, incluindo os beneficiários
- b) demonstração dos principais resultados das ações de publicidade e propaganda

6.3. Informações sobre as transferências mediante convênio, contrato de repasse, termo de parceria, termo de cooperação, termo de compromisso ou outros acordos, ajustes ou instrumentos congêneres

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

7.1. Estrutura de pessoal, contemplando as seguintes perspectivas:

- a) demonstração da força de trabalho;
- b) demonstração da distribuição da força de trabalho, discriminando efetivos e temporários, especialmente no âmbito das áreas técnicas responsáveis por macroprocesso finalístico;
- c) conclusões de eventuais estudos realizados para avaliar a distribuição do pessoal no âmbito da unidade jurisdicionada, especialmente no contexto da execução da sua atividade-fim;
- d) qualificação da força de trabalho;
- e) descrição das iniciativas da unidade jurisdicionada para capacitação e treinamento dos servidores nela lotados;
- f) custos associados à manutenção dos recursos humanos;
- g) ações adotadas para identificar eventual irregularidade relacionada ao pessoal, especialmente em relação à acumulação remunerada de cargos, funções e empregos públicos e à terceirização irregular de cargos, demonstrando as medidas adotadas para tratar a irregularidade identificada;
- h) descrever os principais riscos identificados na gestão de pessoas da unidade jurisdicionada e as providências adotadas para mitigá-los;
- i) indicadores gerenciais sobre a gestão de pessoas;
- j) informações sobre as Entidades Fechadas de Previdência Complementar patrocinadas.

7.2. Informações sobre a contratação de mão de obra de apoio e sobre a política de contratação de estagiários

7.3. Informações sobre a revisão de contratos vigentes firmados com empresas beneficiadas pela desoneração da folha de pagamento

- a) Demonstração das medidas adotadas para revisão dos contratos vigentes firmados com empresas beneficiadas pela desoneração da folha de pagamento propiciada pelo art. 7º da lei 12.546/2011 e pelo art. 2º do decreto 7.828/2012, atentando para os efeitos retroativos às datas de início da desoneração, mencionadas na legislação;
- b) Obtenção administrativa do ressarcimento dos valores pagos a maior (elisão do dano) em relação aos contratos já encerrados que foram firmados com empresas beneficiadas

pela desoneração da folha de pagamento propiciada pelo art. 7º da lei 12.546/2011 e pelo art. 2º do decreto 7.828/2012.

c) Detalhamento sobre os contratos (vigentes e encerrados) revisados, incluindo número, unidade contratante, nome/CNPJ da empresa contratada, objeto e vigência, com destaque para a economia (redução de valor contratual) obtida em cada contrato.

8. GESTÃO DO PATRIMÔNIO MOBILIÁRIO E IMOBILIÁRIO

- 8.2. Gestão do patrimônio imobiliário da União, que esteja sob a responsabilidade da Unidade
- a) a estrutura de controle e de gestão do patrimônio no âmbito da unidade jurisdicionada;
 - b) a distribuição geográfica dos imóveis da União;
 - c) a qualidade e completude dos registros das informações dos imóveis no Sistema de Registro dos Imóveis de Uso Especial da União SPIUnet;
 - d) informação sobre a ocorrência e os atos de formalização de cessão, para terceiros, de imóveis da União na responsabilidade da unidade jurisdicionada, ou de parte deles, para empreendimento com fins lucrativos ou não, informando o locador, a forma de contratação, os valores e benefícios recebidos pela unidade jurisdicionada em razão da locação, bem como a forma de contabilização e de utilização dos recursos oriundos da locação;
 - e) os custos de manutenção e a qualidade dos registros contábeis relativamente aos imóveis.

8.3. Imóveis locados de terceiros

- a) a distribuição geográfica dos imóveis locados;
- b) a finalidade de cada imóvel locado;
- c) os custos relacionados ao imóvel, discriminando os custos de locação e os de manutenção do imóvel.

9. GESTÃO DA TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

- 9.1. Informações sobre sistemas computacionais que estejam diretamente relacionados aos macroprocessos finalísticos e objetivos estratégicos da unidade jurisdicionada, contemplando:
- a) relação dos sistemas e a função de cada um deles;
 - b) eventuais necessidades de novos sistemas informatizados ou funcionalidades, suas justificativas e as medidas programadas e/ou em curso para obtenção dos sistemas;
 - c) relação dos contratos que vigeram no exercício de referência do relatório de gestão, incluindo a descrição de seus objetos, demonstração dos custos relacionados a cada contrato, dados dos fornecedores e vigência.

11. ATENDIMENTO DE DEMANDAS DE ÓRGÃO DE CONTROLE

- 11.1. Tratamento de determinações exaradas em acórdãos do TCU atendidas no exercício de referência do relatório de gestão e pendentes de atendimento, caso em que deverão ser apresentadas as justificativas pelo não cumprimento.
- 11.2. Tratamento de recomendações feitas pelo órgão de controle interno ao qual se vincular a unidade jurisdicionada atendidas no exercício de referência do relatório de gestão e

pendentes de atendimento, caso em que deverão ser apresentadas as justificativas pelo não atendimento.

- 11.3. Demonstração do cumprimento das obrigações estabelecidas na Lei nº 8.730, de 10 de novembro de 1993, relacionadas à entrega e ao tratamento das declarações de bens e rendas.
- 11.4. Demonstração de adoção de medidas administrativas para apurar responsabilidade por ocorrência de dano ao Erário, especificando os esforços da unidade jurisdicionada para sanar o débito no âmbito interno, e também:
 - a) demonstração da estrutura tecnológica e de pessoal para a gestão da fase interna das TCE;
 - b) quantidade de fatos que foram objeto de medidas administrativas internas no exercício de referência;
 - c) quantidade de fatos em apuração que, pela avaliação da unidade, tenham elevado potencial de se converterem em tomada de contas especial a ser remetida ao órgão de controle interno e ao TCU;
 - d) quantidade de fatos cuja instauração de tomada de contas especial tenha sido dispensada nos termos do art. 6º da IN TCU 71/2012;
 - e) quantidade de tomadas de contas especiais instauradas no exercício, remetidas e não remetidas ao Tribunal de Contas da União.
- 11.5. Demonstração, com a identificação do gestor responsável, da correção e tempestividade da inserção das informações referentes a contratos e convênios ou outros instrumentos congêneres respectivamente no Sistema Integrado de Administração de Serviços Gerais – SIASG e no Sistema de Gestão de Convênios, Contratos de Repasse e Termos de Parceria – SICONV, conforme estabelece a Lei de Diretrizes Orçamentárias do exercício de referência do relatório de gestão.

12. INFORMAÇÕES CONTÁBEIS

- 12.1. 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
- 12.2. Declaração do Contador que executou Contabilidade no SIAFI
 - a) identificação da estrutura orgânica da unidade jurisdicionada responsável pelo gerenciamento de custos (subunidade, setor etc.), bem como da setorial de custos a que se vincula, se for o caso;
 - b) identificação das subunidades administrativas da unidade jurisdicionada das quais os custos são apurados;
 - c) descrição sucinta do sistema informatizado de apuração dos custos;
 - d) práticas de tratamento e alocação utilizadas no âmbito das subunidades ou unidades administrativas para geração de informações de custos;
 - e) impactos observados na atuação da unidade jurisdicionada, bem como no processo de tomada de decisões, que podem ser atribuídos à instituição do gerenciamento de custos;
 - f) relatórios utilizados pela unidade jurisdicionada para análise de custos e tomada de decisão.
- 12.6. Demonstrações Contábeis previstas pela Lei nº 6.404/76

12.7. Demonstrações da 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

12.8. Relatório do auditor independente sobre demonstrações contábeis

INTRODUÇÃO

A Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, sociedade anônima de economia mista federal, entidade da Administração Pública Federal indireta, constituída e regida pela Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, apresenta o seu Relatório de Gestão, relativo ao ano de 2014, agregando informações do Centro de Pesquisas em Energia Elétrica – Cepel, associação civil sem fins lucrativos, consolidando as informações dos fundos setoriais que administra.

Este trabalho foi compilado mantendo-se as tabelas inseridas no corpo do texto, na itemização correlata. Desse modo, não nos valem os usos da lista de tabelas, quadros, gráficos e figuras sugerida.

Salientamos que alguns subitens, em nosso entendimento, não se aplicam à empresa, tais como 6.1 e 12.1.

Entendemos que não foi necessário o preenchimento do item “Outras Informações sobre a Gestão”, bem como as “Considerações Finais”.

Por termos mantido as tabelas solicitadas no corpo do texto, não as deslocamos para o final, na parte “Anexos e Apêndices”, motivo pelo qual também esta seção não figura no presente relatório.

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

1.1. Identificação

Quadro A.1.1.4 - Identificação – Relatório de Gestão Consolidado e Agregado

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				CNPJ: 00.001.180/0002-07
Principal Atividade: Energia Elétrica				Código CNAE:
Telefones/Fax de Contato: (21) 2514-4933		(21) 2514-6301		(21) 2514-6001
Endereço Eletrônico: pr@eletrobras.com				
Página na Internet: http://www.eletrobras.com				
Endereço Postal: Sede: SCN, Quadra 4, Bloco B, sala 203 – Ed. Centro Empresarial Varig, CEP 70.714-900 – Brasília/DF Escritório Central: Avenida Presidente Vargas nº 409, 13º, CEP 20.071-003 – Rio de Janeiro/RJ				
Identificação das Unidades Jurisdicionadas Consolidadas				
Nome	Código SIAFI	CNPJ	Situação	Código SIORG
Centro Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel		42.288.886/0001-60	Ativa	60381
Conta de Consumo de Combustíveis - CCC			Ativa	
Normas Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas Consolidadora e Consolidadas				
Normas de criação e alteração das Unidades Jurisdicionadas				
Resolução de Diretoria 950/73, de 27/11/73 da Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRAS. Lei nº 5.899/1973; Lei nº 12.111/2009; Lei nº 12.783/2013.				
Outras normas infralegais relacionadas à gestão e estrutura das Unidades Jurisdicionadas				
Resolução de Diretoria 095-A/12, de 19/10/12 – Estrutura Organizacional. Resolução Normativa ANEEL nº 427, de 22 de fevereiro de 2011.				
Manuais e publicações relacionadas às atividades das Unidades Jurisdicionadas				
DO-RJ de 21/01/1974 Publicação da fundação do Cepel. DO-RJ de 24/05/12 Publicação do último Estatuto do Cepel				
Identificação das Unidades Jurisdicionadas Agregadas				
Número de Ordem: 1				
Denominação Completa: Reserva Global de Reversão				
Denominação Abreviada: RGR				
Código SIORG: sem relação		Código na LOA: sem relação		Código SIAFI: sem relação
Situação: ativa				
Natureza Jurídica: Fundos				CNPJ:
Principal Atividade: sem relação				Código CNAE:
Telefones/Fax de Contato:				
E-mail:				
Página na Internet: http://www.eletrobras.com				
Endereço Postal:				
Normas Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas Agregadora e Consolidadora, Agregadas e Consolidadas				
Normas de criação e alteração das Unidades Jurisdicionadas				
Decreto nº 41.019/57; Lei nº 5.655/71; Lei nº 8.631/93; Decreto nº 774/93.				
Outras normas infralegais relacionadas à gestão e estrutura das Unidades Jurisdicionadas				
Resolução ANEEL nº 023, de 05 de fevereiro de 1999; Resolução Normativa ANEEL nº 074 de 15 de julho de 2004.				
Manuais e publicações relacionadas às atividades das Unidades Jurisdicionadas				
-				
Número de Ordem: 2				
Denominação Completa: Conta de Desenvolvimento Energético				
Denominação Abreviada: CDE				
Código SIORG: sem relação		Código na LOA: sem relação		Código SIAFI: sem relação

Situação: ativa			
Natureza Jurídica: Fundos			CNPJ:
Principal Atividade: sem relação			Código CNAE: sem relação
Telefones/Fax de Contato:			
E-mail:			
Página na Internet: http://www.eletronbras.com			
Endereço Postal:			
Normas Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas Agregadora e Consolidadora, Agregadas e Consolidadas			
Normas de criação e alteração das Unidades Jurisdicionadas			
Lei nº 10.438/2002; Decreto nº 4.541/2002.			
Outras normas infralegais relacionadas à gestão e estrutura das Unidades Jurisdicionadas			
Resolução Normativa ANEEL nº 074 de 15 de julho de 2004; Resolução Normativa ANEEL nº 500 de 17 de julho de 2012.			
Manuais e publicações relacionadas às atividades das Unidades Jurisdicionadas			
-			
Número de Ordem: 3			
Denominação Completa: Fundo de Utilização de Bem Público			
Denominação Abreviada: FUBP			
Código SIORG: sem relação		Código na LOA: sem relação	
Código SIAFI: sem relação			
Situação: em extinção			
Natureza Jurídica: Fundos			CNPJ:
Principal Atividade: sem relação			Código CNAE: sem relação
Telefones/Fax de Contato:			
E-mail:			
Página na Internet: http://www.eletronbras.com			
Endereço Postal: Logradouro, CEP, Cidade e Unidade da Federação			
Normas Relacionadas às Unidades Jurisdicionadas Agregadora e Consolidadora, Agregadas e Consolidadas			
Normas de criação e alteração das Unidades Jurisdicionadas			
Lei nº 9.074/95; Lei nº 10.438/2002.			
Outras normas infralegais relacionadas à gestão e estrutura das Unidades Jurisdicionadas			
Resolução ANEEL nº 459, de 05.09.2003; Resolução ANEEL nº 046, de 10.03.2004.			
Manuais e publicações relacionadas às atividades das Unidades Jurisdicionadas			
-			

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

1.2. Finalidade e Competências Institucionais

ELETOBRAS

A Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras é uma sociedade anônima de economia mista federal, entidade da Administração Pública Federal indireta, constituída e regida pela Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, com a finalidade de a realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras e linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a celebração dos atos de comércio decorrentes dessas atividades.

Sua competência está prevista no artigo 4º de seu Estatuto Social, que contempla, além de sua finalidade legal a de cooperar com o ministério ao qual se vincule, na formulação da política energética do país, a concessão de financiamentos a empresas concessionárias de serviço público de energia elétrica sob seu controle, e prestar garantia, no país ou no exterior, em seu favor, bem como adquirir debêntures de sua emissão, a concessão de financiamentos e prestar garantia, no país ou no exterior, em favor de entidades técnico-científicas de pesquisa sob seu controle, a promoção e apoio a pesquisas de interesse do setor energético, ligadas à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como estudos de aproveitamento de reservatórios para fins múltiplos, a concessão de auxílio aos estabelecimentos de ensino do país ou bolsas de estudo no exterior e assinar convênios com entidades que colaborem na formação de pessoal técnico especializado e a colaboração técnica e administrativa com as empresas de cujo capital participe acionariamente e com órgãos do ministério ao qual se vincule.

Sua atuação poderá ser direta, ou por intermédio de subsidiárias ou empresas a que se associar, podendo, a fim de realizar seu objeto social, criar escritórios, no país ou no exterior, que se destinem direta ou indiretamente à exploração da produção ou transmissão de energia elétrica sob regime de concessão ou autorização.

A Eletrobras possui o controle acionário de 6 (seis) empresas de geração e transmissão de energia elétrica, 7 (sete) empresas de distribuição de energia elétrica, 1 (um) centro de pesquisas e de 1 (uma) empresa de participações. As referidas empresas que integram o Sistema Eletrobras possuem uma plataforma de marca integrada, exceção da Celg Distribuição S.A. ("Celg D") que foi recentemente adquirida, e são denominadas em conjunto com a Eletrobras *holding* como “empresas Eletrobras”. A companhia ainda possui 50% do capital social da Itaipu Binacional, 154 parcerias para desenvolvimento, implantação e exploração de novos empreendimentos por meio de Sociedades de Propósito Específico (“SPEs”) no Brasil e mais 3 (três) parcerias em SPEs no exterior, além de participações minoritárias em 26 empresas de energia elétrica.

Dessa forma, a Eletrobras é a maior empresa de energia elétrica da América Latina, que atua nos setores de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica, bem como se dedica à realização de pesquisas e serviços voltados para a eficiência energética. No exterior, ela estuda e desenvolve projetos de transmissão e geração, com ênfase neste último. Em 2014, iniciou a primeira operação comercial de um ativo de geração fora do país.

A marca Eletrobras é a mais valiosa do setor elétrico brasileiro; está entre as 50 marcas de maior valor do país e é a única marca brasileira de energia elétrica a integrar o *ranking* das 500 marcas globais mais valiosas. A Eletrobras é integrante do *Global Sustainable Electricity Partnership (GSEP)*, fórum no qual as maiores empresas mundiais de energia discutem as questões do setor elétrico global.

Com capacidade instalada total de geração de 44.156 MW, é maior empresa de geração de energia elétrica brasileira com participação de 33% do total da capacidade instalada do país. Cerca de 91% dessa capacidade instalada é oriunda de fontes com baixa emissão de gases de efeito estufa, o que faz da Eletrobras uma das maiores do mundo em geração de energia limpa e renovável e a maior responsável pela matriz elétrica brasileira ser a segunda mais limpa e renovável do mundo.

A companhia possui uma malha de linhas de transmissão, de abrangência nacional, com aproximadamente 61.582 km, equivalente a 48% do total do país em sua rede básica, em alta e extra-alta tensão, desde 230 kV até 750 kV, de acordo com os dados do Ministério de Minas e Energia – MME e do Operador Nacional do Sistema – ONS.

No segmento de distribuição, a Eletrobras cobre uma área correspondente a 31% do território brasileiro distribuindo energia elétrica a mais de 6,6 milhões de consumidores, por meio de uma rede de distribuição de 464.685 km.

Além disso, a Eletrobras vem desempenhando o papel de agente oficial do governo federal brasileiro na gestão dos fundos governamentais setoriais denominados Reserva Global de Reversão – RGR, Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, bem como na administração de programas de governo voltados para o desenvolvimento do setor elétrico, como o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (“Procel”), o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica (“Luz para Todos”) e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (“Proinfa”).

Como signatária do Pacto Global da ONU, do Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça da Secretaria de Políticas para as Mulheres da Presidência da República – SPM/PR e dos Princípios de Empoderamento das Mulheres – iniciativa conjunta da ONU Mulheres e Pacto Global – a Eletrobras vem incorporando o desafio da promoção da igualdade de oportunidades para todas as pessoas, sendo esse um compromisso também expresso no Código de Ética das Empresas Eletrobras. Além dos compromissos voluntários já descritos, em junho de 2014 a Eletrobras e sua controlada Itaipu Binacional aderiram ao termo de compromisso relativo às diretrizes de conduta empresarial para multinacionais recomendadas pela Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE).

CEPEL

O CEPEL, Associação Civil, é instituição social sem fins lucrativos, regida pelo Código Civil em seus artigos 53 a 61.

Foi instituído por ato jurídico de direito privado, de 28.12.73, celebrado por ELETROBRAS, FURNAS, CHESF, ELETRONORTE e ELETROSUL, seus Associados Fundadores.

O seu Quadro Institucional é formado por: (a) associados: os Fundadores, e entidades e empresas admitidas, nessa condição; (b) participantes: concessionários de energia elétrica; (c) colaboradores: empresas estatais e empresas e entidades privadas.

Como não é empresa, não tem capital; mas somente patrimônio, no qual ingressam as contribuições associativas, pagas pelos Associados, nesta condição; e, ainda, as anuidades dos Participantes e anualidades dos Colaboradores.

Nessa moldura, não ocorre distribuição de lucros, dividendos, participações, quotas ou frações ideais do patrimônio associativo, inclusive a Associados, Participantes e Colaboradores.

Lê-se no Voto do Exmo. Sr. Ministro Augusto Nardes, Relator do Processo nº 012.183/2005-2, Plenário: “*A primeira delas é que imagino haver ficado claro que o CEPEL não integra de forma alguma a Administração Pública Indireta da União*”.

O art. 1º do Estatuto do CEPEL caracteriza-o como entidade ‘*sem fins lucrativos, que tem por objeto promover uma infraestrutura científica e de pesquisa, visando ao desenvolvimento no País de avançada tecnologia no campo dos equipamentos e sistemas elétricos*’.

Maior instituição de pesquisas em energia elétrica na América do Sul, o CEPEL faz parte do Sistema Eletrobras. Tem como 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 seu executor central de linhas de pesquisa, programas e projetos em Tecnologia e P&D+I; 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 tinha em dezembro de 2014, 402 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, desenvolvimento inovação, e a execução de pesquisas experimentais e ensaios 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, Tecnologia e Inovação (MCTI), 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) e o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel).

Entre os resultados da atuação do CEPEL, nas últimas quatro décadas, destaca-se o conjunto de programas e modelos computacionais que, hoje, estão na base de todas as atividades de planejamento e operação do sistema elétrico nacional. Construídos com o forte apoio das Empresas Eletrobras, esses programas e modelos representam esforço sem paralelo nos países em desenvolvimento.

Em 2014, o CEPEL manteve a prioridade aos projetos e linhas de pesquisa estratégicas de interesse do Sistema Eletrobras e do setor elétrico em geral, abrangendo tópicos como: Planejamento da Expansão; Meio Ambiente; Hidrologia Estocástica, Recursos Hídricos e Ventos; Planejamento da Operação Energética; Planejamento, Operação e Análise de Redes; Tecnologias *Scada/Ems*; Análise de Perturbações; Transmissão; Metalurgia e Materiais; Monitoramento e Diagnóstico; Conservação e Uso Eficiente de Energia; Energias Renováveis e Geração Distribuída; Distribuição,

Medição, Combate a Perdas e Qualidade de Energia; Técnicas Computacionais Aplicadas; Análise Financeira de Projetos e Tarifas.

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

1.3. Organograma funcional com descrição sucinta das competências das áreas ou subunidades estratégicas da unidade jurisdicionada e identificação dos respectivos titulares com nome, cargo, data de nomeação e de exoneração.

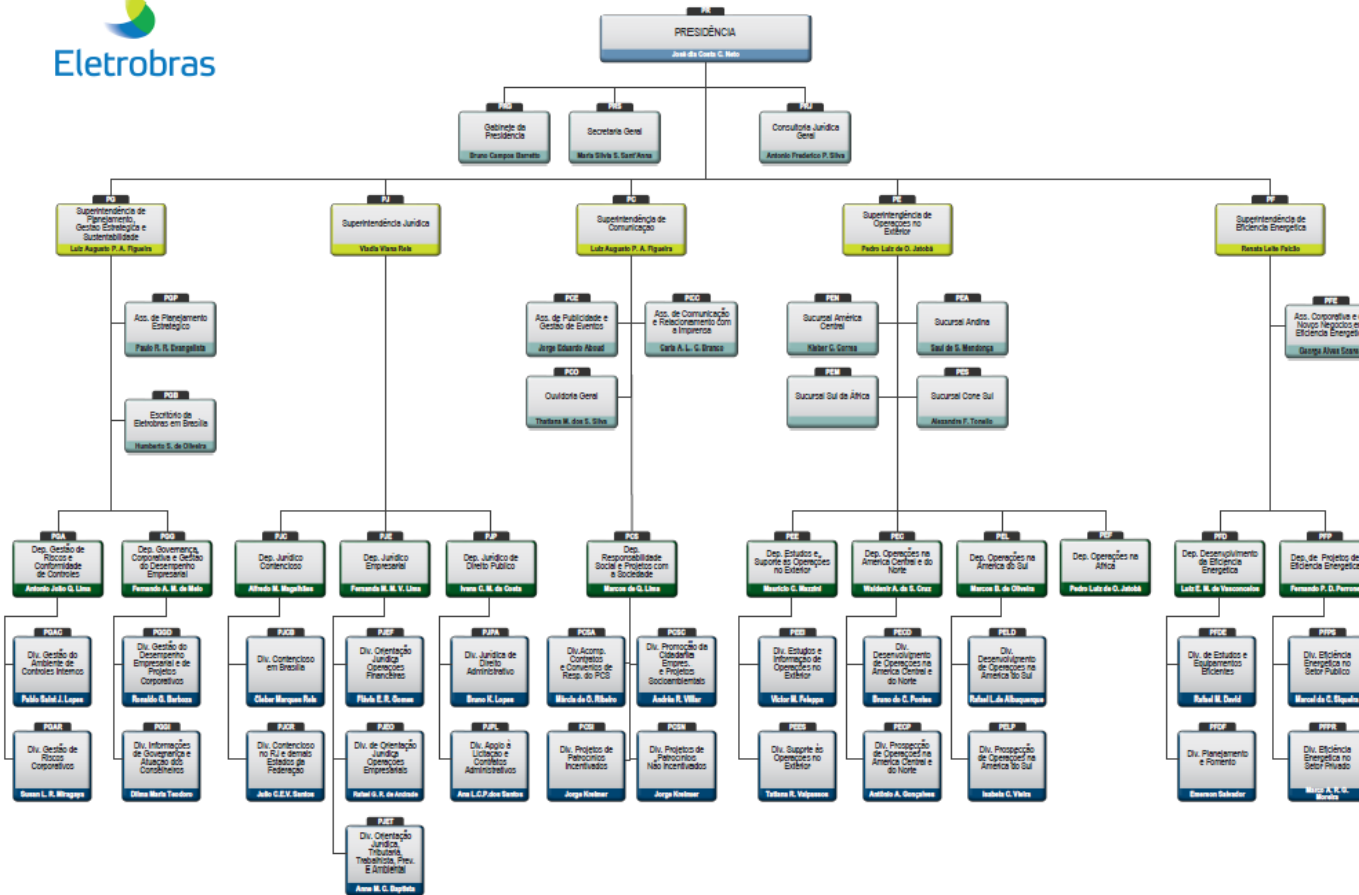
ELETOBRAS

A estrutura organizacional da Eletrobras é formada por sete diretorias: Presidência, Diretoria de Geração, Diretoria de Transmissão, Diretoria de Distribuição, Diretoria de Regulação, Diretoria Financeira e de Relação com Investidores e, ainda, Diretoria de Administração, detalhadas a partir da página a seguir, com a descrição sucinta das competências (Finalidade).



PRESIDÊNCIA

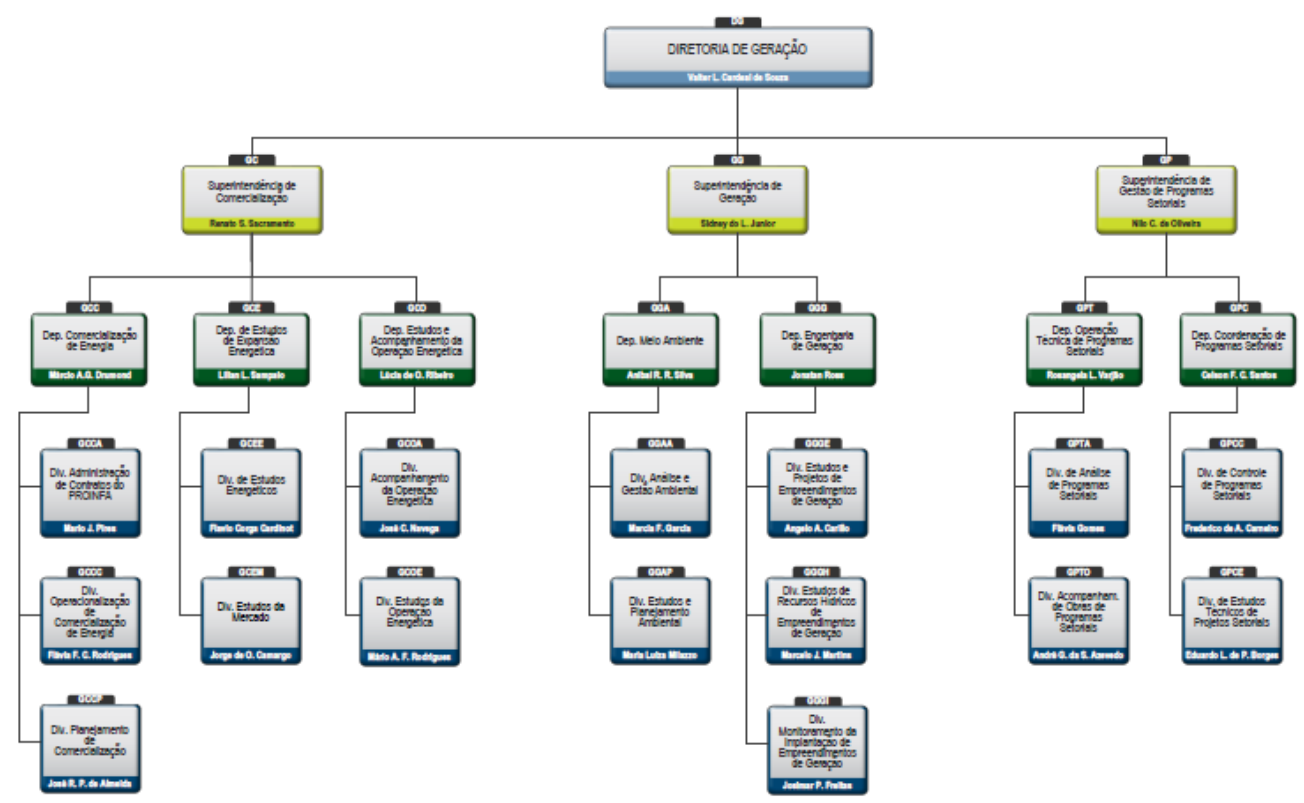
ATUALIZADO: 04/11/2014





DIRETORIA DE GERAÇÃO

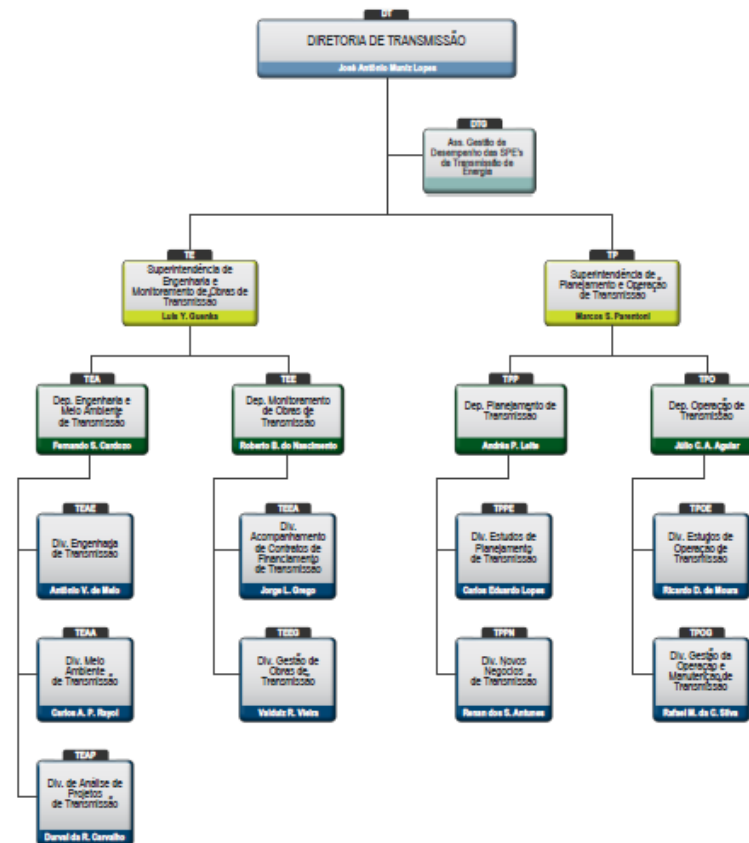
Atualizado: 04/11/2014





DIRETORIA DE TRANSMISSÃO

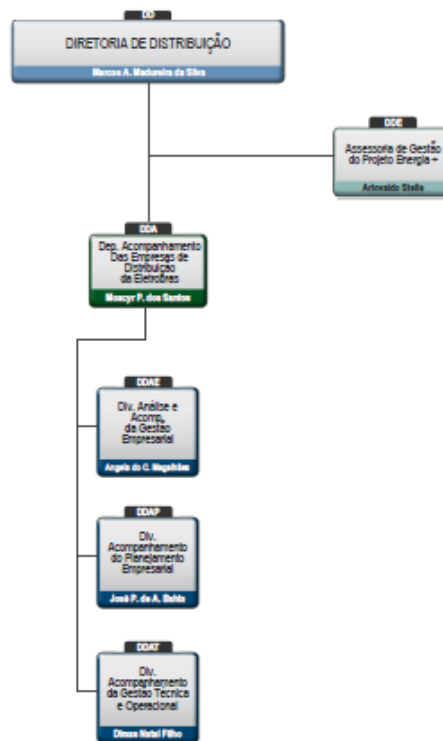
Atualizado: 04/11/2014





DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO

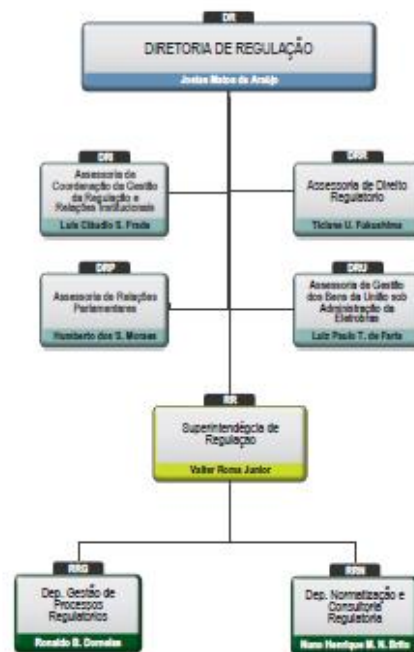
Atualizado: 04/11/2014





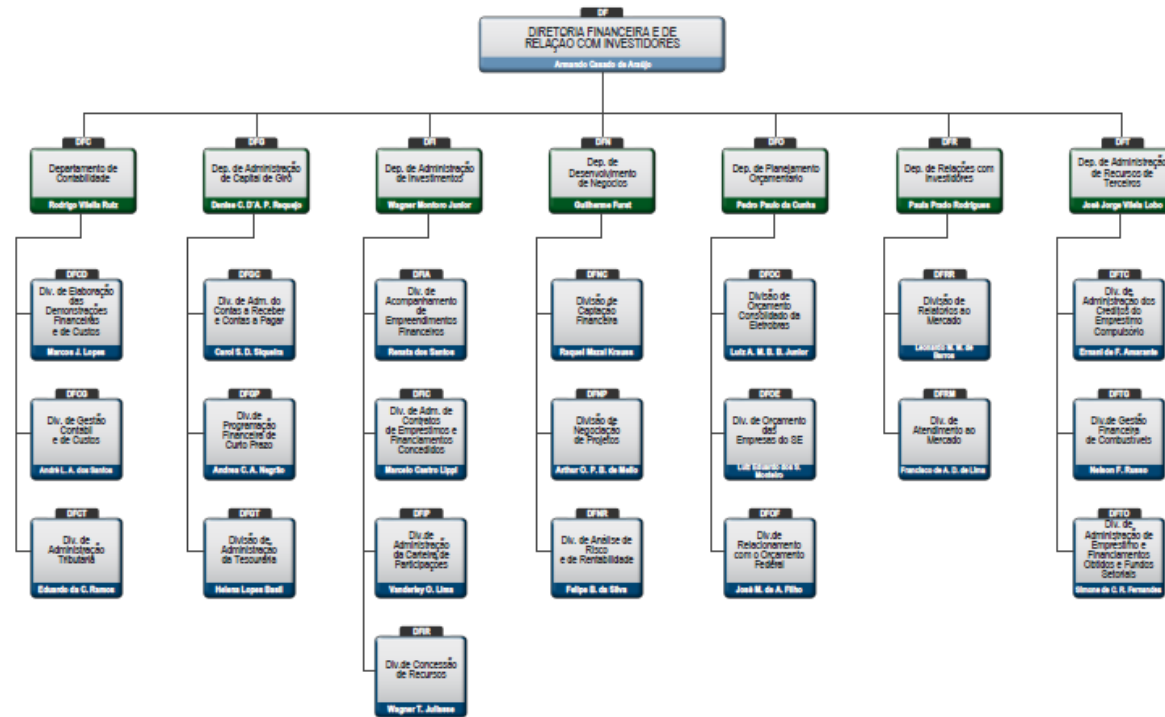
DIRETORIA DE REGULAÇÃO

ATUALIZADO: 04/11/2014



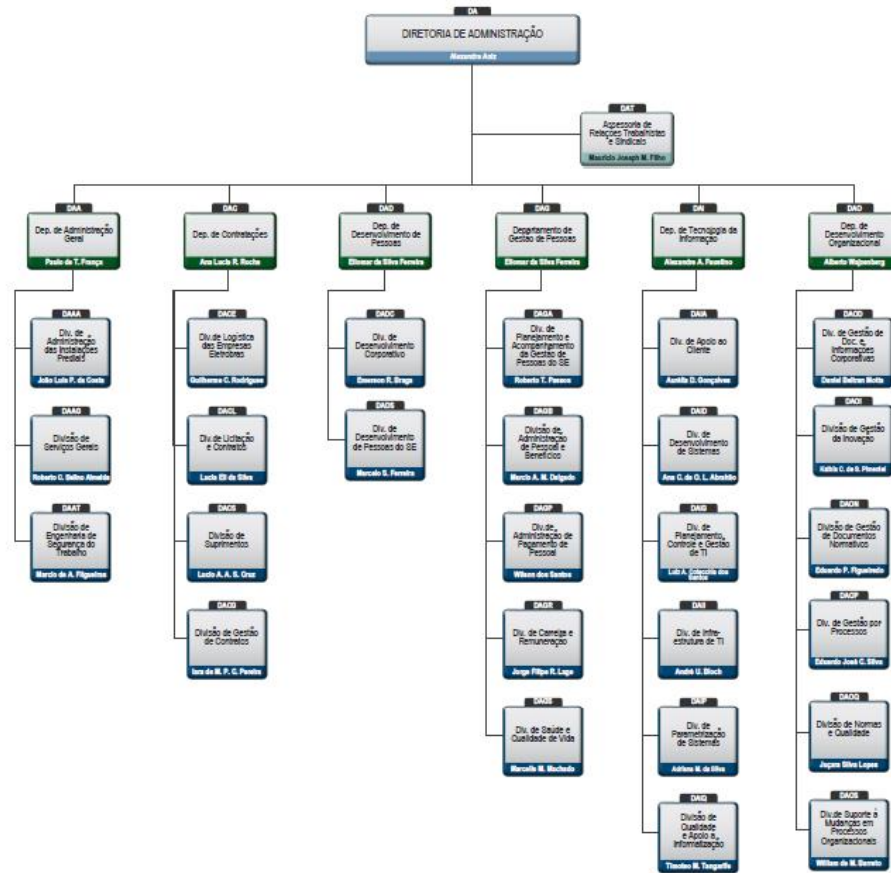
DIRETORIA FINANCEIRA E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

Atualizado: 04/11/2014



DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO

Atualizado: 04/11/2014



PRESIDÊNCIA – PR

UNIDADES E SUBUNIDADES	TITULAR	NOMEAÇÃO	EXONERAÇÃO	FINALIDADE
PR – Presidência	José da Costa Carvalho Neto	25/02/2011	Prazo Indeterminado	Cumprir as diretrizes do Ministério de Minas e Energia – MME e gerir a Eletrobras.
PRG – Gabinete da Presidência	Bruno Campos Barretto	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Assistir, diretamente, o Presidente, prestando-lhe apoio nas atividades desenvolvidas na Empresa.
PRJ – Consultoria Jurídica Geral	Antonio Frederico Pereira da Silva	01/07/2009	Prazo Indeterminado	Assessorar o Presidente e os demais Diretores em questões jurídicas específicas.
PRS – Secretaria Geral	Maria Silvia Santanna	23/09/2013	Prazo Indeterminado	Apoiar administrativamente os órgãos da Administração Superior da Eletrobras.
PG - Superintendência de Planejamento, Gestão Estratégica e Sustentabilidade	Luiz Augusto P.A.Figueira	01/06/2012	Prazo Indeterminado	Superintender e coordenar as atividades da Presidência da Eletrobras no âmbito do Planejamento, Gestão de Assuntos Estratégicos e Sustentabilidade.
PGP – Assessoria de Planejamento Estratégico	Paulo Roberto Rodrigues Evangelista	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Coordenar o desenvolvimento, a gestão e o acompanhamento do Planejamento Estratégico Empresarial da Eletrobras.
PGB – Escritório da Eletrobras em Brasília	Humberto Sarmento de Oliveira	31/10/2013	Prazo Indeterminado	Representar institucionalmente e administrativamente a Eletrobras em Brasília.
PGA – Departamento de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles	Antonio João Queiroz Lima	01/11/2011	Prazo Indeterminado	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 Eletrobras, quando pertinente.
PGAC – Divisão de Gestão do Ambiente de Controles Internos	Pablo Saint Just Lopes	16/11/2011	Prazo Indeterminado	Efetivar ações para o estabelecimento do ambiente de controles internos da Eletrobras, e das empresas Eletrobras, quando pertinente.
PGAR - Divisão de Gestão de Riscos Corporativos	Susan Lobão Raulino Miragaya	01/11/2009	Prazo Indeterminado	Desenvolver ações para o gerenciamento integrado de riscos da Eletrobras, e das empresas Eletrobras, quando pertinente.
PGG – Departamento de Governança Corporativa e Gestão do Desempenho Empresarial	Fernando Augusto Macedo de Melo	16/11/2011	Prazo Indeterminado	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 Projetos Corporativos	Ronaldo Garcia Barboza	01/06/2012	Prazo Indeterminado	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.
PGGI – Divisão de Informações de Governança e Atuação dos Conselheiros	Dilma Maria Teodoro	01/06/2012	Prazo Indeterminado	Controlar os padrões de informação e compromissos regulamentares da Eletrobras, observando as boas práticas de Governança Corporativa.
PJ – Superintendência Jurídica	Vladia Viana Reis	01/06/2012	Prazo Indeterminado	Superintender as atividades de representação jurídica e administrativa, bem como de assessoramento jurídico da Eletrobras.
PJC - Departamento Jurídico Contencioso	Alfredo Mello Magalhães	01/06/2012	Prazo Indeterminado	Coordenar as atividades de representação jurídica e administrativa da Eletrobras.
PJCB - Divisão Contencioso em Brasília	Cléber Marques Reis	01/06/2012	Prazo Indeterminado	Representar a Eletrobras em esfera judicial e administrativa nos processos em curso no Distrito Federal.
PJCR - Divisão Contencioso no RJ e demais estados da federação	Júlio César Estruc Verbicário dos Santos	01/06/2012	Prazo Indeterminado	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	Fernanda Maria Muniz Vieira Lima	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Coordenar as atividades de assessoramento jurídico de natureza empresarial.
PJEF – Divisão Orientação Jurídica Operações Financeiras	Flavia Ewbank Ribeiro Gomes	01/06/2012	Prazo Indeterminado	Assessorar e apoiar juridicamente a empresa em questões relacionadas à orientação jurídica em operações Financeiras.
PJEO – Divisão Orientação Jurídica Operações Empresarias	Rafael Gusmão Rodrigues de Andrade	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Assessorar e apoiar juridicamente a empresa em questões relacionadas à orientação jurídica em operações Empresariais.
PJET – Divisão Orientação Jurídica Tributária, Trabalhista Previdenciária e Ambiental	Anne Margarita Cunha Baptista	01/06/2012	Prazo Indeterminado	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	Ivana Carvalho Moraes da Costa	01/06/2012	Prazo Indeterminado	Coordenar as atividades de assessoramento jurídico especializado em Direito Público e Licitações.
PJPA – Divisão Jurídica de Direito Administrativo	Bruno Kapler Lopes	01/06/2012	Prazo Indeterminado	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 Apoio à Licitação e Contratos Administrativos	Ana Luiza Cursino Pinto dos Santos	01/06/2012	Prazo Indeterminado	Assessorar e apoiar juridicamente as contratações e licitações da Eletrobras à luz da Legislação de Licitações e de Pregões e/ou regulamento simplificado respectivo.

PCS – Departamento de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade	Marcos de Queiroz Lima	01/04/2012	Prazo Indeterminado	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	Márcia de Oliveira Ribeiro	01/04/2012	Prazo Indeterminado	Acompanhar a execução dos Convênios e Contratos dos Projetos Socioambientais e Patrocínios Culturais, responsabilizando-se pela fiscalização e demonstração das respectivas prestações de contas.
PCSI – Divisão de Projetos de Patrocínios Incentivados	Jorge Kreimer	01/04/2012	Prazo Indeterminado	Realizar a gestão dos patrocínios enquadrados em lei específica de incentivo.
PCSC – Divisão de Promoção da Cidadania Empresarial e Projetos Socioambientais	Andréa Rosa Villar	01/04/2012	Prazo Indeterminado	Coordenar ações de promoção da responsabilidade social empresarial e realizar a gestão dos projetos socioambientais apoiados pela Eletrobras.
PCSN – Divisão de Projetos de Patrocínios Não Incentivados	Jorge Kreimer	01/04/2012	Prazo Indeterminado	Realizar a gestão dos patrocínios não enquadrados em lei específica de incentivo.
PE – Superintendência de Operações no Exterior	Pedro Luiz de Oliveira Jatobá	02/01/2014	Prazo Indeterminado	Superintender as atividades das empresas 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.
PEN – Sucursal América Central	Kleber Costa Correa	09/12/2013	Prazo Indeterminado	
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.
PEA – Sucursal Andina	Saul de Santana Mendonça	01/12/2013	Prazo Indeterminado	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.
PES – Sucursal Cone Sul	Alexandre Filard Tonello	14/11/2013	Prazo Indeterminado	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.
PEE – Departamento de Estudos e Suporte às Operações no Exterior	Maurício Carvalho Mazzini	01/11/2011	Prazo Indeterminado	Coordenar a Gestão do Conhecimento de operações no exterior e apoiar a estruturação de empreendimentos da Eletrobras no exterior.
PEEI – Divisão de Estudos e Informação de Operações no Exterior	Víctor Magalhães Feleppa	01/08/2012	Prazo Indeterminado	Desenvolver Gestão do Conhecimento de operações no exterior, elaborando a base de dados e informações, bem como executar o planejamento e o monitoramento das atividades mercadológicas da Eletrobras no exterior.
PEES – Divisão de Suporte às Operações no Exterior	Tatiana Ramos Valpassos	17/02/2014	Prazo Indeterminado	Manter a Carteira de Projetos Internacionais da Eletrobras e apoiar a estruturação de empreendimentos da Eletrobras no exterior.
PEC – Departamento de Operações na América Central e do Norte	Waldenir Alexandre da Silva Cruz	12/12/2013	Prazo Indeterminado	Coordenar a prospecção e o desenvolvimento de operações nas atuais áreas de interesse: América Central e do Norte, Guianas, Suriname e demais regiões de interesse futuro.
PECD – Divisão de Desenvolvimento de Operações na América Central e do Norte	Bruno do Carmo Pontes	12/12/2013	Prazo Indeterminado	Desenvolver, implementar, operar e avaliar resultados das operações nas áreas de interesse: América Central e do Norte, Guianas, Suriname e demais regiões de interesse futuro.
PECP – Divisão de Prospecção de Operações na América Central e do Norte	Antônio Augusto Gonçalves	01/03/2010	Prazo Indeterminado	Prospectar novas oportunidades de operações a serem desenvolvidas nas áreas de interesse: América Central e do Norte, Guianas, Suriname e demais regiões de interesse futuro.
PEL – Departamento de Operações na América do Sul	Marcos Barbosa de Oliveira	02/01/2014	Prazo Indeterminado	Coordenar a prospecção e o desenvolvimento de operações na área de interesse: América do Sul, exceto Guianas e Suriname.
PELD – Divisão de Desenvolvimento de Operações na América do Sul	Rafael Lopes de Albuquerque	01/06/2012	Prazo Indeterminado	Desenvolver, implementar, operar e avaliar resultados das operações na área de interesse: América do Sul, exceto Guianas e Suriname.
PELP – Divisão de Prospecção de Operações na América do Sul	Isabela Correa Vieira	14/12/2013	Prazo Indeterminado	Prospectar novas oportunidades de operações a serem desenvolvidas na área de interesse: América do Sul, exceto Guianas e Suriname.
PEF – Departamento de Operações na África	Pedro Luiz de Oliveira Jatobá	02/01/2014	Prazo Indeterminado	Coordenar a prospecção e o desenvolvimento de operações na área de interesse: África.

PF – Superintendência de Eficiência Energética	Renata Leite Falcão	01/08/2012	Prazo Indeterminado	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.
PFE – Assessoria Corporativa e de Novos Negócios em Eficiência Energética	George Alves Soares	01/08/2012	Prazo Indeterminado	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.
PFD – Departamento de Desenvolvimento de Eficiência Energética	Luiz Eduardo Menandro de Vasconcellos	25/02/2011	Prazo Indeterminado	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	Rafael Meirelles David	25/02/2011	Prazo Indeterminado	Executar ações que visem o desenvolvimento e a disseminação da eficiência energética dos equipamentos consumidores de energia elétrica.
PFDF – Divisão de Planejamento e Fomento	Emerson Salvador	25/02/2011	Prazo Indeterminado	Implementar as ações de planejamento e projetos de fomento da eficiência energética estabelecidos pela Eletrobras.
PFP – Departamento de Projetos de Eficiência Energética	Fernando Pinto Dias Perrone	25/02/2011	Prazo Indeterminado	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.
PFPS – Divisão de Eficiência Energética no Setor Público	Marcel da Costa de Siqueira	25/02/2011	Prazo Indeterminado	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.
PFPR – Divisão de Eficiência Energética no Setor Privado	Marco Aurélio Ribeiro Gonçalves Moreira	01/12/2012	Prazo Indeterminado	Implementar projetos de eficiência energética nas indústrias e edificações, nas áreas comercial, residencial, de prédios públicos e de serviços.

DIRETORIA DE GERAÇÃO – DG

UNIDADES E SUBUNIDADES	TITULAR	NOMEAÇÃO	EXONERAÇÃO	FINALIDADE
DG – Diretoria de Geração	Valter Luiz Cardeal de Souza	22/05/2007	Prazo Indeterminado	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.
GC – Superintendência de Comercialização	Renato Soares Sacramento	01/01/2010	Prazo Indeterminado	Superintender atividades de comercialização de energia elétrica, de estudos de expansão da oferta de energia elétrica e de planejamento e acompanhamento da operação energética.
GCC – Departamento de Comercialização de Energia	Márcio Antonio Guedes Drumond	01/06/2012	Prazo Indeterminado	Planejar e coordenar as atividades de comercialização de energia elétrica e seus insumos, bem como de potência, no âmbito das empresas Eletrobras e, ainda, gerir modelos de comercialização e representar a parte brasileira da operação da UHE ITAIPU.
GCCA - Divisão Administração de Contratos do PROINFA	Mário José Pires	01/03/2010	Prazo Indeterminado	Executar e otimizar os processos administrativos e financeiros referentes às movimentações contratuais dos empreendimentos do PROINFA.
GCCC – Divisão de Operacionalização de Comercialização de Energia	Flávia Francesca Capano Serra	01/04/2012	Prazo Indeterminado	Operacionalizar as atividades pertinentes à comercialização de energia elétrica e seus insumos, bem como de potência da usina de ITAIPU, das interconexões internacionais (Rivera e Uruguaiana), do PROINFA e de outras transações que venham a ser autorizadas à Eletrobras.
GCCP - Divisão de Planejamento Comercialização	José Roberto Pinto de Almeida	01/06/2009	Prazo Indeterminado	Desenvolver estudos e modelos de comercialização de energia elétrica e seus insumos, bem como elaborar e negociar contratos de compra e venda de energia.
GG – Superintendência de Geração	Sidney do Lago Junior	01/06/2009	Prazo Indeterminado	Superintender as atividades relativas a estudos ambientais, engenharia e gestão de obras de geração da Eletrobras.
GGA – Departamento de Meio Ambiente	Anibal Rodrigues Ribeiro Silva	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Gerir as atividades e os processos afetos a objetivos corporativos e a empreendimentos de geração, relacionados aos aspectos socioambientais.
GGAA - Divisão de Análise e Gestão Ambiental	Márcia Feitosa Garcia	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Executar as atividades de análise técnica e orçamentária dos aspectos socioambientais dos negócios da Eletrobras holding, bem como aquelas voltadas para a gestão ambiental das empresas Eletrobras.
GGAP - Divisão de Estudos e Planejamento Ambiental	Maria Luiza Lartigau S. Milazzo	01/06/2009	Prazo Indeterminado	Executar as atividades voltadas para a sustentabilidade ambiental das empresas Eletrobras e para operação e planejamento socioambiental dos negócios de geração.
GGG – Departamento de Engenharia de Geração	Jonatan Ross	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Gerenciar os estudos, projetos e monitoramento da implantação de empreendimentos de geração de energia elétrica.

GGGE – Divisão de Estudos e Projetos de Empreendimentos de Geração	Angelo Antonio Carilo	01/06/2009	Prazo Indeterminado	Desenvolver estudos técnico-econômicos que subsidiem a análise e identificação de oportunidades em negócios de geração e a implantação de empreendimentos.
GGGH – Divisão de Estudos de Recursos Hídricos de Empreendimentos de Geração	Marcelo Jaques Martins	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Desenvolver estudos relativos a recursos hídricos que subsidiem a análise e identificação de oportunidades em negócios de geração e a implantação de empreendimentos de geração hidrelétrica.
GGGI – Divisão de Monitoramento de Implantação de Empreendimentos de Geração	Josimar Pereira Freitas	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Monitorar a implantação de empreendimentos de geração de energia elétrica.
GP - Superintendência de Gestão de Programas Setoriais	Nilo César de Oliveira	01/01/2010	Prazo Indeterminado	Coordenar os trabalhos de análise e gestão de atividades da Diretoria de Geração decorrentes de Programas Setoriais.
GPT – Departamento de Operação Técnica de Programas Setoriais	Rosângela Lima Varjão	01/11/2011	Prazo Indeterminado	Gerenciar e planejar as análises técnico-orçamentárias e as inspeções físicas, objeto de financiamento/subvenção de obras de Programas Setoriais no segmento de distribuição e coordenar a elaboração de estudos e diagnósticos técnicos relativos ao tema.
GPTA – Divisão de Análise de Programas Setoriais	Flávia Gomes	01/01/2010	Prazo Indeterminado	Realizar análises técnico-orçamentárias, objeto de financiamento/subvenção de obras de distribuição e elaborar estudos e diagnósticos técnicos de Programas Setoriais no segmento de distribuição.
GPTO – Divisão de Acompanhamento de Obras de Programas Setoriais	André Gustavo da Silva Azevedo	01/06/2009	Prazo Indeterminado	Realizar inspeções físicas, objeto de financiamento/subvenção em obras de Programas Setoriais no segmento de distribuição.
GPC – Departamento de Coordenação de Programas Setoriais	Celson Frederico Corrêa Santos	01/11/2011	Prazo Indeterminado	Gerenciar os programas de obras de eletrificação, objeto de financiamento/subvenção de obras de Programas Setoriais no segmento de distribuição e proporcionar suporte técnico às ações de desenvolvimento sustentável no âmbito do programa de universalização.
GPCC – Divisão de Controle de Programas Setoriais	Frederico de Araújo Carneiro	01/06/2009	Prazo Indeterminado	Realizar a gestão e o controle dos programas de obras de eletrificação rural executados no âmbito da universalização de energia elétrica e demais programas, objeto de financiamento/subvenção de Programas Setoriais no segmento de distribuição.
GPCE – Divisão de Estudos Técnicos de Projetos Setoriais	Eduardo Luís de Paula Borges	01/01/2010	Prazo Indeterminado	Desenvolver a expansão da distribuição e da eletrificação rural por meio de estudos e projetos com a utilização de fontes renováveis de energia e Smart-grid.

DIRETORIA DE TRANSMISSÃO – DT

UNIDADES E SUBUNIDADES	TITULAR	NOMEAÇÃO	EXONERAÇÃO	FINALIDADE
DT – Diretoria de Transmissão	José Antonio Muniz Lopes	06/03/2008	Prazo Indeterminado	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 de Energia				Monitorar e analisar o desempenho operacional das Sociedades de Propósitos Específicos – SPE's de transmissão das empresas Eletrobras.
TE - Superintendência de Engenharia e Monitoramento de Obras de Transmissão	Luis Yoshihiro Guenka	01/05/2012	Prazo Indeterminado	Superintender as atividades referentes à engenharia e às obras de transmissão.
TEA - Departamento de Engenharia e Meio Ambiente de Transmissão	Fernando Simões Cardozo	01/05/2012	Prazo Indeterminado	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	Carlos Alberto Pires Rayol	01/05/2012	Prazo Indeterminado	Executar as atividades relativas à gestão ambiental de obras de transmissão de interesse das empresas Eletrobras.
TEAE - Divisão de Engenharia de Transmissão	Antonio Vieira de Melo Neto	01/05/2012	Prazo Indeterminado	Promover as melhores práticas de engenharia de transmissão nas empresas Eletrobras.
TEAP - Divisão de Análise de Projetos de Transmissão	Durval da Rocha Carvalho	01/05/2012	Prazo Indeterminado	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	Roberto Brígido do Nascimento	01/05/2012	Prazo Indeterminado	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	Jorge Luiz Grego	01/05/2012	Prazo Indeterminado	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	Valduiz ReisVieira	01/02/2013	Prazo Indeterminado	Controlar a implantação das obras de transmissão de interesse das empresas Eletrobras.
TP - Superintendência de Planejamento e Operação de Transmissão	Marcos Simas Parentoni	01/05/2012	Prazo Indeterminado	Superintender as atividades referentes ao planejamento e à operação da transmissão.

TPP - Departamento de Planejamento de Transmissão	Andréa Pereira Leite	02/06/2014	Prazo Indeterminado	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	Carlos Eduardo Lopes	02/09/2013	Prazo Indeterminado	Realizar o planejamento da expansão da transmissão das empresas Eletrobras.
TPPN - Divisão de Novos Negócios de Transmissão	Renan dos Santos Antunes	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Realizar estudos e análises de transmissão em novos negócios da Eletrobras.
TPO - Departamento de Operação de Transmissão	Julio César Alves de Aguiar	02/06/2014	Prazo Indeterminado	Gerenciar os estudos de operação elétrica de interesse da Eletrobras e a operação e a manutenção das empresas Eletrobras.
TPOE - Divisão de Estudos de Operação de Transmissão	Ricardo Drumond de Moura	02/09/2013	Prazo Indeterminado	Realizar os estudos de operação elétrica de interesse da Eletrobras.
TPOG - Divisão de Gestão da Operação e Manutenção de Transmissão	Rafael Monteiro da Cruz Silva	02/06/2014	Prazo Indeterminado	Controlar a operação e manutenção da transmissão, no âmbito das empresas Eletrobras.

DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO – DD

UNIDADES E SUBUNIDADES	TITULAR	NOMEAÇÃO	EXONERAÇÃO	FINALIDADE
DD – Diretoria de Distribuição	Marcos Aurelio Madureira da Silva	12/05/2011	Prazo Indeterminado	Tratar do planejamento, administração e controle das Empresas de Distribuição da Eletrobras.
DDE - Assessoria de Gestão do Projeto Energia +	Ariovaldo Stelle	01/06/2011	Prazo Indeterminado	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.
DDA - Departamento de Acompanhamento das Empresas de Distribuição da Eletrobras	Moacyr Pereira dos Santos	14/12/2013	Prazo Indeterminado	Acompanhar o desempenho das Empresas de Distribuição da Eletrobras.
DDAE - Divisão de Análise e Acompanhamento da Gestão Empresarial	Angela do Carmo Magalhães	01/04/2014	Prazo Indeterminado	Acompanhar a Gestão Empresarial das Empresas de Distribuição da Eletrobras.
DDAP - Divisão de Acompanhamento do Planejamento Empresarial	José Paulo de Abruñhosa Bahia	01/05/2011	Prazo Indeterminado	Acompanhar a elaboração e a execução do planejamento empresarial das Empresas de Distribuição da Eletrobras – EDE.
DDAT - Divisão de Acompanhamento da Gestão Técnica e Operacional	Dimas Natal Filho	01/02/2014	Prazo Indeterminado	Acompanhar a gestão técnica e operacional do Plano de Negócios das Empresas de Distribuição da Eletrobras – EDE's.

DIRETORIA DE REGULAÇÃO – DR

UNIDADES E SUBUNIDADES	TITULAR	NOMEAÇÃO	EXONERAÇÃO	FINALIDADE
DR – Diretoria de Regulação	Josias Matos de Araújo	16/06/2014	Prazo Indeterminado	Liderar a coordenação das questões inerentes ao marco regulatório do setor de energia elétrica, bem como a gestão dos Bens da União Sob Administração - BUSA.
DRI - Assessoria de Coordenação da Gestão da Regulação e Relações Institucionais	Luis Claudio Silva Frade	01/07/2014	Prazo Indeterminado	Monitorar o desempenho dos processos da Diretoria de Assuntos Regulatórios: regulação, gestão de BUSA, relações parlamentares, direito regulatório e relações institucionais, bem como assessorar sua gestão.
DRP - Assessoria de Relações Parlamentares	Humberto dos Santos Moraes	01/07/2014	Prazo Indeterminado	Promover e acompanhar a tramitação de projetos de lei e assuntos de interesse da Eletrobras no Congresso Nacional e em órgãos do Governo Federal, dos Estados e dos Municípios.
DRR - Assessoria de Direito Regulatório	Ticiane Ushicawa Fukushima	01/07/2014	Prazo Indeterminado	Assessorar e subsidiar a Diretoria nos assuntos de direito regulatório de energia elétrica.
DRU - Assessoria de Gestão de Bens da União Sob Administração da Eletrobras	Luiz Paulo Terra de Faria	01/07/2014	Prazo Indeterminado	Assessorar e coordenar as atividades relativas aos Bens da União Sob Administração - BUSA.
RR - Superintendência de Regulação	Valter Roma Junior	01/07/2014	Prazo Indeterminado	Superintender as atividades relativas à regulação setorial dos negócios de geração e transmissão de energia elétrica das empresas Eletrobras.
RRG - Departamento de Gestão de Processos Regulatórios	Ronaldo Borges Dornelas	01/07/2014	Prazo Indeterminado	Monitorar o processo de relacionamento da Eletrobras e suas Controladas com as várias instâncias de natureza regulatória e fiscalizatória e Entidades Representativas Setoriais.
RRN - Departamento de Normatização e Consultoria Regulatória	Nuno Henrique Moura Nunes Brito	11/07/2014	Prazo Indeterminado	Coordenar o desenvolvimento de estudos e propostas de normas e procedimentos regulatórios junto às Agências e instâncias responsáveis, bem como prestar consultoria relacionada ao tema para as empresas Eletrobras.

DIRETORIA FINANCEIRA E DE RELAÇÃO COM INVESTIDORES – DF

UNIDADES E SUBUNIDADES	TITULAR	NOMEAÇÃO	EXONERAÇÃO	FINALIDADE
DF - Diretoria Financeira e de Relação com Investidores	Armando Casado de Araújo	01/04/2010	Prazo Indeterminado	Gerir o fluxo financeiro da Eletrobras e dos fundos setoriais.
DFC - Departamento de Contabilidade	Rodrigo Vilella Ruiz	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Administrar as atividades contábeis da Eletrobras.
DFCD - Divisão de Elaboração das Demonstrações Financeiras e de Custos	Marcos José Lopes	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Administrar e elaborar as Demonstrações e Informações Contábeis da Eletrobras e Relatórios de Custos.
DFCG - Divisão de Gestão Contábil e de Custos	André Luiz Amaral dos Santos	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Acompanhar e analisar a escrituração contábil na Eletrobras, bem como administrar a base de dados do Sistema de Custos.
DFCT - Divisão de Administração Tributária	Eduardo da Costa Ramos	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Administrar a execução tributária na Eletrobras.
DFG - Departamento de Administração de Capital de Giro	Denise Cunha D'Angelo Palácio Requejo	01/12/2006	Prazo Indeterminado	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	Carol Sampaio Diogo de Siqueira	01/12/2006	Prazo Indeterminado	Administrar as Contas a Pagar e a Receber da Eletrobras.
DFGP - Divisão de Programação Financeira de Curto Prazo	Andrea Costa Amancio Negrão	01/10/2009	Prazo Indeterminado	Elaborar a programação financeira do Capital de Giro da Eletrobras.
DFGT - Divisão de Administração da Tesouraria	Helena Lopes Basil	01/12/2006	Prazo Indeterminado	Executar as atividades de Tesouraria da Eletrobras.
DFI - Departamento de Administração de Investimentos	Wagner Montoro Junior	01/12/2006	Prazo Indeterminado	Contratar, administrar e analisar o desempenho de todos os investimentos da Eletrobras.
DFIA - Divisão de Acompanhamento de Empreendimentos Financeiros	Renata dos Santos	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Administrar os Empreendimentos Financiados pela Eletrobras.

DFIC – Divisão de Administração de Contratos de Empréstimos e Financiamentos Concedidos	Marcelo Castro Lippi	01/12/2006	Prazo Indeterminado	Administrar os Contratos de Empréstimos e Financiamentos Concedidos pela Eletrobras.
DFIP - Divisão de Administração da Carteira de Participações	Vanderley Oliveira Lima	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Administrar as Carteiras de Participações Acionárias da Eletrobras.
DFIR - Divisão de Concessão de Recursos	Wagner Titara Juliasse	12/03/2013	Prazo Indeterminado	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	Guilherme Furst	01/12/2006	Prazo Indeterminado	Analisar a participação da Eletrobras em novos negócios.
DFNC - Divisão de Captação Financeira	Raquel Mazal Krauss	01/12/2006	Prazo Indeterminado	Analisar, negociar e contratar fontes e recursos para desenvolvimento dos negócios da Eletrobras.
DFNP - Divisão de Negociação de Projetos	Arthur Octavio Pinto Barreto de Mello	04/08/2010	Prazo Indeterminado	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	Felipe Baptista da Silva	04/08/2010	Prazo Indeterminado	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	Pedro Paulo da Cunha	01/12/2006	Prazo Indeterminado	Realizar o planejamento econômico-financeiro da Eletrobras e a consolidação do orçamento das empresas do Sistema Eletrobras.
DFOC - Divisão de Orçamento Consolidado da Eletrobras	Luiz Alberto Meirelles	04/01/2010	Prazo Indeterminado	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	Luiz Eduardo dos Santos Monteiro	17/06/2013	Prazo Indeterminado	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.
DFOF - Divisão de Relacionamento com o Orçamento Federal	José Marques de Aguiar Filho	01/12/2006	Prazo Indeterminado	Administrar a execução do Programa de Dispêndios Globais - PDG do Sistema Eletrobras.
DFR - Departamento de Relações com Investidores	Paula Prado Rodrigues	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Administrar a relação com investidores, acionistas e agentes formadores de opinião do Mercado Financeiro e de Capitais.

DFRM - Divisão de Atendimento ao Mercado	Francisco de Assis Duarte de Lima	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Administrar a relação da Eletrobras com seus acionistas e com investidores nos mercados de capitais.
DFRR - Divisão de Relatórios ao Mercado	Leonardo Michelsen Monteiro de Barros	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Administrar a preparação, arquivamento e divulgação dos relatórios ao mercado.
DFT - Departamento de Administração de Recursos de Terceiros	José Jorge Vilela Lobo	01/11/2009	Prazo Indeterminado	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	Ernani de Freitas Amarante	01/12/2008	Prazo Indeterminado	Administrar o Empréstimo Compulsório.
DFTG - Divisão de Gestão Financeira de Combustíveis	Nélson Fernandes Russo	01/06/2009	Prazo Indeterminado	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.	Simone de Castro Rodrigues Fernandes	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Administrar o Serviço da Dívida da Eletrobras e os recursos setoriais da União administrados pela Eletrobras.

DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO – DA

UNIDADES E SUBUNIDADES	TITULAR	NOMEAÇÃO	EXONERAÇÃO	FINALIDADE
DA – Diretoria de Administração	Alexandre Vaghi de Arruda Aniz	07/08/2014	Prazo Indeterminado	Coordenar as atividades referentes a suprimentos e administração geral, desenvolvimento e gestão de pessoas, informática, organização e documentação e responsabilidade social.
DAT - Assessoria de Relações Trabalhistas e Sindicais	Maurício Joseph Marques Filho	01/08/2008	Prazo Indeterminado	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 Eletrobrás.
DAA - Departamento de Administração Geral	Paulo de Tarso França	01/07/2014	Prazo Indeterminado	Gerenciar os processos relativos à Administração Patrimonial, Manutenção Predial, Serviços Gerais e Engenharia de Segurança do Trabalho.
DAAA - Divisão de Administração das Instalações Prediais	João Luis Pinheiro da Costa	03/02/2014	Prazo Indeterminado	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	Roberto Carlos Belino Almeida	01/12/2013	Prazo Indeterminado	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	Marcio de Andrade Filgueiras	01/08/2008	Prazo Indeterminado	Gerenciar as atividades de Engenharia de Segurança e do Comitê de Ergonomia da Eletrobras.
DAC - Departamento de Contratações	Ana Lúcia Romualdo Rocha	01/12/2013	Prazo Indeterminado	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	Guilherme Camargo Rodrigues	01/03/2012	Prazo Indeterminado	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.
DACL - Divisão de Licitações e Contratos	Lúcia Eli da Silva	03/02/2014	Prazo Indeterminado	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.

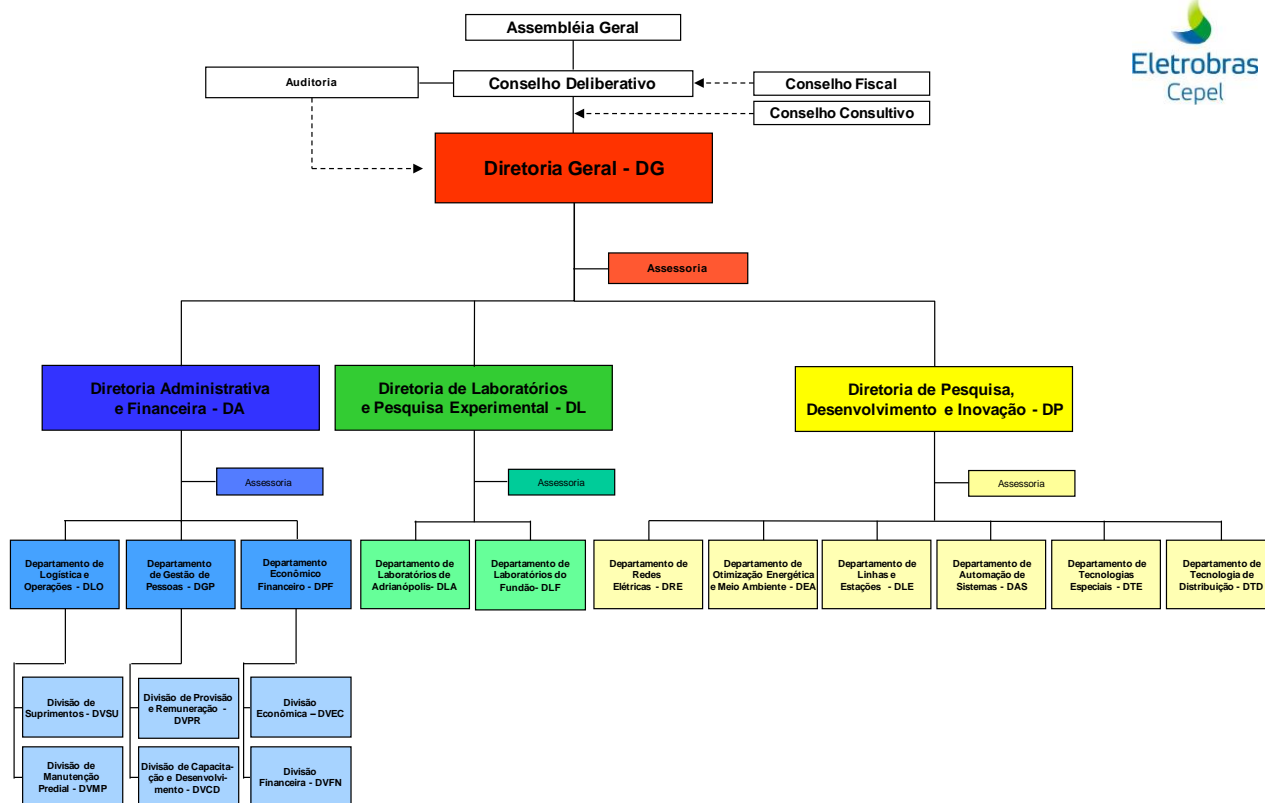
DACS - Divisão de Suprimentos	Lúcio Alexandre Alves Soares Cruz	01/02/2013	Prazo Indeterminado	Efetuar os processos de contratação por dispensa de valor (compras diretas), de administração do estoque e de recebimento físico-fiscal.
DACG - Divisão de Gestão de Contratos	Iara de Moraes Pinto C. Pereira	16/12/2010	Prazo Indeterminado	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.
DAD - Departamento de Desenvolvimento de Pessoas	Eliomar da Silva Ferreira	14/07/2008	Prazo Indeterminado	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	Emerson Rangel Braga	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Planejar e executar as ações de desenvolvimento de pessoas da Eletrobras.
DADS - Divisão de Desenvolvimento de Pessoas do Sistema Eletrobras	Marcelo Santos Ferreira	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Coordenar projetos e planejar, executar e acompanhar as ações de desenvolvimento de pessoas do Sistema Eletrobras.
DAG - Departamento de Gestão de Pessoas	Eliomar da Silva Ferreira	14/07/2008	Prazo Indeterminado	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	Roberto Tebaldi Passos	09/03/2009	Prazo Indeterminado	Gerenciar as ações de Planejamento e Acompanhamento de Gestão de Pessoas do Sistema Eletrobras.
DAGB - Divisão de Administração de Pessoal e Benefícios	Marcio Alexandre Mello Delgado	01/10/2008	Prazo Indeterminado	Gerenciar os processos de administração de pessoal e a concessão de benefícios assistenciais.
DAGP - Divisão de Administração de Pagamento de Pessoal	Wilson dos Santos	15/03/2006	Prazo Indeterminado	Gerenciar os processos relacionados ao pagamento de pessoal, inclusive recolhimento de encargos sociais, rescisão de contrato de trabalho.
DAGR - Divisão de Carreira e Remuneração	Jorge Filipe Rangel Lages	09/03/2009	Prazo Indeterminado	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	Marcelle Martins Machado	01/02/2008	Prazo Indeterminado	Gerenciar as ações de saúde, qualidade de vida e bem-estar social para os colaboradores.
DAI - Departamento de Tecnologia de Informação	Alexandre Albuquerque Faustino	01/12/2013	Prazo Indeterminado	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	Aurélia Dolores Gonçalves	01/10/2008	Prazo Indeterminado	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	Ana Cristina de Oliveira Lima Abrahão	01/07/2014	Prazo Indeterminado	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 da TI	Luiz Alberto Cotecchia dos Santos	01/10/2013	Prazo Indeterminado	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	André Ungierowicz Bloch	03/02/2014	Prazo Indeterminado	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	Adriana Muniz da Silva	14/12/2013	Prazo Indeterminado	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	Timoteo Moreira Tangarife	01/10/2013	Prazo Indeterminado	Prover infraestrutura que garanta a segurança lógica e física, a integridade e a confiabilidade para a tecnologia da informação da empresa.
DAO - Departamento de Desenvolvimento Organizacional	Alberto Wajzenberg	01/06/2010	Prazo Indeterminado	Planejar e acompanhar as ações de desenvolvimento da Gestão por Processos, Gestão da Inovação, 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	Daniel Beltran Motta	01/06/2010	Prazo Indeterminado	Gerenciar o Arquivo e a Biblioteca Central da Eletrobras, favorecendo o acesso a informações e documentos, e dar suporte à Gestão do Conhecimento.
DAOI - Divisão de Gestão da Inovação	Kathia Christina de Souza Pimentel	16/12/2013	Prazo Indeterminado	Coordenar as atividades de Gestão da Inovação na Eletrobras.
DAON - Divisão de Gestão de Documentos Normativos	Eduardo Pozzato Figueiredo	01/06/2010	Prazo Indeterminado	Gerenciar o processo de elaboração e atualização de todos os documentos normativos da Eletrobras.
DAOP - Divisão de Gestão por Processos	Eduardo José Carvalho Silva	01/06/2010	Prazo Indeterminado	Direcionar, orientar e suportar as ações de Gestão por Processos na Eletrobras, provendo apoio metodológico às empresas Eletrobras.

DAOQ - Divisão de Normas e Qualidade	Juçara Silva Lopes	01/03/2012	Prazo Indeterminado	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 Suporte à Mudança em Processos Organizacionais	William de Miranda Barreto	01/06/2010	Prazo Indeterminado	Promover ações de estruturação e operacionalização de mudança em processos organizacionais na Eletrobras, provendo apoio metodológico às empresas Eletrobras.

CEPEL

A estrutura organizacional do CEPEL é formada por 4 diretorias: Diretoria-Geral (DG), Diretoria Administrativa e Financeira (DA), Diretoria de Laboratórios e Pesquisa Experimental (DL) e Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (DP), detalhadas a seguir.



DIRETORIA DE PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO – DP

Áreas/ Subunidades Estratégicas	Competências	
DEA - Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente	P&D+I referentes ao planejamento da expansão da geração, ao planejamento da operação e à programação da operação de sistemas hidrotérmicos interligados; a estudos de prevenção de cheias, a previsão de mercado de longo prazo e tomada de decisão de investimentos em projetos de geração de energia; a incorporação da dimensão ambiental nas diversas etapas do processo de planejamento dos empreendimentos do setor elétrico.	M
DRE - Departamento de Redes Elétricas	P&D+I referentes à expansão, supervisão, controle e operação do sistema elétrico-energético; ao planejamento e operação do sistema interligado brasileiro, contemplando desde o estudo convencional de fluxo de potência à avaliação de segurança dinâmica do sistema.	
DAS - Departamento de Automação de Sistemas	P&D+I referentes a ferramentas para aquisição de dados, operação em tempo real de sistemas elétricos e análise de perturbações; a soluções tecnológicas para otimização da operação de redes elétricas quanto à confiabilidade, segurança, qualidade do serviço e eficiência.	I
DLE - Departamento de Linhas e Estações	P&D+I referentes a técnicas de ensaio, medição e monitoramento, bem como sistemas de monitoração e diagnóstico aplicados em equipamentos elétricos, instalações e linhas de transmissão; a novas técnicas de avaliação de desempenho, estado operativo e vida remanescente; ao aperfeiçoamento de tecnologias tradicionais e novas técnicas voltadas para a operação e a expansão do sistema elétrico.	
DTD - Departamento de Tecnologia de Distribuição	P&D+I referentes a soluções tecnológicas para distribuição de energia elétrica; a novos equipamentos e tecnologias, aplicando o conceito de “redes elétricas inteligentes”; à qualificação de equipamentos usados na distribuição de energia elétrica; a ensaios em sistemas de medição nos pontos de intercâmbio entre agentes do setor elétrico.	R
DTE - Departamento de Tecnologias Especiais	P&D+I referentes a 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 Procel e Luz para Todos.	

DIRETORIA DE LABORATÓRIOS E PESQUISA EXPERIMENTAL - DL

Áreas/ Subunidades Estratégicas	Competências	
DLA - Departamento de Laboratórios de Adrianópolis	Pesquisas experimentais e ensaios em laboratórios, envolvendo Alta Tensão, Alta Potência, Alta Corrente, Ensaio Corona, Impulso de Corrente, Ensaio sob Poluição, Medição de Alta Tensão, Calibração, Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletroeletrônicos.	A
DLF - Departamento de Laboratórios do Fundão	Pesquisas experimentais e ensaios em laboratórios, envolvendo Análises Químicas, Corrosão, Metalografia, Propriedades Mecânicas, Propriedades Elétricas e Magnéticas, Refrigeração, Iluminação e Avaliação de Desempenho de Lavadoras (PBE e PROCEL).	

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

1.4. Macroprocessos finalísticos

ELETRORBRAS

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 aprovação da Diretoria Executiva da Eletrobras e das demais empresas.

CEPEL

Em termos de identificação de macroprocessos finalísticos do CEPEL, pode ser considerado o seguinte agrupamento: (i) desenvolvimento de projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação (P&D+I); (ii) execução, em laboratório, de atividades de pesquisa experimental e ensaios; e (iii) gestão do conhecimento e capacitação técnica.

(i) No macroprocesso “**desenvolvimento de projetos de P&D+I**”, estão reunidas as atividades do Centro para o desenvolvimento e aperfeiçoamento de soluções tecnológicas para o Sistema Eletrobras e o setor elétrico em geral, segundo projetos e linhas de pesquisa de longo prazo, cujas principais atividades/produtos e área responsável são as seguintes:

- 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; 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; metodologias para a incorporação da dimensão ambiental nas diversas etapas do processo de planejamento dos empreendimentos do setor elétrico. Área responsável: DEA - Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente.
- Metodologias e programas computacionais para apoio à expansão, supervisão, controle e operação do sistema elétrico-energético; metodologias e programas para o planejamento e operação do sistema interligado brasileiro contemplando desde o estudo convencional de fluxo de potência à avaliação de segurança dinâmica do sistema. Área responsável: DRE - Departamento de Redes Elétricas.
- Ferramentas para aquisição de dados, operação em tempo real de sistemas elétricos e análise de perturbações, desenvolvimento de soluções tecnológicas no estado da arte, capazes de otimizar a operação de redes elétricas quanto à confiabilidade, segurança, qualidade do serviço e eficiência. Área responsável: DAS - Departamento de Automação de Sistemas.
- 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, e aperfeiçoamento de tecnologias tradicionais e desenvolvimento de novas técnicas voltadas para a operação e a expansão do sistema elétrico. Área responsável: DLE - Departamento de Linhas e Estações.
- Soluções tecnológicas para distribuição de energia elétrica; novos equipamentos e tecnologias aplicando o conceito de “redes elétricas inteligentes”, qualificação de equipamentos usados na distribuição de energia elétrica, ensaios em sistemas de medição nos pontos de intercâmbio entre agentes do setor elétrico. Área responsável: DTD - Departamento de Tecnologia de Distribuição.

- 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. Área responsável: DTE - Departamento de Tecnologias Especiais.

Insumos e fornecedores, principais clientes e parceiros:

Em suas atividades de P&D+I, o CEPEL mantém diversas parcerias com universidades, institutos de pesquisa e fabricantes do setor elétrico. As parcerias contemplam tanto o desenvolvimento de novas pesquisas como também o apoio tecnológico 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). As cooperações mantidas pelo Centro, para promoção de soluções tecnológicas para o Sistema Eletrobras e o setor elétrico em geral, não se limitam às instituições nacionais e se estendem a entidades internacionais, como por exemplo, a Agência Internacional de Energia, além dos Grupos de Trabalho *Solar Paces* e Hidroeletricidade. Podem ser citados ainda os seguintes exemplos:

- *Cooperação para o desenvolvimento do Projeto “Monitoramento de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios de Usinas Hidrelétricas”, onde participaram, além do Centro, a ELETROBRAS, ELETRONORTE, FURNAS, CHESF, FUNPAR, COPPETEC, FADESP, FUNPEA, AIIEGA, FUNCATE, UFJF.*
 - *Parceria com o Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos - CPTEC, do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE, e com o objetivo de elaborar a revisão do Mapa de Potencial Eólico Brasileiro e aperfeiçoar a modelagem de clima e previsão de tempo, com foco em fenômenos como chuva e vento.*
 - *Cooperação para a execução do Projeto “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira” no qual participam a CHESF, a Universidade Federal de Pernambuco, a Fundação de Apoio ao Desenvolvimento da Universidade Federal de Pernambuco, Universidade de Pernambuco, Instituto de Apoio à Fundação Universidade de Pernambuco, Fundação para Inovação Tecnológica, Secretaria do Estado de Ciência e Tecnologia de Pernambuco.*
- (ii) O macroprocesso “**execução, em laboratório, de atividades de pesquisa experimental e ensaios**” envolve as atividades do Centro para Sistema Eletrobras, empresas e fabricantes do setor elétrico, realizadas a partir de sua estrutura laboratorial, dentre especialidades laboratoriais como alta tensão, alta potência, propriedades eletromagnéticas e mecânicas de materiais, metalografia, eficiência energética, medição, calibração, análises químicas, supercondutividade, células a combustível, monitoramento e diagnóstico, computação intensiva, e supervisão e controle. Alguns destes laboratórios são pioneiros no Brasil e únicos do gênero na América do Sul.
- Em termos de parcerias estratégicas, pode-se destacar a participação da ELETROBRAS, do MME, do MCTI, da FINEP, do Banco Mundial, FURNAS, CHESF, ELETRONORTE, para implantação do complexo laboratorial de Ultra Alta Tensão, na unidade de Adrianópolis do CEPEL, pioneiro no hemisfério sul, que terá papel essencial na pesquisa experimental de novas concepções de linhas de transmissão de alta capacidade para os aproveitamentos hidroelétricos da região amazônica.
- (iii) O macroprocesso de “**Gestão do conhecimento e capacitação técnica**” é realizado por meio da formação e desenvolvimento acadêmico permanente, em termos de mestrado, doutorado, treinamentos e realização de treinamentos para difusão de conhecimento, bem como na participação de eventos técnicos nacionais e internacionais, publicação de artigos técnicos e na elaboração de documentos que fazem parte da memória técnica referente às ações de P&D+I e tecnologia realizadas pelo Centro.

Quadro A.1.4 – Macroprocessos Finalísticos

Macroprocessos	Descrição	Produtos e Serviços*	Principais Clientes	Subunidades Responsáveis
Desenvolvimento de projetos de P&D+I.	Atividades do Centro para o desenvolvimento e aperfeiçoamento de soluções tecnológicas para o Sistema Eletrobras, entidades setoriais e setor elétrico em geral, segundo projetos e linhas de pesquisa de longo prazo.	Ferramentas Computacionais, Metodologias, Patentes, Ensaios, Protótipos de equipamentos / instrumentos.	Sistema Eletrobras, MME, ONS, EPE, ANEEL, CCEE; agentes do setor elétrico, e fabricantes.	Diretorias e Departamentos
Execução, em laboratório, de atividades de pesquisa experimental e ensaios.	Atividades do Centro para Sistema Eletrobras, empresas e fabricantes do setor elétrico, realizadas a partir de sua estrutura laboratorial de referência, dentre especialidades laboratoriais como alta tensão, alta potência, propriedades eletromagnéticas e mecânicas de materiais, metalografia, eficiência energética, medição, calibração, análises químicas, supercondutividade, células a combustível, monitoramento e diagnóstico, computação intensiva, e supervisão e controle.	Pesquisa experimental, ensaios, estudos de sistemas elétricos, aferições, certificação, medições de grandezas elétricas in loco.	Agentes do setor elétrico brasileiro, indústria eletroeletrônica.	Diretorias e Departamentos
Gestão do conhecimento e capacitação técnica	Formação e desenvolvimento acadêmico permanente do seu corpo de empregados, em termos de mestrado, doutorado, treinamentos e realização de treinamentos para difusão de conhecimento, bem como na participação de eventos técnicos nacionais e internacionais, publicação de artigos técnicos e na elaboração de documentos que fazem parte da memória técnica referente às ações em P&D+I e tecnologia, realizadas pelo Centro.	Capacitação do seu quadro de empregados e de técnicos do setor.	Sistema Eletrobras, demais agentes do setor elétrico, institutos de pesquisas e universidades.	Diretorias e Departamentos

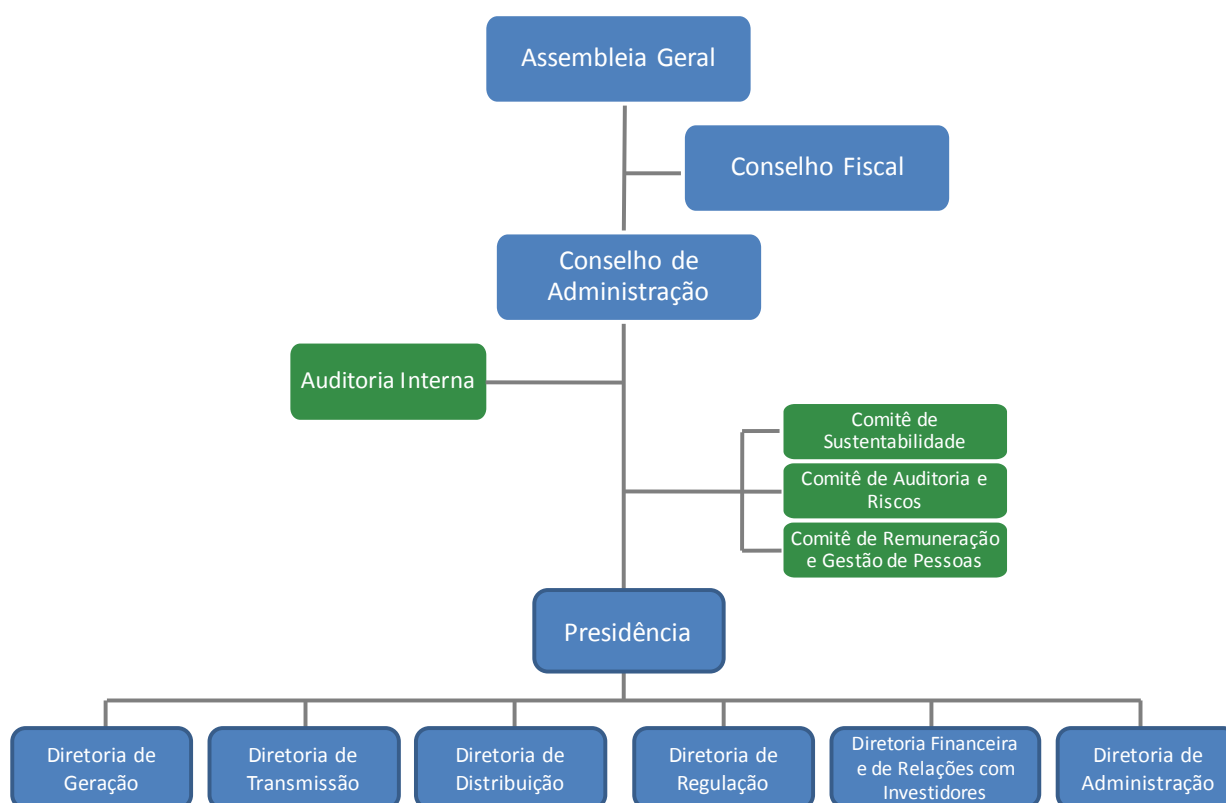
(*): O CEPEL não se caracteriza como entidade prestadora de serviços, seja pela sua natureza jurídico-institucional, seja pela sua atuação.

2. INFORMAÇÕES SOBRE A GOVERNANÇA

2.1. Descrição das estruturas de governança da unidade jurisdicionada, tais como conselho de administração, conselho fiscal, comitê de auditoria, unidade de auditoria interna ou de controle interno, comitês de apoio à governança (de gestão de TI, de gestão de pessoas etc.), sistema de correção etc., identificando as normas de instituição e de regência de cada instância e descrevendo de maneira sucinta as atribuições e as formas de atuação.

ELETROBRAS

O modelo de governança corporativa da Eletrobras conta com a Assembleia Geral de Acionistas, Conselho de Administração (CA), Conselho Fiscal (CF) e Diretoria Executiva (DE). Esses órgãos estão comprometidos com a transparência e a longevidade da empresa, de forma sustentável, com papéis e responsabilidades definidos em seu Estatuto Social.



Ligados ao Conselho de Administração da Eletrobras estão a Auditoria Interna e três comitês de apoio ao Conselho: (i) Sustentabilidade, (ii) Auditoria e Riscos e (iii) Remuneração e Gestão de Pessoas. Criados para auxiliar o Conselho de Administração em assuntos específicos de forma mais detalhada, cada comitê possui 3 (três) vagas para conselheiros de administração, sendo que o Presidente da Eletrobras participa somente do Comitê de Sustentabilidade, a fim de evitar potenciais conflitos de interesses, uma vez que faz parte da gestão da empresa.

Comitê de Sustentabilidade: Desenvolve e coordena ações integradas, envolvendo todas as empresas Eletrobras, a fim de permitir avanços consistentes na gestão e implementação da sustentabilidade empresarial, com o monitoramento dos indicadores para elaboração de ferramentas em prol do desenvolvimento sustentável.

Auditoria e Riscos: Tem como Presidente o conselheiro independente e representante dos acionistas minoritários, além de contar com a participação do conselheiro eleito pelos empregados, e não há

participação de membro executivo. Cabe a este comitê analisar, com maior profundidade que o permitido em reuniões do conselho, temas relacionados a práticas contábeis, riscos e controles internos e auditoria independente.

Remuneração e Gestão de Pessoas: Assessora o conselho nas deliberações relativas às políticas de remuneração, de gestão de pessoas e de desenvolvimento de competências dos profissionais da Eletrobras e conta com a participação de um conselheiro independente. Os conselheiros que possuírem vínculo empregatício não devem participar do Comitê de Remuneração e Gestão de Pessoas, assim como não há participação de membro executivo.

A Auditoria Interna tem a finalidade de 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.

Desde 2009, a empresa tem implantado um sistema de controles internos monitorado periodicamente pelo Conselho Fiscal (que exerce as funções de Comitê de Auditoria) e divulgado anualmente por meio do Formulário 20-F, encaminhado à *Securities and Exchange Commission (SEC)*, conforme exigido pela Lei Sarbanes-Oxley (SOX). A Eletrobras divulga as informações mais relevantes da gestão dos negócios e dos resultados das operações e da situação financeira, na seção “Fatores de Riscos” e “Políticas Contábeis Críticas”, visualizada em seu website, www.eletrobras.com, na página de “Relações com Investidores”, em “Demonstrações Financeiras”.

Desde 2010, as empresas Eletrobras possuem um Código de Ética único, retratando os princípios éticos que norteiam as ações e os compromissos de conduta institucionais presentes nas interações das empresas com seus empregados, colaboradores, fornecedores e demais públicos de relacionamento, pautando-se pela ética, sustentabilidade, transparência, impessoalidade, legalidade e eficiência.

O Estatuto da Eletrobras dispõe sobre situações de conflito de interesse em que conselheiros devem abster-se da discussão e da votação quando o conflito for constatado. Tais abstenções ficam registradas nas atas das respectivas reuniões, sendo que os conselheiros têm acesso assegurado à ata e aos documentos referentes às deliberações, no prazo de até 30 dias.

Em 2014, realizou-se 01 (uma) Assembleia Geral Ordinária, que aprovou: as demonstrações financeiras referentes ao exercício de 2013; a destinação do resultado do exercício e distribuição de remuneração aos acionistas; a eleição dos membros do Conselho de Administração, incluindo o seu Presidente, e dos membros do Conselho Fiscal e respectivos suplentes, cujos mandatos encerrar-se-ão na primeira Assembleia Geral Ordinária de 2015; e a remuneração dos membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva. Também em 2014 foi realizada 01 (uma) Assembleia Geral Extraordinária, que aprovou a operação de aquisição do controle acionário da Celg Distribuição S.A. – Celg D.

Ainda em meados de 2014, o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou o Plano de Implementação do Programa de *Compliance* no âmbito das empresas Eletrobras, atendendo à Lei Anticorrupção brasileira nº 12.846, de 1º de agosto de 2013, que entrou em vigor em 29 de janeiro de 2014 e às leis e regulamentos dos Estados Unidos que são aplicáveis às companhias cujas ações estejam listadas na Bolsa de Valores de Nova York (NYSE), como a Lei Contra a Prática de Corrupção Estrangeira e subseqüente alterações, denominada *Foreign Corrupt Practices Act (FCPA)*.

Em conformidade com as políticas das empresas do Sistema Eletrobras, todos os colaboradores, representantes das empresas e sócios devem observar integralmente todas as leis e regulamentos

anticorrupção aos quais estejam submetidos, quer seja no âmbito estrangeiro, quer no nacional, como no caso da Lei nº 12.846/2013, conhecida como “Lei Anticorrupção Brasileira”.

Como forma de concretizar esse compromisso para disseminação no âmbito das empresas Eletrobras, a Diretoria Executiva da Eletrobras aprovou em 22 de dezembro de 2014 o “Manual de *Compliance* à Política Anticorrupção”, em atendimento à “Lei Anticorrupção Brasileira” e à “Lei de Prática Estrangeira contra a Corrupção”.

Os conselheiros de administração e diretores participam anualmente do processo de avaliação de desempenho, conforme metodologia contida no Manual de Avaliação de Desempenho do CA e DE. A *holding* padronizou essa metodologia e divulgou sua aprovação em todas as empresas Eletrobras, com as diretrizes para sua aplicação. Segundo a metodologia, os diretores e conselheiros realizam a sua autoavaliação e a avaliação de seu respectivo órgão. Os conselheiros avaliam também a Diretoria Executiva como órgão.

Conselho de Administração (CA)

Cabe ao Conselho de Administração a fixação das diretrizes estratégicas e suas competências estão estabelecidas no Estatuto Social. As regras para o funcionamento do colegiado são definidas em Regimento Interno.

O Conselho de Administração da Eletrobras possui até 10 (dez) membros, 07 (sete) dos quais são indicados pelo acionista majoritário, um pelos acionistas minoritários ordinários, um pelos minoritários preferenciais e uma vaga pertencente ao representante dos empregados.

Das 08 (oito) vagas preenchidas em 2014, um conselheiro é independente, tendo em vista os critérios estabelecidos pela BM&FBOVESPA e pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC); 07 (sete) são não-executivos, ou seja, conselheiros que não participam da gestão da companhia; e 01 (um) membro executivo.

O mandato é de 01 ano, permitida a reeleição.

O Conselho de Administração realiza reuniões ordinárias, mensalmente, e extraordinárias, sempre que necessário. Em 2014, foram realizadas 28 reuniões.

Conselho Fiscal (CF)

Exerce a função de fiscalizar as ações dos administradores e opinar sobre as contas da companhia, sendo suas competências estabelecidas no Estatuto Social e regras para funcionamento definidas em Regimento Interno.

Possui caráter permanente e está devidamente adequado às exigências da *Securities and*

Composição do CA em 2014:

Márcio Pereira Zimmermann

(presidente do CA)

Jailson José Medeiros Alves

João Antônio Lian

José Antonio Corrêa Coimbra

José da Costa Carvalho Neto

(presidente da Eletrobras)

Lindemberg de Lima Bezerra

Maurício Muniz Barretto de Carvalho

Wagner Bittencourt de Oliveira

Composição do CF em 2014:

Jarbas Raimundo de Aldano Matos

(presidente do CF)

Bruno Nunes Sad

(especialista financeiro)

Manuel Jeremias Leite Caldas

Ricardo de Paula Monteiro

Robert Juenemann

Exchange Commission (SEC) para atuar como Comitê de Auditoria. Para tanto, conta com um especialista financeiro entre os membros do Conselho, devendo constar no relatório anual seu respectivo nome e se goza de independência.

São ainda competências do CF: manifestar-se previamente sobre o processo de contratação de auditores independentes; determinar a contratação de assessoria especializada, sempre que necessário, para o cumprimento de suas obrigações; administrar orçamento próprio, cabendo sua operacionalização à Eletrobras e, entre outras, receber, analisar e dar o adequado tratamento a denúncias e reclamações de terceiros ou de empregados, inclusive de forma anônima, sobre assuntos relacionados a procedimentos e controles internos contábeis. Compõe-se de até 05 (cinco) membros e respectivos suplentes, três dos quais indicados pelo acionista majoritário, cabendo aos acionistas minoritários ordinários e preferenciais o direito a indicar 01 (um) representante cada. O mandato é de 01 ano, permitida a reeleição.

O Conselho Fiscal realiza reuniões ordinárias, mensalmente, e extraordinárias, sempre que necessário. Em 2014, foram realizadas 13 reuniões.

Diretoria Executiva (DE)

À DE compete a gestão dos negócios da Eletrobras, seguindo as diretrizes estratégicas estabelecidas pelo Conselho de Administração, com funções definidas em seu Estatuto Social.

Compõe-se de 06 (seis) membros, incluindo o Presidente, eleitos pelo Conselho de Administração. O Presidente e os diretores não podem 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.

O mandato dos diretores é de até 03 anos, permitida a reeleição.

A Diretoria Executiva se reúne semanalmente, tendo sido realizadas 59 reuniões em 2014.

Composição da DE em 2014:

Presidente

José da Costa Carvalho Neto

Diretoria de Geração

Valter Luiz Cardeal de Souza

Diretor de Transmissão

José Antonio Muniz Lopes

Diretor de Distribuição

Marcos Aurélio Madureira da Silva

Diretoria de Regulação

Josias Matos de Araujo

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Armando Casado de Araujo

Diretor de Administração

Alexandre Aniz

Remuneração

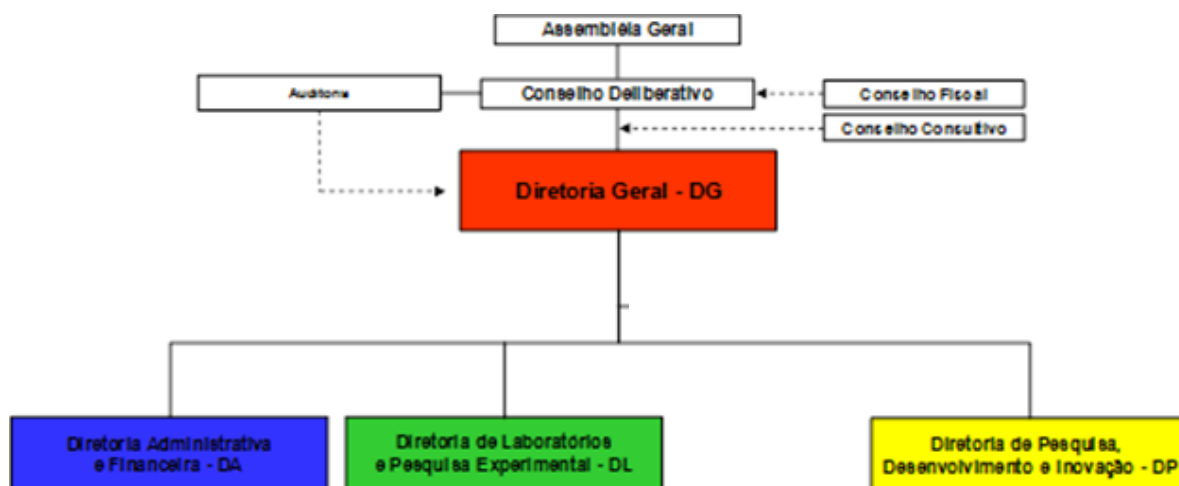
A remuneração dos conselheiros de administração e fiscal é composta apenas de uma parcela fixa, que corresponde a 10% (dez por cento) da remuneração média mensal dos diretores (conforme Lei nº 9.292/96), excluídos os valores referentes aos benefícios diretos e indiretos concedidos aos diretores. Os membros da Diretoria Executiva possuem remuneração fixa mais a parcela variável, vinculada à participação nos resultados da empresa.

Remuneração (R\$)	2014	2013	2012
Conselho de Administração	514.241,12	519.968,38	498.655,87
Conselho Fiscal	366.314,12	338.990,88	294.453,81
Diretoria Executiva	6.478.832,31	6.240.558,65	5.657.570,87

Em 2014, o valor total da remuneração do Conselho de Administração foi de R\$ 725.130,19* e do Conselho Fiscal de R\$ 381.756,40*. O valor total da remuneração da Diretoria Executiva em 2014 foi de R\$ 7.441.246,12*. Os conselheiros de administração não recebem remuneração adicional por participação em Comitês e/ou Comissões de Assessoramento do Conselho.

* Valores baseados na Proposta da Administração 2015.

CEPEL



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

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 n°. 023, e 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 26/11/13. 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 prestar informações aos órgãos externos de fiscalização.

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

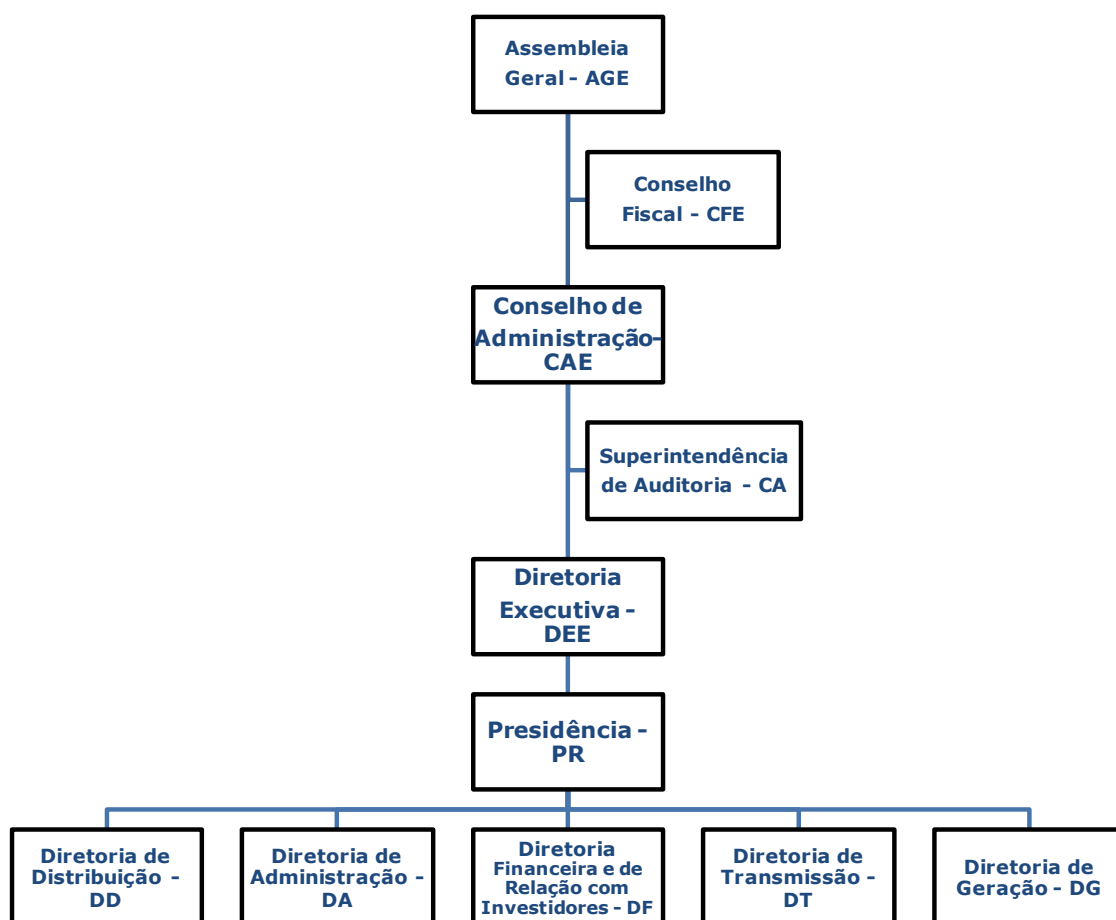
ITEM 2.2 – ATUAÇÃO DA UNIDADE DE AUDITORIA INTERNA

INFORMAÇÕES SOBRE A ATUAÇÃO DA AUDITORIA INTERNA

A) ESTRATÉGIA DE ATUAÇÃO

A Auditoria Interna da Eletrobras tem suas competências, organização e diretrizes de atuação definidas no “Regulamento Interno da Auditoria da Eletrobras”, aprovado pelo Conselho de Administração através da DEL-30/2012, de 5/3/2012, em conformidade com a Resolução nº 2, de 31/12/2010, da CGPAR.

Está vinculada ao Conselho de Administração da Eletrobras, em conformidade com a Resolução Nº 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.

O desenvolvimento dos trabalhos da Superintendência de Auditoria se dá em consonância com o Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna, previamente submetido à Controladoria Geral da União – CGU e aprovado pelo Conselho de Administração da Eletrobras.

Os Relatórios correspondentes a esses trabalhos, contendo as avaliações, constatações e respectivas recomendações, são encaminhados às Diretorias a que se subordinam as áreas auditadas e às próprias áreas, para a implementação das ações corretivas necessárias. Também são enviados aos Conselhos Fiscal e de Administração e à CGU.

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, para que essas áreas informem as ações empreendidas, ou a empreender, os status – “Não iniciada”, “Em andamento”, “Interrompida” ou “Concluída” - e, quando é o caso, os prazos previstos para conclusão. A Superintendência de Auditoria consolida os resultados e os coloca no “Relatório de acompanhamento de implementação de ações corretivas decorrentes de recomendações de auditoria”, o qual é enviado para o Conselho de Administração.

Além das ações na Eletrobras Holding, também são efetuadas auditorias de gestão em empresas do Sistema Eletrobras.

Com vistas a ações de auditoria integradas que beneficiem a qualidade dos trabalhos e fortaleçam as auditorias de todo o Sistema Eletrobras, a Superintendência de Auditoria da Eletrobras promove reuniões para discussões de metodologias, normas e procedimentos adotados, bem como treinamentos específicos, buscando aperfeiçoamento e uniformização.

B) INFORMAÇÕES SOBRE OS TRABALHOS DE AUDITORIA REALIZADOS

B.1. RELATÓRIO 1/2014 – AUDITORIA NO CONTAS PAGAR E NO CONTAS A RECEBER – CEA

Área / Setor: Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA

Escopo: Este trabalho, previsto no PAINT 2013 e concluído em 2014, teve como escopo a auditoria nas movimentações de recursos financeiros da empresa, conciliação bancária, contas a pagar de fornecedores e empréstimos, bem como contas a receber (arrecadação), conforme solicitação do Diretor-Presidente da CEA, e autorização do Sr. Presidente da ELETROBRAS, em 03.12.2013.

Cronograma Executado: 10/12/2013 a 10/1/2014

Recursos Humanos: 29 HH (somente a parte referente a 2014).

B.2. RELATÓRIO 2/2014 - Segurança da Informação e Gestão de Contratos de TI

Área / Setor: Departamento de Tecnologia da Informação – DAI
Departamento de Administração Geral – DAA
Departamento de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles – PGA
Departamento de Desenvolvimento Organizacional – DAO
Departamento de Gestão de Pessoas – DAG

Escopo: Este trabalho, previsto no PAINT 2013 e concluído em 2014, teve como escopo as seguintes verificações: Procedimentos referentes à segurança da informação. Controles internos adotados. Avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável.

Cronograma Executado: 21/10/2013 a 17/1/2014

Recursos Humanos: 60 HH (somente a parte referente a 2014).

B.3. RELATÓRIO 3/2014 - AUDITORIA NA GESTÃO DE CONTRATOS DE LOCAÇÃO DE VEÍCULOS DA COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ – CEA

Área / Setor: Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA

Escopo: Este trabalho teve como escopo a auditoria nos procedimentos adotados na gestão dos contratos de locação de veículos e outros, convenientes, verificando: compatibilidade com a legislação vigente, procedimentos adotados para aferição da qualidade dos serviços prestados, regularidade dos procedimentos internos relacionados ao pagamento de faturas, e controles internos adotados, conforme solicitação do Diretor-Presidente da CEA, e autorização do Sr. Presidente da ELETROBRAS, em 03.12.2013

Cronograma Executado: 22/1/2014 a 7/2/2014

Recursos Humanos: 183 HH

B.4. RELATÓRIO 4/2014 - GESTÃO DO CONTAS A RECEBER

Área / Setor: Departamento de Administração de Capital de Giro – DFG
Departamento de Administração de Investimentos – DFI
Departamento de Contabilidade – DFC

Escopo: Previsto no PAINTE 2013 e concluído em 2014, teve como escopo: Análise da adequabilidade dos procedimentos adotados na gestão do Contas a Receber da Eletrobras, quanto a sua competência e fidedignidade aos registros contábeis. Verificação da segurança quanto a inclusão e exclusão de dados no Sistema de Contas a Receber. Regularidade dos procedimentos adotados no tratamento de inadimplências. Acompanhamento das recomendações e determinações da ANEEL (Proinfra, Itaipú e outros). Controles internos adotados.

Cronograma Executado: 5/11/2013 a 26/12/2013

Recursos Humanos: 53 HH (somente a parte referente a 2014).

B.5. RELATÓRIO 5/2014 - SEGUROS DE BENS PATRIMONIAIS

Área / Setor: Departamento de Administração Geral – DAA

Escopo: Este trabalho, previsto no PAINTE 2013 e concluído em 2014, teve como escopo as seguintes verificações: Adequabilidade dos seguros para os bens patrimoniais da empresa e da compatibilidade do montante da cobertura com o valor real e atualizado dos bens, bem como da adequada contabilização desses seguros. Adequabilidade do procedimento da renovação dos seguros nos seus respectivos vencimentos. Controles internos adotados.

Cronograma Executado: 7/1/2013 a 18/2/2014

Recursos Humanos: 128 HH (somente a parte referente a 2014).

B.6. RELATÓRIO 6/2014 - FOLHA DE PAGAMENTO

Área / Setor: Departamento de Gestão de Pessoas - DAG

Escopo: Consistência da folha de pagamento. Movimentações salariais durante o ano de 2013. Regularidade da retenção e recolhimentos de encargos trabalhistas. Custo com o Programa de Incentivo ao Desligamento – PID, em 2013. Adequação administrativa, normativa e legal da contabilização da folha mensal de pagamento. Verificação dos controles internos adotados.

Cronograma Executado: 10/1/2014 a 26/2/2014

Recursos Humanos: 206 HH

B.7. RELATÓRIO 7/2014 – QUADRO DE PESSOAL

Área / Setor: Departamento de Gestão de Pessoas – DAG
Departamento Jurídico Contencioso – PJC
Departamento de Administração de Capital de Giro – DFG
Departamento de Desenvolvimento Organizacional - DAO

Escopo: Este trabalho, previsto no PAIN'T 2013 e concluído em 2014, teve como escopo as seguintes verificações: Regularidade dos processos de recrutamento, seleção e demissão. Eventuais alterações quantitativas e qualitativas. Análise da consistência dos atos de cessão e requisição de pessoal. Controles internos adotados.

Cronograma Executado: 9/1/2014 a 28/2/2014

Recursos Humanos: 184 HH (somente a parte referente a 2014)

B.8. RELATÓRIO 8/2014 - GESTÃO DE CONTRATOS – PUBLICIDADE E EVENTOS

Área / Setor: Assessoria de Publicidade e Gestão de Eventos – PCE

Escopo: Procedimentos adotados na gestão dos contratos afetos a publicidade e eventos, e sua compatibilidade com a legislação vigente. Regularidade dos procedimentos internos relacionados ao pagamento de faturas. Controles internos adotados. Adequabilidade dos registros contábeis.

Cronograma Executado: 21/1/2014 a 27/2/2014

Recursos Humanos: 143 HH

B.9. RELATÓRIO 9/2014 - GESTÃO DE CONTRATOS – MANUTENÇÃO PREDIAL, SEGURANÇA E VIGILÂNCIA

Área / Setor: Departamento de Administração Geral – DAA
Departamento de Contratações – DAC

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. Avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável.

Cronograma Executado: 28/1/2014 a 7/3/2014

Recursos Humanos: 139 HH

B.10. RELATÓRIO 10/2014 - CONTROLE DE BENS PATRIMONIAIS MÓVEIS

Área / Setor: Departamento de Administração Geral – DAA
Departamento de Tecnologia da Informação – DAI
Departamento de Contabilidade – DFC

Escopo: Este trabalho, previsto no PAIN'T 2013 e concluído em 2014, teve como escopo as seguintes verificações: Análise dos controles efetuados sobre os bens patrimoniais móveis e sua compatibilidade com os normativos vigentes. Controles internos adotados.

Cronograma Executado: 19/12/2013 a 12/3/2014

Recursos Humanos: 168 HH (somente a parte referente a 2014)

B.11. RELATÓRIO 11/2014 - CONDOMÍNIOS E LOCAÇÕES DE IMÓVEIS

Área / Setor: Departamento de Administração Geral – DAA

Escopo: Procedimentos afetos a condomínios e locação dos imóveis utilizados pela Eletrobras, inclusive garagens. Regularidade dos procedimentos internos relacionados ao pagamento de faturas. Controles internos adotados.

Cronograma Executado: 21/1/2014 a 11/3/2014

Recursos Humanos: 147 HH

B.12. RELATÓRIO 12/2014 - AUDITORIA NA TRANSFERÊNCIA DE RECURSOS DA ELETROBRAS CHESF AO PROGRAMA DE REASSENTAMENTO DE ITAPARICA

Área / Setor: Eletrobras Chesf

Escopo: A análise da documentação atinente ao Programa de Reassentamento de Itaparica, notadamente o Termo de Cooperação Técnico-Financeira entre a Eletrobras Chesf e a CODEVASF (Anexo III) e demais contratos satélite vigentes celebrados com as prefeituras dos municípios atingidos pela inundação decorrente da construção da barragem, aferindo os custos da manutenção desses instrumentos para a Eletrobras Chesf, inclusive quanto à estrutura administrativa necessária à gestão do empreendimento. Averiguação das ações adotadas pela Eletrobras Chesf com vistas à transferência do ônus à CODEVASF, da sua compatibilidade com relação à legislação vigente, da regularidade dos procedimentos internos associados aos repasses de recursos, e dos controles internos adotados, em obediência às orientações do CAE.

Cronograma Executado: 10/3/2014 a 31/3/2014

Recursos Humanos: 179 HH

B.13. RELATÓRIO 13/2014 – SERVIÇOS DE TRANSPORTE, REPROGRAFIA E TELEFONIA

Área / Setor: Departamento de Administração Geral – DAA
Departamento de Contratações - DAC

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. Avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável.

Cronograma Executado: 10/2/2014 a 29/4/2014

Recursos Humanos: 349 HH

B.14. RELATÓRIO 14/2014 – AUDITORIA NA FOLHA DE PAGAMENTO E NA GESTÃO DE CONTRATOS DE LOCAÇÃO DE UNIDADES GERADORAS DE ENERGIA DA COMPANHIA ENERGÉTICA DE RORAIMA - CERR

Área / Setor: Companhia Energética de Roraima - CERR

Escopo: Auditoria na folha de pagamento da CERR, suas respectivas movimentações salariais e o controle do sistema adotado pela Empresa, bem como os procedimentos adotados na gestão dos contratos de maquinário de geração de energia térmica da Companhia, conforme solicitação do Diretor-Presidente da CERR, e autorização do Sr. Presidente da Eletrobras.

Cronograma Executado: 1/4/2014 a 14/5/2014

Recursos Humanos: 355 HH

B.15. RELATÓRIO 15/2014 – HORAS EXTRAS E SOBREAVISO

Área / Setor: Departamento de Gestão de Pessoas – DAG

Escopo: Este trabalho teve como escopo a análise dos procedimentos pertinentes à horas extras e sobreaviso, bem como a verificação dos controles internos adotados.

Cronograma Executado: 12/2/2014 a 21/5/2014

Recursos Humanos: 424 HH

B.16. RELATÓRIO 16/2014 – GESTÃO DOS CONTROLES DE AÇÕES JUDICIAIS, DESPESAS LEGAIS E DEPÓSITOS JUDICIAIS

Área / Setor: Departamento Jurídico Contencioso – PJC
Departamento de Gestão de Pessoas – DAG
Departamento de Contabilidade – DFC
Departamento de Administração de Capital de Giro – DFG
Departamento de Administração de Recursos de Terceiros – DFT

Escopo: Adequabilidade dos procedimentos relacionados à gestão dos controles das ações judiciais, dos recebimentos, dos pagamentos, dos depósitos judiciais, das despesas legais decorrentes de ações e dos honorários de sucumbência, da classificação contábil em função do objetivo do depósito, bem como dos critérios formalmente definidos para classificação das ações quanto à probabilidade de perda. Aprovisionamento de valores de prováveis perdas de ações. Pagamentos das ações judiciais em relação à sua classificação. Adequabilidade dos registros contábeis no Sistema SAP. Verificação do fluxo de informações entre os áreas envolvidas (PJC, DFG e DFC). Gestão dos contratos com escritórios terceirizados. Observâncias às determinações do TCU.

Cronograma Executado: 18/3/2014 a 30/5/2014

Recursos Humanos: 190 HH

B.17. RELATÓRIO 17/2014 – AUDITORIA NA ELETROBRAS AMAZONAS ENERGIA

Área / Setor: Eletrobras Amazonas Energia

Escopo: Identificação dos Acórdãos do TCU que resultaram determinações, recomendações e alertas à Eletrobras Amazonas Energia; dos relatórios de auditoria externa que resultaram recomendações à Eletrobras Amazonas Energia; bem como dos relatórios de auditoria interna que propuseram recomendações às unidades administrativas da empresa. Verificação da implementação de ações e procedimentos em resposta às demandas, bem como das razões para o não atendimento quando este for o caso. Avaliação da eficiência e eficácia das ações e procedimentos adotados, se mitigam ou eliminam o risco de multas e outras sanções à empresa. Verificação dos indicadores da área comercial, resultantes do Contrato de Metas e Desempenho Empresarial – CMDE, notadamente, DEC, FEC, TMA, PERDAS e INADIMPLÊNCIA.

Cronograma Executado: 12/5/2014 a 24/6/2014

Recursos Humanos: 348 HH

B.18. RELATÓRIO 18/2014 – DISPONIBILIDADES – CAIXA E BANCOS

Área / Setor: Departamento de Administração de Capital de Giro – DFG
Departamento de Contabilidade – DFC
Departamento Jurídico Contencioso – PJC
Departamento de Tecnologia da Informação – DAI
Superintendência de Operações no Exterior - PE

Escopo: Avaliação dos controles exercidos sobre a análise e reconciliação das contas bancárias da empresa, contemplando conta movimento, aplicações financeiras e fundo rotativo de caixa. Análise dos gastos classificados como Pronto Pagamento. Controles internos adotados.

Cronograma Executado: 31/3/2014 a 17/6/2014

Recursos Humanos: 222 HH

B.19. RELATÓRIO 19/2014 – ATIVO CIRCULANTE E REALIZÁVEL A LONGO PRAZO

Área / Setor: Departamento de Contabilidade – DFC
Departamento de Administração do Capital de Giro – DFG

Escopo: Análise da consistência dos registros contábeis (lançamento e baixa contábil/liquidação) quanto à sua regularidade e à segurança da movimentação de recursos. Composição dos saldos das contas integrantes dos grupos. Controles internos adotados.

Cronograma Executado: 9/6/2014 a 7/7/2014

Recursos Humanos: 165 HH

B.20. RELATÓRIO 20/2014 – BENS DA UNIÃO SOB ADMINISTRAÇÃO DA ELETROBRAS

Área / Setor: Assessoria de Gestão dos Bens da União sob Administração – PGU
Departamento de Tecnologia da Informação – DAI
Departamento de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles – PGA
Departamento Jurídico Empresarial – PJE
Departamento de Contabilidade – DFC
Departamento de Administração de Recursos de Terceiros - DFT

Escopo: Avaliação da adequabilidade dos procedimentos adotados na Administração dos Bens da União sob Administração da Eletrobras – BUSA. Adequabilidade dos custos, o aumento de receitas e/ou aprimoramento da qualidade do serviço prestado, para assegurar de forma sustentável o desempenho econômico-financeiro segundo as diretrizes da eficiência operacional e expansão sustentável; e verificação dos controles internos adotados.

Cronograma Executado: 5/5/2014 a 18/7/2014

Recursos Humanos: 252 HH

B.21. RELATÓRIO 21/2014 – AUDITORIA NOS CONTROLES INTERNOS E GESTÃO DO CONTENCIOSO DA COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ - CEA

Área / Setor: Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA

Escopo: A auditoria nos procedimentos adotados na gestão do contencioso, verificando: composição da Unidade Organizacional e estrutura física e lógica, procedimentos adotados e controles internos existentes, controle contábil e financeiro sobre o contencioso e ações que evidenciem eficiência operacional e expansão sustentável.

Cronograma Executado: 18/7/2014 a 24/7/2014

Recursos Humanos: 274 HH

B.22. RELATÓRIO 22/2014 – ELETROS - GESTÃO DE RECURSOS

Área / Setor: Fundação Eletrobras de Seguridade Social - Eletros

Escopo: Análise da Política de Investimento da ELETROS. Verificação da adequabilidade da política e da administração dos investimentos. Adequação dos Controles Internos adotados. Verificação do Orçamento de Custeio. Verificação da Carteira de Investimento. Verificação do Sistema Informatizado. Verificação das ações de Novos Negócios. Conformidade dos procedimentos adotados pela área frente à legislação.

Cronograma Executado: 18/6/2014 a 25/7/2014

Recursos Humanos: 317 HH

B.23. RELATÓRIO 23/2014 – ATIVO PERMANENTE – INVESTIMENTO, DIFERIDO E IMOBILIZADO

Área / Setor: Departamento de Contabilidade – DFC
Departamento de Administração Geral – DAA

Escopo: Análise dos controles relativos às participações societárias permanentes. Adequação dos procedimentos de acompanhamento. Avaliação da correta contabilização dos investimentos. Avaliação dos controles internos adotados.

Cronograma Executado: 14/7/2014 a 12/8/2014

Recursos Humanos: 280 HH

B.24. RELATÓRIO 24/2014 – CONVÊNIOS DO PROCEL – PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Área / Setor: Departamento de Desenvolvimento da Eficiência Energética – PFD
Departamento de Projetos da Eficiência Energética – PFP

Escopo: Este trabalho teve como escopo as seguintes verificações: Adequabilidade da formalização e gestão dos convênios. Compatibilidade dos atos de gestão em conformidade com a legislação vigente e os controles internos. Tempestividade dos procedimentos internos adotados para a liberação de recursos. Adequação dos registros contábeis.

Cronograma Executado: 27/5/2014 a 18/8/2014

Recursos Humanos: 582 HH

B.25. RELATÓRIO 25/2014 – PROJETO SOX - TESTES DA ADMINISTRAÇÃO NOS CONTROLES INTERNOS

Área / Setor: Eletrobras Holding, EDE Amazonas, Eletrobras Chesf, Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Eletronuclear, Eletrobras Eletrosul e Eletrobras Furnas, bem como, Itaipu Binacional, CELG-D, EDE Rondônia e EDE Piauí.

Escopo: Com base no valor da materialidade previamente definida e acordada com o auditor externo, foram selecionados diversos processos das empresas escopo para a Certificação SOX. (1º Relatório de 2014)

Cronograma Executado: 2/1/2014 a 30/12/2014

Recursos Humanos: Os HH estão computados no item II.1.47, referente ao Relatório 49/2014, pois trata-se da mesma Ordem de Serviço.

B.26. RELATÓRIO 26/2014 – PROINFA – GESTÃO DOS CONTRATOS

Área / Setor: Departamento de Comercialização de Energia – GCC
Departamento Jurídico de Direito Público – PJP
Departamento de Desenvolvimento Organizacional – DAO

Escopo: Análise dos procedimentos adotados na gestão dos contratos no âmbito do PROINFA. Compatibilidade com a legislação vigente. Controles internos adotados.

Cronograma Executado: 11/6/2014 a 21/8/2014

Recursos Humanos: 434 HH

B.27. RELATÓRIO 27/2014 – CONTRATOS DE PATROCÍNIOS ESPORTIVOS E DE NATUREZA NÃO SOCIAL

Área / Setor: Departamento de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade – PCS

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. Regularidade dos procedimentos internos relacionados à liberação dos recursos. Controles internos adotados. Verificação das ações relativas aprimoramento da qualidade do serviço e à eficiência operacional, bem como a redução de custos. Avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental.

Cronograma Executado: 10/9/2014 a 8/9/2014

Recursos Humanos: 408 HH

B.28. RELATÓRIO 28/2014 – AUDITORIA NOS CONTROLES DE TI E NA GESTÃO DA SEGURANÇA DA INFORMAÇÃO DA CELG DISTRIBUIÇÃO S.A

Área / Setor: Empresa Celg Distribuição S.A

Escopo: Este trabalho teve como escopo a análise da governança de TI, da segurança da informação e de dados, das aquisições e contratações de bens e serviços de TI, bem como a verificação da conformidade de sistemas e avaliação dos respectivos desempenhos.

Cronograma Executado: 5/9/2014 a 17/9/2014

Recursos Humanos: 311 HH

B.29. RELATÓRIO 29/2014 – PASSIVO CIRCULANTE E EXIGÍVEL A LONGO

Área / Setor: Departamento de Contabilidade – DFC
Departamento de Tecnologia da Informação – DAI
Departamento de Desenvolvimento de Pessoas – DAD
Departamento de Gestão de Pessoas - DAG

Escopo: Este trabalho teve como escopo as seguintes verificações: Análise da adequação das atividades de investimento executadas pela Fundação Eletros. Verificação dos registros financeiros. Adequação dos Controles Internos adotados. Verificação rentabilidade e riscos. Conformidade dos procedimentos adotados pela área frente à legislação.

Cronograma Executado: 14/8/2014 a 19/9/2014

Recursos Humanos: 230 HH

B.30. RELATÓRIO 30/2014 – ELETROS – EMPRÉSTIMOS FINANCEIROS

Área / Setor: Fundação Eletrobras de Seguridade Social – Eletros

Escopo: Análise da adequação das atividades de investimento executadas pela Fundação Eletros. Verificação dos registros financeiros. Adequação dos Controles Internos adotados. Verificação rentabilidade e riscos. Conformidade dos procedimentos adotados pela área frente à legislação.

Cronograma Executado: 11/9/2014 a 24/9/2014

Recursos Humanos: 338 HH

B.31. RELATÓRIO 31/2014 – CONVÊNIOS DE RESPONSABILIDADES SOCIAL

Área / Setor: Departamento de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade - PCS

Escopo: Este trabalho teve como escopo as seguintes verificações: Formalização e gestão dos convênios e sua compatibilidade com a legislação vigente. Regularidade dos procedimentos internos relacionados à análise das prestações de contas e à liberação de recursos. Avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável. Ações relativas à eficiência operacional e à redução de custos. Controles internos adotados.

Cronograma Executado: 18/8/2014 a 25/9/2014

Recursos Humanos: 330 HH

B.32. RELATÓRIO 32/2014 – PPA – PROGRAMAS DE GOVERNO SOB RESPONSABILIDADE DA ELETROBRAS

Área / Setor: Departamento de Planejamento Orçamentário – DFO
Departamento de Desenvolvimento Organizacional – DAO

Escopo: Cumprimento das metas do Plano Plurianual - PPA e do acompanhamento da execução dos programas de governo sob responsabilidade da empresa, destacando, para cada programa, os objetivos, as metas, os resultados alcançados, a avaliação dos resultados alcançados, os fatos que prejudicaram o desempenho administrativo e as providências adotadas nos casos em que não foram alcançadas as metas, em atendimento à IN CGU N°1/2007, art. 7°. Aprimoramento da qualidade do serviço prestado, para assegurar de forma sustentável o desempenho econômico-financeiro da Eletrobras segundo as diretrizes da eficiência operacional e expansão sustentável. Redução de custos. Controles internos adotados.

Cronograma Executado: 25/8/2014 a 3/10/2014

Recursos Humanos: 199 HH

B.33. RELATÓRIO 33/2014 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Área / Setor: Departamento de Contabilidade – DFC
Departamento de Relação com Investidores - DFR

Escopo: Da composição do capital social, das reservas e lucros ou prejuízos acumulados. Dos livros societários obrigatórios. Da correta contabilização do Patrimônio Líquido. Dos controles internos adotados

Cronograma Executado: 12/9/2014 a 2/10/2014

Recursos Humanos: 115 HH

B.34. RELATÓRIO 34/2014 – SEGURANÇA DA INFORMAÇÃO E GESTÃO DE CONTRATOS DE TI

Área / Setor: Departamento de Tecnologia da Informação – DAI
Departamento de Administração Geral – DAA
Departamento de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles – PGA
Departamento de Gestão de Pessoas - DAG
Departamento de Desenvolvimento de Pessoas - DAD

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 aos critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável.

Cronograma Executado: 9/9/2014 a 31/10/2014

Recursos Humanos: 320 HH

B.35. RELATÓRIO 35/2014 – ELETROS – FOLHA DE BENEFÍCIOS

Área / Setor: Fundação Eletrobras de Seguridade Social - ELETROS

Escopo: Análise das adequações dos processos de concessão. Pagamento. Pagamentos extra-folha. Contabilização e elaboração da folha mensal de benefícios. Verificação dos controles de inclusão. Exclusão e alteração da folha. Verificação dos controles internos adotados.

Cronograma Executado: 22/9/2014 a 31/10/2014

Recursos Humanos: 235 HH

B.36. RELATÓRIO 36/2014 – AUDITORIA DE GESTÃO NA COMPANHIA DE GERAÇÃO TÉRMICA DE ENERGIA ELÉTRICA - CGTEE

Área / Setor: Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE

Escopo: Este trabalho teve como escopo a avaliação econômico-financeiro da Companhia, da relação geração e venda de energia, da adequabilidade e legalidade dos procedimentos licitatórios realizados, da gestão do quadro de pessoal da empresa, os pagamento de adicionais trabalhistas, do cumprimento de determinações e recomendações dos Órgãos de Controle, entre outros assuntos que caracterizem ou não a eficiência operacional e a expansão sustentável.

Cronograma Executado: 6/10/2014 a 7/11/2014

Recursos Humanos: 187 HH

B.37. RELATÓRIO 37/2014 – CONTRATOS DE PATROCÍNIOS CULTURAIS E INSTITUCIONAIS

Área / Setor: Departamento de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade – PCS

Escopo: Verificação e avaliação dos controles exercidos sobre as realizações orçamentárias pelas áreas envolvidas. Verificação da evolução das despesas de PMSO. Verificação dos controles internos adotados.

Cronograma Executado: 10/10/2014 a 6/11/2014

Recursos Humanos: 165 HH

B.38. RELATÓRIO 38/2014 – ORÇAMENTO DE CUSTEIO E INVESTIMENTO

Área / Setor: Departamento de Planejamento Orçamentário – DFO

Escopo: Verificação e avaliação dos controles exercidos sobre as realizações orçamentárias pelas áreas envolvidas. Verificação da evolução das despesas de PMSO. Verificação dos controles internos adotados.

Cronograma Executado: 20/10/2014 a 12/11/2014

Recursos Humanos: 115 HH

B.39. RELATÓRIO 39/2014 – LICITAÇÕES DE BENS, SERVIÇOS E OBRAS

Área / Setor: Departamento de Contratações – DAC

Escopo: Análise dos processos de concorrências, tomadas de preço, convites e pregões. Compatibilidade entre os procedimentos adotados e a legislação vigente. Controles internos adotados. Aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável. Ações relativas à eficiência operacional e à redução de custos.

Cronograma Executado: 29/9/2014 a 18/11/2014

Recursos Humanos: 214 HH

B.40. RELATÓRIO 40/2014 – CONTAS A RECEBER

Área / Setor: Departamento de Administração de Capital de Giro – DFG
Departamento de Administração de Investimentos – DFI

Escopo: Este trabalho teve como escopo avaliar o processo do Contas a Receber no tocante à: Verificação da segurança quanto às alterações dos dados no referido sistema. Análise da adequabilidade dos procedimentos adotados. Análise dos controles internos adotados.

Cronograma Executado: 3/11/2014 a 26/11/2014

Recursos Humanos: 141 HH

B.41. RELATÓRIO 41/2014 – CONTAS A PAGAR

Área / Setor: Departamento de Administração do Capital de Giro – DFG.

Escopo: Adequabilidade dos procedimentos adotados nos pagamentos aos fornecedores. Se pagamentos são efetuados respeitando a cronologia dos fatos. Ocorrência de pagamentos fora de prazo. Ocorrência de descumprimentos de prazos que tenham acarretado juros e multas. Adequabilidade do cálculo de juros e multas. Verificação da segurança quanto à inclusão e à exclusão de dados no Sistema de Contas a Pagar, bem como dos controles internos adotados. Controles internos adotados. Acesso e segregação de função na execução de atividades no Sistema Corporativo de Gestão ERP-SAP.

Cronograma Executado: 14/10/2014 a 2/12/2014

Recursos Humanos: 330 HH

B.42. RELATÓRIO 42/2014 – TRABALHO DE AUDITORIA NA COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ - CEA

Área / Setor: Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA

Escopo: Acompanhamento dos relatórios de auditoria da Eletrobras que resultaram recomendações à Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA. Verificação da implementação de ações e procedimentos em resposta às demandas, bem como das razões para o não atendimento quando este for o caso. Avaliação do processo de arrecadação realizado no Posto Central da CEA quanto a sua eficiência operacional, se reduzem ou eliminam riscos inerentes.

Cronograma Executado: 10/11/2014 a 1/12/2014

Recursos Humanos: 140 HH

II.1.43. RELATÓRIO 43/2014 – SEGUROS DE BENS PATRIMONIAIS

Área / Setor: Departamento de Administração Geral – DAA

Escopo: Adequabilidade dos seguros para os bens patrimoniais da empresa e da compatibilidade do montante da cobertura com o valor real e atualizado dos bens, bem como da adequada contabilização desses seguros. Adequabilidade do procedimento da renovação dos seguros nos seus respectivos vencimentos. Controles internos adotados.

Cronograma Executado: 1/12/2014 a 10/12/2014

Recursos Humanos: 88 HH

B.44. RELATÓRIO 44/2014 – GESTÃO DO FUNDO RGR – RESERVA GLOBAL DE REVERSÃO

Área / Setor: Departamento de Administração de Recursos de Terceiros – DFT;
Departamento de administração de Investimentos – DFI;
Departamento Jurídico Contencioso – PJC

Escopo: Este trabalho teve como escopo as seguintes verificações: Análise da gestão dos recursos oriundos do Fundo Reserva Global de Reversão – RGR, incluindo captação, administração e utilização. Análise do fundo RGR sob a perspectiva da redução de custo e do aumento de receitas e/ou aprimoramento da qualidade do serviço prestado, para assegurar de forma sustentável o desempenho econômico-financeiro da Eletrobras segundo as diretrizes da eficiência operacional e expansão sustentável, quando couber.

Cronograma Executado: 13/11/2014 a 12/12/2014

Recursos Humanos: 210 HH

B.45. RELATÓRIO 45/2014 – GESTÃO E DESEMPENHO DAS SOCIEDADES DE PROPÓSITO ESPECÍFICO – SPE

Área / Setor: Departamento de Governança Corporativa e Gestão do Desempenho Empresarial – PGG
Departamento de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles - PGA

Escopo: Este trabalho teve como escopo a análise do controle interno exercido pela Eletrobras nas Sociedades de Propósito Específico - SPE, por meio do Departamento de Governança Corporativa e Gestão do Desempenho Empresarial – PGG e do Departamento de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles - PGA, com a finalidade de revisão do plano de providências do relatório anterior, do andamento das recomendações sobre os recursos e ações empreendidas na constituição das SPE, da sistemática de participação acionária, bem como da avaliação da seleção e atuação dos representantes da Eletrobras nos Conselhos de Administração.

Cronograma Executado: 1/10/2014 a 15/12/2014

Recursos Humanos: 243 HH

B.46. RELATÓRIO 46/2014 – ESCRITÓRIO DA ELETROBRAS EM BRASÍLIA

Área / Setor: Escritório de Brasília

Escopo: Avaliação dos procedimentos relacionados à gestão do Escritório da Eletrobras em Brasília. Verificação dos controles internos adotados. Avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável.

Cronograma Executado: 1/12/2014 a 9/12/2014

Recursos Humanos: 76 HH

B.47. RELATÓRIO 47/2014 – CONTROLE DA CCC – CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS

Área / Setor: Departamento de Administração de Recursos de Terceiros – DFT

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 nº 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. Aplicar nas análises, no que couber, a redução de custos, o aumento de receitas e/ou aprimoramento da qualidade do serviço prestado, para assegurar de forma sustentável o desempenho econômico-financeiro da Eletrobras segundo as diretrizes da eficiência operacional e expansão sustentável.

Cronograma Executado: 13/11/2014 a 23/12/2014

Recursos Humanos: 191 HH

B.48. RELATÓRIO 48/2014 – CONTRATAÇÕES POR DISPENSA E INEXIGIBILIDADE DE LICITAÇÃO

Área / Setor: Departamento de Contratações – DAC

Escopo: Este trabalho teve como escopo as seguintes verificações: Análise dos processos de contratações por dispensa e inexigibilidade de licitação e da sua compatibilidade com a legislação vigente. Verificação dos controles internos adotados. Avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável.

Cronograma Executado: 11/11/2014 a 30/12/2014

Recursos Humanos: 212 HH

B.49. RELATÓRIO 49/2014 – PROJETO SOX - TESTES DA ADMINISTRAÇÃO NOS CONTROLES INTERNOS

Área / Setor: Eletrobras Holding, EDE Amazonas Energia, Eletrobras Chesf, Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Eletronuclear, Eletrobras Eletrosul e Eletrobras Furnas, bem como, EDE Alagoas, CELG-D, EDE Rondônia e EDE Piauí

Escopo: Apresentar os resultados obtidos na realização do primeiro ciclo dos testes da administração nos controles internos relativos ao período de 2014, encerrados em novembro/2014.

Cronograma Executado: 2/1/2014 a 30/12/2014

Recursos Humanos: 2.437 HH

C – EXECUÇÃO DO PLANO ANUAL DE ATIVIDADES DE AUDITORIA INTERNA

Foram emitidos 49 relatórios de auditoria pertinentes ao exercício de 2014, totalizando 13.046 HH, incluindo 5 decorrentes de trabalhos não programados no PAINTE. Foram também realizadas atividades que não geraram relatórios, num total de 4.060 HH. Em 31/12/2014 permanecia em execução um trabalho de auditoria iniciado no período.

Os trabalhos realizados em 2014, programados e não programados no PAINTE, correspondem a 17.106 HH.

Todos os trabalhos previstos no PAINTE 2014 foram realizados, sendo que apenas um ainda não tinha sido concluído ao término do exercício.

D – TRABALHOS MAIS RELEVANTES E AÇÕES PARA MITIGAÇÃO DE FRAGILIDADES

Dos trabalhos de auditoria realizados em 2014, consideram-se como mais relevantes: Segurança da Informação e Gestão de Contratos de TI - Relatório de Auditoria Nº 2/2014; BUSA – Bens da União Sob Administração da Eletrobras - Relatório de Auditoria Nº 20/2014; e Gestão de SPE – Relatório de Auditoria Nº 45/2014. A seguir, são apresentadas, resumidamente, as principais fragilidades encontradas e as ações implementadas para mitigá-las.

D.1 - SEGURANÇA DA INFORMAÇÃO E GESTÃO DE CONTRATOS DE TI - RELATÓRIO DE AUDITORIA Nº 2/2014

Principais fragilidades:

Verificou-se a ausência de estrutura institucional responsável pela segurança da informação na Eletrobras, conforme o disposto na ISO 27001:2006. O que está sendo praticado na Eletrobras são iniciativas isoladas por parte dos gestores. Outra questão que foi considerada relevante é a não formalização de Comitê de Segurança de TIC. Para a ausência de estrutura institucional responsável pela segurança da informação recomendou-se a interação entre as áreas envolvidas para que estas apresentem estudo às suas respectivas Diretorias e, ato contínuo proceda ao encaminhamento da matéria à apreciação da Diretoria Executiva da Eletrobras – DEE, visando à sua aprovação. Quanto à formalização do Comitê de Segurança, foi recomendado que as áreas envolvidas proponham às suas respectivas Diretorias sua formalização para que papéis e responsabilidades sejam instituídos, tal qual definido nas boas práticas do COBIT 4.1, objetivos de controle PO4.6 – Definição de Papéis e Responsabilidades.

Ações implementadas para mitigar as fragilidades:

Quanto à ausência de institucionalização da segurança da informação as Unidades estão em entendimentos para levar o estudo à Diretoria Executiva – DEE visando apreciação e, se couber, a sua aprovação. Adicionalmente, esclareceu que devido à falta de recursos na Empresa, as Unidades decidiram que o mesmo deverá voltar a ser tratado após a reestruturação corporativa.

No que se refere ao Comitê de Segurança – TIC este tem como pré-requisito a definição da estrutura institucional, dado que o Comitê só tem razão de existir para apoiar uma área operacional. Acrescenta-se que as Unidades já discutiram o assunto e, devido a questão de recursos, conforme citado anteriormente, decidiram que o mesmo deverá voltar a ser tratado após a reestruturação corporativa.

D.2 - BUSA – BENS DA UNIÃO SOB ADMINISTRAÇÃO DA ELETROBRAS - RELATÓRIO DE AUDITORIA Nº 20/2014

Principais fragilidades:

Destaca-se como fragilidade referente ao BUSA, que os bens passíveis de alienação encontram-se dependentes de outros Órgão Governamentais, tais como SPU e ANEEL, para solucionar a questão. Igualmente relevante é o ressarcimento dos custos incorridos pela Eletrobras para a administração dos BUSA.

Ações implementadas para mitigar as fragilidades:

Em reunião realizada em 27/11/2014, entre a Eletrobras, SPU e ANEEL, ficou acordado que a Eletrobras encaminhará à SPU a listagem dos BUSA identificando os inservíveis para prestação do serviço público de energia elétrica, passíveis de alienação, solicitando que ela se manifeste sobre o aproveitamento de tais imóveis em programas sociais de governo ou autorização para alienação. A Eletrobras aguarda a posição daquele Órgão para as devidas providências.

A Eletrobras tentará incluir meios para viabilizar o ressarcimento dos custos da administração dos BUSA, descontando dos valores da alienação, quando autorizada.

D.3 - GESTÃO DE SPE – RELATÓRIO DE AUDITORIA Nº 45/2014

Principais fragilidades:

Verificou-se a ausência de avaliação dos riscos associados ao processo de gestão das SPE, envolvendo os tratamentos nos ciclos de gestão de riscos da Holding bem como na SOX. Não há evidências do próprio mapeamento do processo de gestão das SPE, o que pode acarretar em ineficiência na gestão de recursos, ineficácia no alcance dos objetivos estratégicos e dificuldade na consolidação de informações que permitam uma adequada tomada de decisão por parte Alta Administração. As mesmas deficiências se aplicam à gestão de riscos do processo de governança e ao mapeamento do processo de governança corporativa. Pesam, também, a indefinição de critérios para escolha dos conselheiros das SPE e a inexistência de processo de avaliação da efetividade dessas atuações. Constatou-se, ainda, pendências atinentes a achados de auditoria constantes do trabalho anterior - Relatório de Auditoria N.º 19/2013, de 11.10.2013 -, a saber: carência de modelos de formatação mínima para instrumentos vinculativos; ausência de cláusulas nos Acordos de Acionistas que concedam acesso irrestrito às informações técnicas e operacionais da Sociedade de Propósito Específico para as Empresas Eletrobras sócias e; necessidade de se exigir dos agentes que participarão em consórcio junto com a Eletrobras a apresentação de Declaração Anticorrupção e Declaração Antitruste, para o aperfeiçoamento do processo de gestão.

Ações implementadas para mitigar as fragilidades:

A coordenação do Grupo de Trabalho Específico, criado mediante a RES-447/2013, de 28.06.2013, para definição de Modelo de Gestão Unificada para as Sociedades de Propósito Específico da Eletrobras Holding e suas Controladas, informou em plano de providências encaminhado à Superintendência de Auditoria da Eletrobras, estar concluído o procedimento mitigatório de risco de abandono de sociedade por parte das empresas de engenharia, suprimentos e construção, recomendado. Acrescentou que as ações com vistas ao saneamento das fragilidades relativas à ausência de cláusulas nos Acordos de Acionistas que concedam acesso irrestrito às informações técnicas e operacionais da Sociedade de Propósito Específico para as Empresas Eletrobras sócias e,

à necessidade de se exigir dos agentes que participarão em consórcio junto com a Eletrobras a apresentação de Declaração Anticorrupção e Declaração Antitruste, estão em andamento não tendo sido informado prazo para sua consecução. Consta, no entanto, que as ações com vistas ao saneamento da fragilidade relativa à ausência de modelos de formatação mínima para instrumentos vinculativos não foi iniciada, sendo de significativa importância ao aperfeiçoamento do processo de gestão sobre as Sociedades de Propósito Específico no Sistema Eletrobras, bem como do processo de Governança Corporativa.

E – ANÁLISE DA QUALIDADE DOS CONTROLES INTERNOS

A Diretoria Executiva da Eletrobras, pela RES-550/2009, de 25/6/2009, criou o Departamento de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles - PGA, subordinado hierarquicamente à Superintendência da Coordenação Geral da Presidência, com a finalidade de administrar a consolidação de informações para a alta administração da Eletrobras sobre a sua exposição a risco, bem como garantir o ambiente de controles internos, em conformidade aos aspectos regulatórios externos da Eletrobras, e das empresas do Sistema Eletrobras quando pertinente.

O citado Departamento tem duas Divisões: a Divisão de Gestão de Risco Corporativos, com a finalidade de desenvolver ações para o gerenciamento integrado de riscos da Eletrobras e das empresas do Sistema, e a Divisão de Gestão do Ambiente de Controles Internos, com a atribuição de efetivar ações para o estabelecimento do ambiente de controles internos da Eletrobras e das empresas do Sistema, no que se inclui efetuar o aprimoramento do ambiente de controles sobre as demonstrações financeiras e a consolidação das informações quanto à efetividade desse ambiente, em aderência às regras estabelecidas pelo artigo 404 da Lei Sarbanes-Oxley.

Pela Resolução Nº 554/2011, de 22/6/2011, a Diretoria Executiva da Eletrobras atribuiu à Superintendência de Auditoria - CA a responsabilidade de coordenar os trabalhos de realização dos testes da administração dos controles internos na Eletrobras e demais empresas envolvidas no processo para a Certificação SOX, que são: Eletrobras Holding, EDE Amazonas Energia, Eletrobras Chesf, Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Eletronuclear, Eletrobras Eletrosul e Eletrobras Furnas, bem como, EDE Alagoas, CELG-D, EDE Rondônia e EDE PiauÍ, essas em caráter preventivo, devido à grande possibilidade de inclusão no escopo das próximas certificações.

Em 19/12/2014 foi emitido o Relatório de Auditoria Nº 49/2014, que apresenta os resultados obtidos na realização do primeiro ciclo dos testes da administração nos controles internos relativos ao período de 2014, encerrados em novembro/2014.

O quadro a seguir mostra um comparativo entre os resultados obtidos nos testes da administração nos controles internos realizados no primeiro ciclo para os períodos de 2013/2014 e 2014/2015:

Empresa	2013/2014			2014/2015		
	Total de Testes	Ineficaz	%	Total de Testes	Ineficaz	%
E. Holding	110	20	18,2%	155	20	12,9%
E. CHESF	219	14	6,4%	129	4	3,1%
E. Eletronorte	166	19	11,4%	86	0	0,0%
E. Eletronuclear	104	33	31,7%	105	9	8,6%
E. Eletrosul	135	20	14,8%	141	13	9,2%
E. Furnas	133	32	24,1%	158	27	17,1%
E. Amazonas Energia	170	99	58,2%	106	48	45,3%
Total	1037	237	22,9%	880	121	13,8%

A redução percentual de Gaps demonstra uma evolução na cultura de controles internos das empresas escopo da certificação SOX.

Com relação aos normativos internos da Eletrobras, em 31/12/2014 havia 81 normas em vigor na Eletrobras. Constatou-se que no exercício de 2014 foram elaboradas ou atualizadas as seguintes normas: Gestão de Convênios; Acesso, Trânsito e Permanência nas Dependências da Empresa; Contratação de Bens, Materiais, Obras e Serviços; Segurança na Contratação de Local para Eventos Externos; Estágio para Estudantes de Nível Médio e Superior; Licença de Pessoal; Desligamento de Pessoal; Adicional de Insalubridade; Reembolso de Despesas com Auxílio Educação.

No final do exercício estavam em fase de elaboração ou revisão as normas: Patrocínios; Apuração de irregularidades; Viagem ao Exterior; Viagens no País; Seguros Patrimoniais; Administração de Contratos; Administração e Movimentação de Bens Patrimoniais; Acesso Trânsito e Permanência nas Dependências da Empresa; Concessão e Utilização de Voucher de Taxi; Veículo da Frota da Eletrobras; Gestão do Estoque do Almoxarifado Central; Expatriação; Contratação de Bens, Materiais, Obras e Serviços no Exterior; Identidade Visual; Gestão de Documentos Arquivísticos; Gestão do Acervo Bibliográfico; Gestão de Documentos Arquivísticos Sigilosos; Documentos Decisórios; Gestão do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA; Despesas de Pronto Pagamento; Orçamentos do Programa de Dispêndios Globais PDG e de Investimentos; Critérios para Credenciamento de Instituições Financeiras para Operações com Derivativos; Critérios para Fixação dos Limites de Crédito e Cálculos da Exposição de Contraparte para Operações com Derivativos; Liquidação de Compromissos Financeiros; Guarda de valores; Cobertura Parcial de Despesas com Assistência a Saúde; Cessão e Requisição de Pessoal; Eleição de Representantes dos Empregados para a CIPA; Férias; Regime de Sobreaviso de Trabalho; Auxílio Alimentação; Adicional de Periculosidade – Risco Elétrico; Segurança do Trabalho e Saúde Ocupacional durante as Inspeções Físicas de Obras, Empreendimentos e Serviços de Projetos; Uso da Intranet, Internet, Colaboração Eletrônica, Escritórios Virtuais, Redes Sociais e Eletrobras na Nuvem; Uso dos Recursos de Tecnologia da Informação e Comunicação; Controle de Acesso em Tecnologia da Informação e Comunicação; Uso da Rede Sem Fio; Critérios de Seleção de Projetos de Tecnologia da Informação para Aplicação da Análise de Custos e Benefícios; Organização e Mudanças em Ambientes de Tecnologia da Informação e Telecomunicação; Gestão de Riscos de Tecnologia da Informação e Telecomunicação.

Acresce que os controles internos são também sistematicamente avaliados pela Auditoria Interna quando da execução dos trabalhos de auditoria e refletem-se nos relatórios deles decorrentes. Foram emitidas recomendações para sanar as não conformidades observadas no exercício de 2014, as quais vêm sendo observadas pelas áreas auditadas, conforme verificado nas ações de acompanhamento de implementação de ações corretivas trimestralmente efetuadas.

Pelo exposto, verifica-se a adequabilidade dos controles internos utilizados.

2. INFORMAÇÕES SOBRE A GOVERNANÇA

2.3. Demonstração da execução das atividades de correção no âmbito da unidade jurisdicionada, destacando os principais eventos apurados e as providências adotadas, notadamente no que concerne a irregularidades ocorridas no âmbito dos macroprocessos finalísticos e que sejam capazes de impactar o desempenho.

ELETROBRAS

Não houve irregularidades que impactaram o desempenho em gestão de pessoas. Algumas correções de procedimentos identificadas em plano de providências de auditoria e pela Sox foram corrigidas.

CEPEL

A Diretoria Executiva do CEPEL, através da Resolução de Diretoria nº 042/2004, de 03/11/04, criou Comissão de Ética do Centro, para as pertinentes ações aos moldes* do Código de Ética Profissional e do Código de Conduta da Alta Administração, segundo o Decreto nº 1.171, de 22 de junho de 1994, e suas alterações estabelecidas no Decreto nº 6.029, de 1º de fevereiro de 2007.

A Resolução de Diretoria nº 042/2004 foi alterada pela Resolução de Diretoria nº 016/2014, de 15/04/2014, para atualização do quadro de integrantes da Comissão de Ética do CEPEL. A Comissão é composta por seis membros, sendo três titulares e três suplentes.

No caso de indícios de desvios administrativos, são criadas Comissões de Sindicância/Inquérito específicas para apuração dos fatos, que são encaminhados para os Diretores para as providências cabíveis.

Acrescentamos que não houve no exercício de 2014, 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.

(*): O CEPEL, dada sua natureza jurídico-institucional, de Associação Civil, instituição social sem fins lucrativos, regida pelo Código Civil em seus artigos 53 a 61, não possui servidores públicos em seus quadros, não sendo destinatário do Decreto nº 1.171, de 22 de junho de 1994, e de suas alterações estabelecidas no Decreto nº 6.029, de 1º de fevereiro de 2007.

2. INFORMAÇÕES SOBRE A GOVERNANÇA

2.4. Avaliação, pelos próprios dirigentes da unidade jurisdicionada, da qualidade e suficiência dos controles internos administrativos instituídos para garantir a consecução dos seus objetivos estratégicos.

ELETROBRAS

Quadro A.2.4 – 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					
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,			X		

precisa e acessível.					
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 e comentários relevantes:					
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.					

CEPEL

Quadro A.2.4 – Avaliação do Sistema de Controles Internos

ELEMENTOS DO SISTEMA DE CONTROLES INTERNOS A SEREM AVALIADOS	VALORES				
Ambiente de Controle	1	2	3	4	5
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	1	2	3	4	5
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	1	2	3	4	5
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 e comentários relevantes:					
<p>Escala de valores da Avaliação:</p> <p>(1) Totalmente inválida: Significa que o conteúdo da afirmativa é integralmente não observado no contexto da UJ.</p> <p>(2) Parcialmente inválida: Significa que o conteúdo da afirmativa é parcialmente observado no contexto da UJ, porém, em sua minoria.</p> <p>(3) Neutra: Significa que não há como avaliar se o conteúdo da afirmativa é ou não observado no contexto da UJ.</p> <p>(4) Parcialmente válida: Significa que o conteúdo da afirmativa é parcialmente observado no contexto da UJ, porém, em sua maioria.</p> <p>(5) Totalmente válida. Significa que o conteúdo da afirmativa é integralmente observado no contexto da UJ.</p>					

2. INFORMAÇÕES SOBRE A GOVERNANÇA

2.5. Demonstração da remuneração paga aos administradores, membros da Diretoria Estatutária, do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal.

ELETROBRAS

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-se como parâmetros os seguintes fatores: (a) a responsabilidade, o tempo dedicado à função, a competência e reputação profissional dos administradores, e (b) as práticas de remuneração aplicadas pelo mercado para empresas de porte semelhante ao da Eletrobras.

Conselho de Administração

A remuneração tem como objetivo efetuar o pagamento pelos 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 benefícios diretos e indiretos, exceto seguro funeral, e fazem jus a remuneração por participação em comitês.

Conselho Fiscal

A referida remuneração tem como objetivo efetuar o pagamento pelos serviços de cada conselheiro, dentro do escopo de responsabilidade atribuído ao Conselho Fiscal da companhia.

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

2.5.1. Política de remuneração dos membros da Diretoria Estatutária e dos Conselhos de Administração e Fiscal.

1) Base normativa da remuneração

A base da remuneração dos administradores, Diretoria Executiva e Conselho de Administração é definida em assembleia geral, conforme art. 152 da Lei nº 6.404/76, e depende de prévia aprovação do Departamento de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (DEST), conforme disposto no Decreto-Lei nº 2.355/87, art.3º, combinado com o Decreto nº 89.309/84, art. 4º, inciso I, alínea ‘a’, Decreto nº 3.735/01, art. 1º, inciso III e Decreto nº 8.189/14, Anexo I, art. 8º, inciso IV, alínea “h”.

A remuneração dos membros dos Conselhos de Administração e Fiscal é determinada em conformidade com a Lei nº 9.292/96, que estabelece o valor máximo de 10% da remuneração média mensal dos diretores da empresa.

2) Objetivos da política ou prática de remuneração

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, e (b) as práticas de remuneração aplicadas pelo mercado para empresas de porte semelhante ao da Eletrobras.

3) Composição da remuneração

Composição da Remuneração	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Estatutária	Diretoria Não Estatutária	Comitês
Remuneração Fixa Mensal					
Salário ou pró-labore	85%	82%	57%	N.A	N.A
Benefícios Diretos ou Indiretos	0%	1%	7%	N.A	N.A
Participação em Comitês	0%	0%	0%	N.A	N.A
Outros	15%	16%	29%	N.A	N.A
Remuneração Variável					
Bônus	0%	0%	0%	N.A	N.A
Participação nos Resultados	0%	0%	0%	N.A	N.A
Participações em Reuniões	0%	0%	0%	N.A	N.A
Comissões	0%	0%	0%	N.A	N.A
Outros	0%	0%	0%	N.A	N.A
Benefícios Pós-Emprego	0%	0%	6%	N.A	N.A
Cessação do Exercício do Cargo	0%	0%	0%	N.A	N.A
Total	100%	100%	100%	N.A	N.A

O montante referente à remuneração dos administradores é previamente definido pelo DEST, do Ministério do Planejamento Orçamento e Gestão, que define os valores individuais de remuneração de cada órgão de administração da Eletrobras. O DEST encaminha o valor proposto para a remuneração dos administradores com vistas à aprovação da Secretaria do Tesouro Nacional. Esta, após a aprovação, encaminha o montante definido, sob a forma de sugestão, para aprovação em assembleia geral ordinária de acionistas da Eletrobras.

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

A composição da remuneração dos administradores da Eletrobras acompanha um alinhamento das 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 prazos, 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 suportada 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:

- 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.

Não possui plano de remuneração baseado em ações.

10) Em relação à remuneração variável, comentar sobre:

- a) os mecanismos de remuneração variável (% lucros, bônus, ações, opções de ações, etc.);
- b) os indicadores/métricas de desempenho usados no programa de remuneração variável;
- c) os níveis de premiação-alvo (pagos em caso de cumprimento de 100% das metas);
- d) a descrição dos benefícios oferecidos.

Os componentes da Diretoria Executiva da Eletrobras não fizeram jus à remuneração variável em função de não isso ter sido aprovado em assembleia geral ordinária; logo, o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal não recebem.

2.5.2. Demonstrativo da remuneração mensal de membros de conselhos

QUADRO A.2.5.2 - REMUNERAÇÃO DOS CONSELHOS DE ADMINISTRAÇÃO E FISCAL	Valores em R\$ 1,00
--	---------------------

Conselho de Administração															
Nome do Conselheiro(a)	Período		Remuneração - 2014												
	Início	Fim	jan	fev	mar	abr	mai	jun	Jul	ago	set	out	nov	dez	Total
JOAO ANTONIO LIAN	30/04/2013	-	5.744,28	5.744,28	5.744,28	5.744,28	6.395,69	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	71.862,68
JOSE ANTONIO CORREA COIMBRA	30/04/2008	-	5.744,28	5.744,28	5.744,28	5.744,28	6.395,69	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	71.862,68
JOSE DA COSTA CARVALHO NETO	25/02/2011	-	4.786,90	4.786,90	4.786,90	4.786,90	5.329,74	5.058,32	5.058,32	5.058,32	5.058,32	5.058,32	5.058,32	5.058,32	59.885,58
LINDEMBERG DE LIMA BEZERRA	29/05/2009	-	5.744,28	5.744,28	5.744,28	5.744,28	6.395,69	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	71.862,68
MARCELO GASPARINO DA SILVA	03/12/2012	30/04/2014	5.744,28	5.744,28	5.744,28	5.744,28	325,70	-	-	-	-	-	-	-	23.302,82
MARCO PEREIRA ZIMMERMANN	13/02/2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MAURICIO MUNIZ BARRETO DE CARVALHO	16/06/2011	-	5.744,28	5.744,28	5.744,28	5.744,28	6.395,69	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	71.862,68
THADEU FIGUEIREDO ROCHA	18/05/2012	30/04/2014	5.744,28	5.744,28	5.744,28	5.744,28	-	-	-	-	-	-	-	-	22.977,12
WAGNER BITTENCOURT DE OLIVEIRA	30/04/2008	-	5.744,28	5.744,28	5.744,28	5.744,28	6.395,69	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	71.862,68
JAILSON JOSE M. ALVES	30/04/2014	-	-	-	-	-	6.272,32	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	48.762,19

Conselho Fiscal															
Nome do Conselheiro(a) (T/S)	Período		Remuneração - 2014												
	Início	Fim	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	ou	nov	dez	Total
CHARLES CARVALHO GUEDES	30/04/2010	30/04/2014	5.744,28	5.744,28	5.744,28	5.744,28	325,70	-	-	-	-	-	-	-	23.302,82
DANLO DE JESUS VIEIRA FURTADO	01/10/2008	12/05/2014	5.744,28	5.744,28	5.744,28	5.744,28	2.297,71	-	-	-	-	-	-	-	25.274,83
JARBAS RAMUNDO DE ALDANO MATOS	16/06/2011	-	5.744,28	5.744,28	5.744,28	5.744,28	6.395,69	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	71.862,68
MANUEL JEREMIAS LEITE CALDAS	18/05/2012	-	5.744,28	5.744,28	5.744,28	5.744,28	6.395,69	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	71.862,68
ROBERT JUEHEMANN	30/04/2013	-	6.115,57	6.115,57	6.115,57	6.115,57	6.788,05	6.462,34	6.462,34	6.462,34	6.462,34	6.462,34	6.462,34	6.462,34	76.486,72
RICARDO DE PALLA MONTEIRO	30/04/2014	-	-	-	-	-	6.272,32	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	48.762,19
BRUNO NUNES SAD	30/04/2014	-	-	-	-	-	6.272,32	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	6.069,98	48.762,19

2.5.3. Demonstrativo sintético da remuneração de membros de diretoria e de conselhos.

QUADRO A 2.5.3 - SÍNTESE DA REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES	Valores em R\$ 1,00
---	---------------------

Identificação do Órgão			
Órgão: Diretoria Estatutária			
Remuneração dos Administradores	EXERCÍCIO		
	2012	2013	2014
Número de membros:	6	6	7
I – Remuneração Fixa (a+b+c+d)	4.242.974,50	4.759.486,70	6.067.932,40
a) salário ou pró-labore	3.037.272,62	3.268.394,59	3.705.692,36
b) benefícios diretos e indiretos	504.858,09	725.485,21	1.154.210,06
c) remuneração por participação em comitês	-	-	-
d) outros	700.843,79	765.606,90	1.208.029,98
II – Remuneração variável (e+f+g+h+i))	435.476,69	451.157,50	0,00
a) bonus	-	-	-
b) participação nos resultados	435.476,69	451.157,50	0,00
c) remuneração por participação em reuniões	-	-	-
d) comissões	-	-	-
e) outros	-	-	-
III – Total da Remuneração (I + II)	4.678.451,19	5.210.644,20	6.067.932,40
IV – Benefícios pós-emprego	-	-	410.899,91
V – Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	-	-	-
VI – Remuneração baseada em ações	-	-	-

Órgão: CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	Valores em R\$ 1,00
----------------------------------	---------------------

Conselho de Administração	EXERCÍCIO		
	2012	2013	2014
Número de membros:	8	8	8
I – Remuneração Fixa (a+b+c+d)	424.322,08	435.168,47	514.241,12
a) salário ou pró-labore			438.515,27
b) benefícios diretos e indiretos			0,00
c) remuneração por participação em comitês	424.322,08	435.168,47	-
d) outros			75.725,85
II – Remuneração variável (e+f+g+h+i)	11.513,52	6.000,00	0,00
a) bonus	-	-	-
b) participação nos resultados	-	-	-
c) remuneração por participação em reuniões	-	-	-
d) comissões	-	-	-
e) outros	11.513,52	6.000,00	
III – Total da Remuneração (I+ II)	435.835,60	441.168,47	514.241,12
IV – Benefícios pós-emprego	-	-	-
V – Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	-	-	-
VI – Remuneração baseada em ações	-	-	-

Órgão: CONSELHO FISCAL	Valores em R\$ 1,00
------------------------	---------------------

Conselho Fiscal	EXERCÍCIO		
	2012	2013	2014
Número de membros:	5	5	5
I – Remuneração Fixa (a+b+c+d)	245.378,12	278.769,20	366.314,12
a) salário ou pró-labore	-	-	301.408,46
b) benefícios diretos e indiretos	-	-	4.624,04
c) remuneração por participação em comitês	245.378,12	278.769,20	-
d) outros	-	-	60.281,62
II – Remuneração variável (e+f+g+h+i)	6.080,65	6.240,00	0,00
a) bonus	-	-	-
b) participação nos resultados	-	-	-
c) remuneração por participação em reuniões	-	-	-
d) comissões	-	-	-
e) outros	6.080,65	6.240,00	
III – Total da Remuneração (I+ II)	251.458,77	285.009,20	366.314,12
IV – Benefícios pós-emprego	-	-	-
V – Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	-	-	-
VI – Remuneração baseada em ações	-	-	-

2.5.4. Demonstrativo da remuneração variável dos administradores

REMUNERAÇÃO VARIÁVEL		Valores em R\$ 1,00		
Identificação do Órgão				
Órgão: Diretoria Estatutária				
Reconhecimento de Bônus e Participação de Resultados	2012	2013	2014	
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)	435.476,69	451.157,50	0,00	
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	435.476,69	451.157,50	0,00	
III – Total (I + II)	435.476,69	451.157,50	0,00	

* Conselheiros não recebem PLR.

* Conselheiros e Diretores não recebem Bônus.

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

CEPEL

Os membros dos Conselhos Deliberativo e Fiscal, arrolados no Rol de Responsáveis, não percebem qualquer valor em retribuição, nos termos do Estatuto do CEPEL. Da mesma forma, os diretores do CEPEL não são remunerados pelo exercício do cargo, haja vista que não há — seja em seu Estatuto ou em normas internas — previsão de remuneração de seus diretores.

Com relação ao Diretor Geral e ao Diretor de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, ambos integram o quadro de empregados do CEPEL e são remunerados como empregados de carreira, uma vez que não se licenciaram para ocupar o mencionado cargo diretivo.

Quanto ao ex-Diretor Administrativo e Financeiro — Sr. Jorge da Motta e Silva — foi ele cedido pela ELETROBRAS, que seguiu arcando com o pagamento de sua remuneração, enquanto o Diretor de Laboratórios e Pesquisa Experimental — Sr. Alcêo Mendes de Souza Júnior — foi cedido ao CEPEL por FURNAS, sem ônus para esta última.

Em 25 de agosto de 2014 o Sr. José Carlos Correia Figueiredo, empregado deste Centro de Pesquisas, foi empossado como Diretor Administrativo e Financeiro, em substituição ao Sr. Jorge da Motta e Silva. A exemplo de todos os demais empregados do CEPEL que exercem cargo de diretoria, também nada recebe como retribuição pelo exercício específico.

Assim sendo, suas respectivas remunerações decorrem unicamente do vínculo empregatício que mantenham com o CEPEL ou do vínculo mantido com suas entidades de origem.

3. RELACIONAMENTO COM A SOCIEDADE

3.1. Descrição dos canais de acesso do cidadão à unidade jurisdicionada para fins de solicitações, reclamações, denúncias, sugestões etc., contemplando informações gerenciais e estatísticas sobre o atendimento às demandas e os resultados decorrentes.

ELETROBRAS

Criada em 2005, a Ouvidoria Geral da Eletrobras tem como objetivos criar e manter um canal de relacionamento pessoal e interativo com os públicos da empresa (interno e externo), prestando atendimento aos manifestantes e sendo a última instância para solução das questões. Também atua em parceria com os gestores da empresa, contribuindo para a melhoria contínua dos processos internos.

A Ouvidoria Geral da Eletrobras coordena as ouvidorias das empresas Eletrobras, buscando sinergias e atuando como suporte à solução de problemas, além de ser responsável pela consolidação das informações geradas pelas ouvidorias das subsidiárias.

Canais de atendimento

1. Canal de Ouvidoria (presencial, telefone, e-mail e Sistema de Gestão da Ouvidoria – SOU, intranet, *site* na internet);
2. Canal de Gênero (os mesmos da Ouvidoria);
3. Canal Denúncia (*sites* de todas as empresas Eletrobras na internet);
4. Caixa de correio “Ouvidoria”;
5. Caixa de correio “PCO – Ouvidoria-Geral”;
6. Caixa de correio “Fale com o Presidente”;
7. Urnas (foco em prestadores de serviço terceirizados – escritórios no Rio de Janeiro e em Brasília);
8. Pesquisa de conhecimento e satisfação – atendimento da Ouvidoria;
9. Sistema de Informação ao Cidadão – SIC (*site* na internet – acompanhamento da tramitação diretamente pela Controladoria Geral da União – CGU).

Processos

- Atendimento
Recebe manifestação;
Cria manifestação.
- Tratamento
Classifica manifestação;
Encaminha manifestação para área gestora;
Monitora resposta.
- Resposta
Encaminha resposta ao manifestante;

Conclui manifestação.

- Consolidação
Mapeia manifestações;
Analisa aspectos quantitativos e qualitativos das manifestações.
- Estatísticas
Elabora indicadores;
Presta contas (divulga e dá transparência).

Indicadores

Canal de Ouvidoria (telefone, e-mail, presencial, SOU): todas as manifestações recebidas por este canal são cadastradas e tramitadas pelo Sistema de Ouvidoria – SOU. Em 2014 (01/01/2014 a 31/12/2014), a Ouvidoria Geral da Eletrobras recebeu **1.101** manifestações (subtraindo-se as 100 canceladas por duplicidade), conforme relacionado abaixo.

Figura 3.1.1

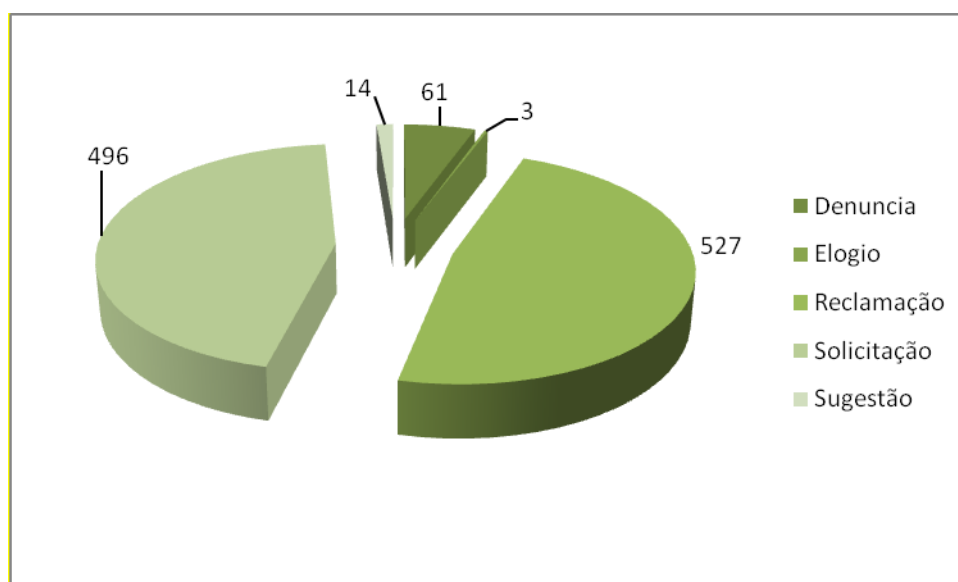


Tabela 3.1.1

Quantidade por situação*	
Situação	Quantidade
Pendente	0
Em andamento	22
Resolvida	1.079
Cancelada	100

*Posição em 05/01/2014.

Canal Denúncia

Criado em atendimento à Lei *Sarbanes-Oxley* (SOX) para recebimento exclusivo de denúncias sobre possíveis irregularidades ou fraudes contábeis e/ou financeiras nas empresas Eletrobras, assim como de denúncias de possíveis casos de corrupção (leis anticorrupção nacionais e internacionais), o Canal Denúncia recebeu, de 01/07/2014 a 31/12/2014, **163** manifestações. Destas, **150** (92%) não se encaixavam no objetivo do canal. Antes desse período, não foram contabilizadas as denúncias recebidas especificamente por este canal.

Cerca de 90% das denúncias se referem a solicitações de atendimento, reclamações relativas à falha na prestação de serviço pelas empresas distribuidoras de energia elétrica da Eletrobras e denúncias de ligações clandestinas, conhecidas como “gatos”.

SIC (Serviço de Informações ao Cidadão – Lei de Acesso à Informação – Lei nº 12.527)

Entre 01/01/2014 e 31/12/2014, recebemos **126** solicitações de informação por este canal, o que corresponde à média de 10 pedidos de informações e de dois recursos por mês. Os recursos de 1ª e 2ª instâncias são tratados pela própria empresa e os de 3ª instância pela Controladoria Geral da União – CGU.

CEPEL

O CEPEL disponibiliza* em seu site os seguintes canais de acesso ao cidadão para fins de solicitações, reclamações, denúncias e sugestões:

E-mails:

sic@cepel.br

cepel@cepel.br

ouvidoria@cepel.br

Pela homepage do CEPEL:

Ouvidoria: Acesse o link “Ouvidoria”

Canal Denúncia: Acesse o link “Canal Denúncia”

Acesso à Informação: Acesse o link “Acesso à Informação”

Pela homepage da Eletrobras:

Canal Denúncia Eletrobras

<http://www.eletrobras.com/canaldenuncia/>

É comum que a maioria das demandas tenha caráter eminentemente técnico. Compõem também canais de acesso à própria Ouvidoria da Eletrobras, bem como a Ouvidoria do Ministério de Minas e Energia.

No que se refere à Ouvidoria do CEPEL, a expressiva maioria das demandas feitas em 2014 através deste canal relacionaram-se a consultas de caráter eminentemente técnico e foram direcionadas aos departamentos de pesquisa para análise técnica adequada e subsequente encaminhamento de resposta. Um aspecto de interesse é que a maior parte destas consultas relacionava-se com assuntos afetos a novas fontes de geração de energia.

Adicionalmente, face à realização em 2014 de um processo externo de seleção de pessoal para o CEPEL, foram também recebidas pela Ouvidoria do Centro, três manifestações com relação ao mesmo, mais especificamente com solicitações de esclarecimento no que concerne ao procedimento de convocação dos aprovados. Em dois dos casos os questionamentos foram respondidos com base nas disposições constantes no Edital de Seleção Pública, e quanto ao terceiro a resposta não foi possível por ser apócrifo, sem possibilidade de contato para resposta.

(*): O CEPEL disponibiliza e presta informações, mas, dada sua natureza jurídico-institucional, de Associação Civil, instituição social sem fins lucrativos, regida pelo Código Civil em seus artigos 53 a 61, não é destinatário da Lei de Acesso à Informação - Lei nº 12.527, de 18 de novembro de 2011.

Total de manifestações recebidas em 2014 (01/01/2014 a 31/12/2014)		17	Atendimento / Encaminhamento
Quantidade por Classificação	Consulta Técnica	8	Resolvidas
	Solicitação Informação Administrativa	2	Resolvidas
	Reclamação	1	Em Andamento
	Seleção Pública/Estágio	3	Duas Resolvidas e uma apócrifa (sem possibilidade de contato - Cancelada)
	Outros	2	Resolvidas
	Não cabe CEPEL responder	1	Resolvida pelo MME
Procedência das manifestações	Ouvidoria Eletrobras	7	
	Canal Denúncia Eletrobras	1	
	Ouvidoria MME	9	
Quantidade por Situação	Em Andamento	1	
	Resolvidas	15	
	Cancelada	1	

Acesso à Informação:

No ano de 2014 o CEPEL foi demandado através do seu Sistema Eletrônico e-SIC* e através do e-mail sic@cepel.br, não constando nenhuma pendência, conforme abaixo:

PERÍODO DE 01/01/2014 até 31/12/2014			
	e-SIC	Email	Total
Atendidas	34	4	38
Não Atendidas	-	-	-
Recursos 1ª Instância	5	-	5
Reclamação	2	-	2
Recurso CGU	1	-	1
Perguntas Repetidas/Em branco	4	-	4
Em Andamento	-	-	-
Total DE 2014	46	4	50

(*): O CEPEL disponibiliza e presta informações, mas, dada sua natureza jurídico-institucional, de Associação Civil, instituição social sem fins lucrativos, regida pelo Código Civil em seus artigos 53 a 61, não é destinatário da Lei de Acesso à Informação - Lei nº 12.527, de 18 de novembro de 2011.

3. RELACIONAMENTO COM A SOCIEDADE

3.2. Informações sobre a elaboração e divulgação da Carta de Serviços ao Cidadão, tendo como referencia o Decreto nº 6932/2009, sem prejuízo de outras regulamentações a esse respeito.

ELETROBRAS

Não se aplica à *holding*, uma vez que não presta serviços diretamente ao cidadão. Nas empresas de distribuição de energia elétrica da Eletrobras, que atendem diretamente ao consumidor, as respectivas cartas de serviço ao cidadão estão disponíveis em seus *sites* de internet.

CEPEL

Não se aplica.

3. RELACIONAMENTO COM A SOCIEDADE

3.3. Demonstração dos mecanismos para medir a satisfação dos cidadãos-usuários ou clientes dos produtos e/ou serviços resultantes da atuação da unidade jurisdicionada e demonstração dos resultados identificados, inclusive os registrados em pesquisas de opinião feitas nos últimos três anos com esse público.

ELETOBRAS

Em 2012, foi realizada a “1ª Pesquisa de Reputação Corporativa da Eletrobras”, com o apoio do *Reputation Institute*, que avaliou a reputação da empresa mediante pesquisa qualitativa e quantitativa junto aos seus públicos de relacionamento.

Em 2014, não foi disponibilizado orçamento para atualização da pesquisa, havendo expectativa de realização de nova pesquisa no próximo ano.

CEPEL

Um dos indicadores de desempenho do CEPEL refere-se à medida de satisfação dos clientes do Centro, realizada por meio de pesquisa denominada "Pesquisa de Satisfação dos Clientes Externos". Esta pesquisa permite uma constante avaliação dos resultados das atividades realizadas mediante sua infraestrutura laboratorial 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 dos laboratórios mencionados anteriormente, via mensagem eletrônica. Os dados compilados são analisados durante as reuniões de análise crítica do *Sistema de Gestão da Qualidade*.

NOME DO INDICADOR	DESCRIÇÃO DO INDICADOR	FORMA DE CÁLCULO	VALOR DESEJADO	VALOR ACEITÁVEL
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 da pesquisa enviada aos Clientes Externos dos Laboratórios: 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.	≥4,5 nos últimos doze meses	≥ 4,0 nos últimos doze meses

Resultados no período de 2012 a 2014:

INDICADOR	REALIZADO		
	2012	2013	2014*
Índice de Satisfação dos Clientes Externos	4,40	4,30	4,50
Total de Pesquisas Processadas:	65	38	30
Laboratórios	Alta Corrente, Alta e Média Potência, Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletro-Eletrônicos, Alta Tensão, Ensaios Corona, Poluição, Impulso de Corrente, Referência em Medição de Alta Tensão, Análises Químicas, Metalografia, Propriedades Mecânicas, Propriedades Elétricas e Magnéticas, Refrigeração e Iluminação.	Alta Corrente, Alta e Média Potência, Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletroeletrônicos, Alta Tensão, Corona, Poluição, Análises Químicas, Metalografia, Propriedades Mecânicas, Propriedades Elétricas e Magnéticas, Refrigeração e Iluminação.	Alta Corrente, Alta e Média Potência, Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletro-Eletrônicos, Alta Tensão, Poluição, Análises Químicas, Metalografia, Propriedades Mecânicas, Propriedades Elétricas e Magnéticas, Refrigeração e Iluminação.

3. RELACIONAMENTO COM A SOCIEDADE

3.4. Detalhamento do caminho de acesso, no portal da unidade jurisdicionada na *Internet*, às informações sobre sua atuação, úteis à sociedade e que contribuam para a transparência da gestão, inclusive àquelas relacionadas à prestação de contas referidas no art. 15.

ELETROBRAS

Seção "Quem Somos" do site da Eletrobras:

<http://www.eletrabras.com/ELB/data/Pages/LUMIS482AEFCFPTBRIE.htm>

Seção "Acesso à Informação" do site da Eletrobras:

<http://www.eletrabras.com/acessoainformacao/main.asp>

Seção "Processos de Contas Anuais" do site da Eletrobras:

<http://www.eletrabras.com/elb/data/Pages/LUMISACABF1E4PTBRIE.htm>

CEPEL

As informações referentes à área de atuação, linhas de pesquisas, produtos, laboratórios e Centros de Referência do CEPEL podem ser acessadas em sua homepage www.cepel.br. As informações sobre os Relatórios de Gestão do CEPEL, Relatório de Auditoria de Gestão da CGU, o Certificado de Auditoria da Controladoria-Geral da União (CGU) com o Parecer do Dirigente de Controle Interno, e o Pronunciamento Ministerial, referente aos anos de 2005, 2006 e 2007 estão disponíveis no site do CEPEL, no endereço www.cepel.br/acessoainformacao/auditorias.

A partir de 2008, conforme definição do TCU à época, o CEPEL passou a prestar informações consolidadas às contas de ELETROBRAS. Desde então essas informações estão direcionadas ao site da ELETROBRAS.

3. RELACIONAMENTO COM A SOCIEDADE

3.5. Resultados da avaliação do desempenho da unidade jurisdicionada na prestação de serviços ao cidadão, especialmente em relação aos padrões de qualidade do atendimento fixados na Carta de Serviços ao Cidadão ou em outros instrumentos institucionais.

ELETOBRAS

Não se aplica à *holding*, uma vez que não presta serviços diretamente ao cidadão. Nas empresas de distribuição de energia elétrica da Eletrobras, que atendem diretamente ao consumidor, as respectivas cartas de serviço ao cidadão estão disponíveis em seus sites de internet.

CEPEL

Não se aplica.

3. RELACIONAMENTO COM A SOCIEDADE

3.6. Medidas adotadas pelos órgãos ou entidades com vistas ao cumprimento das normas relativas à acessibilidade, em especial a Lei 10.098/2000, o Decreto 5.296/2004 e as normas técnicas da ABNT aplicáveis.

ELETOBRAS

Objetivo

Identificar a existência de estruturas na UJ que garantam canal de comunicação do cidadão com a unidade para fins de solicitações, reclamações, denúncias e sugestões, bem como de mecanismos ou procedimentos que permitam verificar a percepção da sociedade sobre os serviços prestados pela unidade e as medidas para garantir a acessibilidade no âmbito da UJ.

Demonstrar os pontos fortes e fracos da atuação da UJ na percepção dos beneficiários/usuários dos serviços que presta.

Estrutura de Informação

Não há estrutura definida para fornecimento de informação, ficando a cargo do gestor optar pela forma mais eficiente para apresentação dos dados.

Abrangência

Todas as unidades jurisdicionadas relacionadas no Anexo I da DN TCU nº 134/2013, obedecendo-se aos conteúdos especificados no “Quadro A1 - Relacionamento entre as Unidades Jurisdicionadas e os Conteúdos Gerais do Relatório de Gestão”.

Referências

- Lei 10098, de 19 de dezembro de 2000;
- Decreto 5296, de 02 de dezembro de 2004;
- Decreto 6932, de 11 de agosto de 2009;
- Normas da ABNT aplicáveis à acessibilidade;
- Acórdão 2170/2012 TCU Plenário.

CEPEL

No ano de 2014, o CEPEL realizou licitação para a reforma e adaptação de um sanitário, acesso de pessoas portadoras de deficiências físicas ou com mobilidade reduzida. Esta obra foi concluída em fevereiro de 2014.

4. AMBIENTE DE ATUAÇÃO

4.1. Informações sobre o ambiente de atuação da unidade jurisdicionada.

ELETRORBRAS

A tabela a seguir apresenta o lucro/prejuízo por segmento de negócio para os anos de 2014 e 2013. A coluna “Eliminações” refere-se às operações realizadas entre as Empresas Eletrobras e que são subtraídas na apuração do lucro/prejuízo consolidado da Eletrobras.

Resultado por Segmento de Negócio (R\$ milhões)								
Resultados	Administração	Geração		Transmissão		Distribuição	Eliminações	Total em 31/12/2014
		Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M			
Receita Operacional Líquida	82	18.373	1.555	1.998	2.979	6.664	-1.407	30.245
Custos e Despesas Operacionais	6.075	-14.138	-1.756	-1.912	-2.792	-6.457	2.143	-30.985
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	-5.993	4.236	-200	87	188	208	736	-740
Resultado Financeiro	2.463	-1.214	420	-271	-30	-662	-12	695
Resultado de Participações Societárias	-1.484	-	-	-	-	-	268	-1.217
Imposto de renda e contribuição social	-242	-2.690	-1.309	3.422	-904	22	-	-1.701
Lucro Líquido (prejuízo) do período	-5.256	331	-1.089	3.239	-746	-432	991	-2.963

Resultado por Segmento de Negócio (R\$ milhões)								
Resultados	Administração	Geração		Transmissão		Distribuição	Eliminações	Total em 31/12/2013
		Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M			
Receita Operacional Líquida	72	14.634	2.055	1.349	2.854	4.499	-1.627	23.836
Custos e Despesas Operacionais	-7.161	-11.407	-2.041	-2.485	-3.915	-6.621	4.416	-29.215
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	-7.089	3.227	14	-1.136	-1.061	-2.123	2.789	-5.379
Resultado Financeiro	2.126	-1.356	218	-292	-89	-283	52	377

Resultado de Participações Societárias	-520	-	-	-	-	-	698	178
Imposto de renda e contribuição social	-1.326	-242	-205	194	212	-416	-	-1.367
Lucro Líquido (prejuízo) do período	-6.810	1.629	26	-1.234	-937	-2.406	3.539	-6.192

Destacam-se do resultado consolidado os seguintes pontos:

- Receita Operacional Líquida de R\$ 30.245 milhões em 2014, ante R\$ 23.836 milhões em 2013.
- Despesas de Pessoal no montante de R\$ 5.532 milhões em 2014, frente a despesas de R\$ 6.650 milhões em 2013 (despesa total de R\$ 5.609 milhões em 2014 quando considerada a Celg D).
- Provisões operacionais líquidas no montante de R\$ 1.862 milhões em 2014, frente a um montante de provisões de R\$ 3.258 milhões em 2013.
- Baixa de Crédito Fiscal e Tributário no montante líquido de R\$ 1.701 milhões em 2014.
- Resultado Líquido da Variação Cambial positivo da ordem de R\$ 296 milhões em 2014 e de R\$ 539 milhões em 2013.
- EBITDA Consolidado negativo em R\$ 179 milhões em 2014, frente a um EBITDA negativo de R\$ 3.689 milhões em 2013.
- EBITDA das empresas controladas de R\$ 3.688 milhões.
- Prejuízo Líquido de R\$ 2.963 milhões em 2014, ante um prejuízo de R\$ 6.187 milhões em 2013.

Comparando o resultado de 2014 com 2013, salienta-se que a Eletrobras adquiriu 50,93% das ações ordinárias da distribuidora Celg D. Desde 26 de setembro de 2014, quando os acionistas da Eletrobras aprovaram, em Assembleia Geral Extraordinária, a aquisição do referido controle acionário, a Celg D aparece consolidada nos Relatórios Contábeis Financeiros da Eletrobras, porque, para efeitos contábeis, a data efetiva da combinação de negócios coincide com a data do 3º ITR de 2014. No entanto, destacamos que, para efeito de comparabilidade, nos dados consolidados da Eletrobras referentes ao ano de 2013 não se consideram os dados da Celg D.

No ano de 2014, a Eletrobras apresentou um prejuízo líquido de R\$ 3.031 milhões, comparado a um prejuízo de R\$ 6.187 milhões em 2013. Esse resultado, ainda refletindo as novas tarifas de geração e transmissão dos ativos cujas concessões foram renovadas nos termos da Lei nº 12.783/13 foi decisivamente influenciado por diversas variáveis, destacadas a seguir.

De forma positiva: (i) aumento de 50,9% na receita de suprimento no segmento de geração; (ii) queda de 16,8% nos custos com pessoal (15,7% quando incluídos os custos com pessoal da Celg D, que incidem apenas sobre os custos de 2014); (iii) reversão de provisões de contratos onerosos no montante de R\$ 1.800 milhões, relativas, principalmente, à reversão nos contratos de Jirau (R\$ 712 milhões) e Itaparica (R\$ 863 milhões); (iv) reversão de provisão para ativo financeiro no valor de R\$ 792 milhões referentes aos investimentos feitos nos empreendimentos que tiveram as concessões renovadas, mais o estorno de despesas relativas a esses investimentos no valor de R\$ 408 milhões; e (v) efeito positivo relacionado à Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA no valor de R\$ 740 milhões; (vi) reversão de provisão para perdas em investimentos no montante de R\$ 314 milhões (referentes, principalmente, as participações na Cemat).

De forma negativa: (i) energia comprada para revenda no montante de R\$ 9.913 milhões, o que representou um aumento de 79,7% (incluindo Celg D, o montante é de R\$ 10.425 milhões e a variação de 89,0%); (ii) provisão para contingências no valor de R\$ 3.656 milhões (que se deve, principalmente, à provisão de R\$ 2.235 milhões relativa aos empréstimos compulsórios); (iii) baixa de crédito tributário no montante líquido de R\$ 1.701 milhões; e (iv) resultado líquido negativo das participações societárias de R\$ 1.217 milhões, refletindo resultados negativos das participações em SPEs, com destaque para a SPE Madeira Energia S.A.

Sobre as receitas operacionais, as Receitas de Geração apresentaram um aumento de 23,3%, passando de R\$ 17.240 milhões em 2013 para R\$ 21.256 milhões em 2014. Esse aumento foi influenciado, principalmente, pela venda de energia no mercado de curto prazo (CCEE), que passou de R\$ 2.396 milhões em 2013 para R\$ 3.818 milhões em 2014. O repasse de Itaipu passou de uma receita líquida de R\$ 68 milhões em 2013 para uma despesa líquida de R\$ 98 milhões em 2014, principalmente em função da atualização monetária calculada com base nos índices de preços americanos *Commercial Price* e *Industrial Goods*. A receita de Construção apresentou uma queda de 67,4%, passando de R\$ 737 milhões em 2013 para R\$ 240 milhões em 2014, e tem valor equivalente contabilizado como custo de construção.

As receitas de transmissão apresentaram um aumento de 4,4%, passando de R\$ 4.505 milhões em 2013 para R\$ 4.702 milhões em 2014 influenciadas, principalmente, pela entrada em operação de novos projetos e influenciada pelo efeito da consolidação. Em 2014, a receita de construção foi de R\$ 1.786 milhões, o que representa uma redução em 0,6% frente a 2013, e tem valor equivalente contabilizado como custo de construção.

As receitas do segmento de distribuição apresentaram um aumento de 52,0%, passando de R\$ 5.433 milhões em 2013 para R\$ 8.222 milhões em 2014, influenciadas pelo crescimento da receita de fornecimento. O fornecimento de energia apresentou um aumento de 67,2%, passando de R\$ 4.419 milhões em 2013 para R\$ 7.349 milhões em 2014. Dois aspectos influenciaram sobremaneira a rubrica fornecimento de energia do segmento de distribuição em 2014. O primeiro deles refere-se ao efeito relacionado à Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” - CVA. O segundo diz respeito ao incremento de receita oriunda da consolidação da Celg D a partir do 4º trimestre de 2014, no valor de R\$ 1.627 milhões. Desconsiderando a receita oriunda da CVA e a receita referente à Celg D, a receita de fornecimento apresenta um crescimento de 7,7%. Para mais informações a respeito do reconhecimento da CVA e da operação de consolidação da Celg D, consultar as Notas Explicativas 3 e 42 das Demonstrações Financeiras da Eletrobras 2014, respectivamente.

A quantidade de energia vendida passou de 16,1 TWh em 2013 para 17,1 TWh em 2014 (excluindo a energia vendida da Celg D). A receita de construção tem valor equivalente contabilizado como custo de construção, apresentando uma redução de 13,8%, passando de R\$ 1.014 milhões em 2013 para R\$ 873 milhões em 2014, e tem valor equivalente contabilizado como custo de construção.

Receita Operacional Líquida	2014 (R\$ milhões)	2013 (R\$ milhões)
a) Geração		
Venda de Energia	19.310	14.237
Receita de operação e manutenção	1.803	2.198
Receita de construção	240	737
Ativo Financeiro/Repasse Itaipu Binacional	-98	68
b) Transmissão		
Receita de construção	1.786	1.797
Receita de operação e manutenção	2.201	2.156
Atualização de Taxas de retorno - Transmissão	714	552
c) Distribuição		
Fornecimento e Suprimento	7.349	4.419

Receita de construção	873	1.014
Outras Receitas	1.446	1.008
Total	35.626	28.186
Deduções a Receita Operacional		
Encargos setoriais	-1.005	-870
ICMS	-1.684	-1.231
PASEP e COFINS	-2.686	-2.239
Outras deduções	-07	-11
Total de Deduções	-5.381	-4.351
Receita Operacional Líquida	30.245	23.835

Quanto aos custos gerenciáveis, em 2014, a soma das contas de Pessoal, Material e Serviço (PMS) apresentou uma redução de 10,4%, passando de R\$ 9.245 milhões em 2013 para R\$ 8.279 milhões em 2014 (8,2% quando incluídos os custos da Celg D, que incidem apenas sobre o ano de 2014). Houve uma redução da conta de Pessoal de 16,8%, passando de R\$ 6.650 milhões em 2013 para R\$ 5.532 milhões, devido, principalmente, aos efeitos do Plano de Incentivo ao Desligamento (PID) realizado em 2013. A conta de material sofreu um aumento de 3,8% e a conta de serviços cresceu 6,1% (as contas de pessoal, material e serviços apresentaram, respectivamente, decréscimo de 15,7%, crescimento de 5,0% e 11,6% quando considerados os custos da Celg D).

As provisões operacionais passaram de uma despesa de R\$ 3.258 milhões em 2013 para uma despesa de R\$ 1.862 milhões em 2014 influenciada, principalmente, pelo registro de provisões para contingências no valor de R\$ 3.656 milhões, sendo R\$ 2.235 milhões relativas ao empréstimo compulsório; pelo *impairment* de R\$ 149 milhões; e pela provisão para ajuste a valor de mercado de R\$ 111 milhões em 2014, especialmente relativas à Participação acionária Cesp. A consolidação dos dados da Celg D impactou as provisões operacionais da Eletrobras em cerca de R\$ 113 milhões em 2014. O resultado de provisões foi parcialmente compensado pela reversão de contratos onerosos no montante de R\$ 1.800 milhões; também pela reversão da provisão para perda de ativo financeiro no valor de R\$ 792 milhões (relativos aos reinvestimentos realizados nas concessões renovadas à luz da Lei nº 12.783/2013); pela reversão de provisão para perdas em investimentos no montante de R\$ 314 milhões e pela reversão da provisão para créditos de liquidação duvidosa de financiamentos e empréstimos no valor de R\$ 269 milhões referentes, principalmente, a Cemat e a Celtins.

Já quanto aos custos não gerenciáveis, a energia elétrica comprada para revenda apresentou um aumento de 79,7%, passando de R\$ 5.515 milhões em 2013 para R\$ 9.913 milhões em 2014. Esse resultado foi influenciado, principalmente, pela compra de energia no mercado de curto prazo devido à ocorrência de GSF (*Generating Scale Factor 1* – fator de ajuste de energia) no período, compensado, em parte, pela redução da compra de energia pela empresa distribuidora Amazonas Energia. Ao incluirmos os dispêndios da Celg D com a compra de energia, esse incremento seria de 89,0% e o montante de R\$ 10.425 em 2014.

Na conta de combustível para produção de energia elétrica foi apurada uma redução de 0,9%. Em 2013, foi registrada uma despesa líquida de R\$ 1.492 milhões, enquanto que em 2014 foi registrada uma despesa líquida de R\$ 1.480 milhões, devido, principalmente, à pequena diminuição no despacho de geração térmica.

O resultado financeiro líquido passou de uma receita líquida de R\$ 377 milhões em 2013, para uma receita líquida de R\$ 695 milhões em 2014, o que representa uma variação positiva de 84,7%.

¹ Há ocorrência do GSF quando o Operador Nacional do Sistema Elétrico reduz a garantia física do conjunto das usinas hidrelétricas que fazem parte do Mercado de Realocação de Energia - MRE, acarretando em uma maior necessidade de compra de energia pelos seus participantes na proporção de sua garantia física. Isto ocorre quando há maior despacho das usinas termoeletricas e menor geração das usinas hidrelétricas.

Merece destaque o registro dos efeitos do derivativo embutido, relativo ao contrato de venda de energia da Eletronorte para empresas produtoras de alumínio, com um efeito positivo da ordem de R\$ 383 milhões em 2014 e um efeito negativo da ordem de R\$ 239 milhões em 2013.

A participação societária registrou uma redução de 784,5%, passando de uma receita líquida R\$ 178 milhões em 2013 para uma despesa líquida R\$ 1.217 milhões em 2014. Essa variação foi ocasionada, principalmente, pela variação na equivalência patrimonial dos investimentos em empresas coligadas, principalmente, o resultado negativo da SPE Madeira Energia SA (UHE Santo Antônio).

Teve-se o seguinte resultado:

Lucro Líquido (R\$ milhões)	2014	2013
Receita Operacional Líquida	30.245	23.836
Custos Operacionais		
Energia Comprada para Revenda	-10.425	-5.515
Uso da rede elétrica	-1.523	-1.555
Combustível para produção de energia elétrica	-1.480	-1.492
Construção	-2.900	-3.548
Resultado Bruto	13.917	11.725
Despesas Operacionais		
Pessoal, Material e Serviços	-8.485	-9.245
Remuneração e Ressarcimento	-387	-406
Depreciação e amortização	-1.777	-1.512
Outras despesas	-2.146	-2.683
	1.122	-2.121
Participações societárias	-1.217	178
Provisões operacionais	-1.862	-3.258
	-1.957	-5.201
Receita de juros e aplicações financeiras	2.092	1.703
Atualização monetária	346	455
Variação cambial	296	539
Encargos da dívida	-3.365	-2.031
Encargos de recursos de acionistas	-87	-190
Outros resultados financeiros	1.413	-98
	-1.262	-4.825
Imposto de Renda e Contribuição Social	-1.701	-1.367
Resultado do período	-2.963	-6.192
Participação atribuída aos não controladores	68	-5
Resultado Consolidado	-3.031	-6.187

A tabela a seguir apresenta o lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização (EBITDA)

Ebitda Consolidado (R\$ milhões)	2014	2013
Resultado do Exercício	-2.963	-6.192
(+) Provisão Imposto de Renda e Contribuição Social	1.701	1.367
(+) Resultado Financeiro	-695	-377
(+) Amortização e Depreciação	1.777	1.512
(=) EBITDA	-180	-3.689

Empresas Eletrobras	EBITDA (R\$ milhões)	
	2014	2013
Furnas	680	207
Chesf	116	-1.040
Eletronorte	1.255	2.240
Eletrosul	514	566
Eletronuclear	-534	-246
CGTEE	-142	-310
Subtotal	1.889	1.417
Distribuidora	1.798	-1.507

s		
Total	3.688	-90

Análise do resultado da controladora

A análise do resultado da Eletrobras mostra que a receita operacional líquida manteve-se no mesmo patamar do ano anterior, apresentando uma leve redução de 0,9%. Tendo ocorrido um maior dispêndio com a energia comprada para revenda, que passou de R\$ 2.875 milhões em 2013 para R\$ 3.007 milhões em 2014, o resultado bruto reduziu e ficou em R\$ 191 milhões.

Em relação às despesas operacionais, houve significativa redução de 19,7% das provisões operacionais, que passaram de R\$ 4.912 milhões em 2013 para R\$ 3.944 milhões em 2014. Dentre os principais itens, destacam-se:

- (i) provisão para contingências no valor de R\$ 3.390 milhões, relativos aos empréstimos compulsórios;
- (ii) passivo a descoberto nas controladas, que passou de R\$ 2.742 milhões em 2013 para R\$ 832 milhões em 2014, uma variação de 71%; e
- (iii) reversão no valor de R\$ 411 milhões relativos aos investimentos da Companhia nas empresas CEMAT e EMAE. Consequentemente, o Resultado Operacional da Eletrobras antes do Resultado Financeiro passou de um prejuízo de R\$ 6.204 milhões em 2013 para um prejuízo de R\$ 5.182 milhões em 2014, uma melhora de aproximadamente 16%.

Em 2014, o resultado financeiro impactou de forma positiva o resultado da controladora em cerca de R\$ 2.436 milhões frente aos R\$ 2.118 milhões de 2013. Essa variação é explicada, fundamentalmente, pela variação do dólar norte-americano e pelo aumento da receita com juros, comissões e taxas e receita de aplicações financeiras, conforme demonstrado a seguir.

Resultado Financeiro	2014 (R\$ milhões)	2013 (R\$ milhões)
Receitas Financeiras	4.126	3.799
Receitas de juros, comissões e taxas	2.411	2.033
Receita de aplicações financeiras	429	285
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	91	45
Atualizações monetárias	658	706
Variações cambiais	439	585
Outras receitas financeiras	99	146
Despesas Financeiras	-1.690	-1.681
Encargos de dívidas	-1.510	-1.048
Encargos sobre recursos de acionistas	-55	-180
Outras despesas financeiras	-125	-453
Total	2.436	2.118

O reconhecimento dos resultados obtidos pelas empresas investidas impactou de forma negativa o resultado da companhia em R\$ 43 milhões em 2014, decorrentes da avaliação dos investimentos societários. Tal valor representou uma variação de 94,5% em relação ao montante negativo de R\$ 788 milhões registrado em 2013, devido, principalmente, ao resultado da Equivalência Patrimonial das empresas controladas, conforme tabela a seguir:

Resultado de Participações Societárias (R\$ milhões)	2014	2013
Investimentos em controladas		
Equivalência patrimonial	-267,6	-708,4
Investimentos em coligadas	-19,0	-263,4
Juros sobre o capital próprio	10,6	98,2
Equivalência patrimonial	8,4	-361,7
Outros investimentos	199,4	184,0

Juros sobre o capital próprio	20,0	14,3
Dividendos	98,5	101,3
Remuneração dos investimentos em parcerias	24,4	20,7
Rendimentos de capital – ITAIPU	56,4	47,7
Total	-49,3	-787,9

A estrutura de capital e endividamento consolidado foi:

Endividamento Consolidado (R\$ bilhões)	Em 31 de dezembro de	
	2014	2013
Financiamentos a pagar sem RGR e sem Itaipu	32,1	24,3
(-) Caixa e Equivalente de caixa + Títulos e Valores Mobiliários	5,1	9,9
(-) Financiamentos a Receber sem RGR	9,2	12,1
(-) Ressarcimento – Itaipu ⁽¹⁾	2,6	-
Dívida Líquida	15,2	2,3
Patrimônio Líquido	56,8	61,3
Alavancagem Líquida	26,8%	3,8%

(1) Desconsiderado este valor, a dívida líquida corresponderia a R\$ 17,8 bilhões e a alavancagem líquida seria de 23,58%. Este valor corresponde ao montante a ser ressarcido à Eletrobras em virtude da aquisição e comercialização da totalidade dos recursos energéticos pertencentes ao Brasil, gerados por Itaipu Binacional, nos termos do Tratado celebrado em 26 de abril de 1973 entre Brasil e Paraguai.

Foram liberados recursos para as controladas, incluindo AFAC (“Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital”), financiamentos e empréstimos, no valor total de R\$ 6.271 milhões, o que representa um aumento de 144% em relação ao ano de 2013. Desse total, R\$ 6.165 milhões com recursos ordinários da Eletrobras *holding* e R\$ 106 milhões com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

O total liberado para as controladas de distribuição foi de R\$ 3.459 milhões, sendo R\$ 3.353 milhões de recursos ordinários da Eletrobras *holding* e R\$ 106 milhões oriundos da CDE. A totalidade dos recursos ordinários concedidos às EDEs foram sob a forma empréstimos, financiamentos e subvenções.

Em relação às empresas de geração e transmissão de energia, foram destinados recursos da ordem de R\$ 2.813 milhões, sendo R\$ 14 milhões concedidos sob a forma de AFAC e os demais como empréstimos e financiamentos.

Do total liberado de R\$ 6.271,2 milhões, R\$ 425,8 milhões se referem a refinanciamento de dívida com as empresas Eletrobras e R\$ 1.803,2 milhões foram destinados para pagamento de saldo devedor dessas empresas junto à Eletrobras.

O empréstimo compulsório, instituído pela Lei nº 4.156/1962 com a finalidade de gerar recursos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, foi cobrado e recolhido de diversos tipos de consumidores em sua primeira fase, mas, com o advento do Decreto-Lei nº 1.512/1976, o tributo passou a ser cobrado e recolhido apenas dos consumidores industriais com consumo mensal superior a 2.000 kWh. Essas cobranças eram feitas por meio das faturas de energia elétrica emitidas pelas empresas distribuidoras de energia elétrica.

O montante anual dessas contribuições, a partir de 1977, passou a constituir crédito escritural, nominal e intransferível, sempre em 1º de janeiro do ano seguinte do recolhimento, identificado pelo Código de Identificação do Contribuinte do Empréstimo Compulsório (CICE).

Dando continuidade à política de atendimento aos acionistas oriundos da capitalização dos créditos do empréstimo compulsório, no exercício de 2014, a Eletrobras implantou no sistema escritural do

Banco Bradesco S.A. o montante de 8.720.108 ações preferenciais da classe “B”, que correspondiam, em 30 de dezembro de 2014, avaliadas ao valor de mercado, a R\$ 71,33 milhões, e enviou às empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, para repasse aos consumidores industriais, o montante de R\$ 15,95 milhões, referente aos juros dos créditos do empréstimo compulsório. Para mais informações a respeito do empréstimo compulsório da Eletrobras, ver seção 4.6 do Formulário de Referência da Companhia arquivado na Comissão de Valores Mobiliários, assim como disponibilizado no website de Relações com Investidores para download na seção "Informações Financeiras >> Demonstrações Financeiras" do site de Relações com Investidores da Eletrobras, em www.eletrobras.com/elb/ri/demonstracoesfinanceiras.

A Política de *Hedge* Financeiro da Eletrobras tem por objetivo perseguir a mitigação da exposição às variáveis de mercado que impactem seus ativos e passivos, assim como de suas controladas. Com isso, a referida política visa a que os resultados da companhia reflitam fielmente o seu real desempenho operacional e que o seu fluxo de caixa projetado apresente menor volatilidade. Para maiores detalhes a respeito dos valores envolvidos nas operações realizadas pela companhia, consultar as Demonstrações Financeiras da Eletrobras 2014.

No mercado de capitais a Eletrobras encerrou o ano de 2014 com uma base de 31.477 acionistas, sendo 97% residentes no Brasil e 3% não residentes, localizados em 31 países. A referida participação se dá por meio das ações negociadas na BM&FBOVESPA (ELET3 e ELET6), na *New York Stock Exchange* – NYSE (EBR e EBR-B), por meio do Programa ADR Nível II, e na Bolsa de Madrid (XELTO e XELTB), participando do Programa Latibex.

O capital social da Eletrobras, em 31 de dezembro de 2014, totalizava R\$ 31.305 milhões, representado por 1.352.634.100 ações, sendo 1.087.050.297 ações ordinárias e 265.583.803 ações preferenciais. Durante o ano de 2014, não houve mudança na estrutura do capital social da Companhia. O Governo Federal, direta ou indiretamente, detém 65% do capital social e o *free float* é de 35% do capital total.

Acionistas	Ordinárias		Pref. Classe “A”		Pref. Classe “B”		Total	
Acionista Controlador	834.301.050	76,75%	0	0,00%	45.705.317	17,22%	880.006.367	65,06%
União Federal	554.395.652	51,00%	-	-	1.544	0,00%	554.397.196	40,99%
BNDESpar	141.757.951	13,04%	-	-	18.691.102	7,04%	160.449.053	11,86%
BNDES	74.545.264	6,86%	-	-	18.262.671	6,88%	92.807.935	6,86%
FND	45.621.589	4,20%	-	-	-	-	45.621.589	3,37%
FGHAB	1.000.000	0,09%	-	-	-	-	1.000.000	0,07%
FGEDUC	8.279.030	0,76%	-	-	-	-	8.279.030	0,61%
CEF	8.701.564	0,80%	-	-	-	-	8.701.564	0,64%
FGI	-	-	-	-	8.750.000	3,30%	8.750.000	0,65%
Acionista não controlador	252.749.247	23,25%	146.920	100,00%	219.731.566	82,78%	472.627.733	34,94%
Cust. CBLC	252.643.306	23,24%	86.122	58,62%	204.506.596	77,05%	457.236.024	33,80%
Residente	82.373.911	7,58%	86.121	58,62%	101.263.609	38,15%	183.723.641	13,58%
Não Residente	85.329.430	7,85%	1	0,00%	77.123.405	29,06%	162.452.836	12,01%
Programa Adr	84.939.965	7,81%	-	0,00%	26.119.582	9,84%	111.059.547	8,21%
Demais	105.941	0,01%	60.798	41,38%	15.224.970	5,74%	15.391.709	1,14%
Residente	77.866	0,01%	60.771	41,36%	15.220.968	5,73%	15.359.605	1,14%
Não Residente	28.075	0,00%	27	0,02%	4.002	0,00%	32.104	0,00%
Total	1.087.050.297	100%	146.920	100%	265.436.883	100%	1.352.634.100	100%

Acionistas não residentes

Em 31 de dezembro de 2014, a Eletrobras possuía 825 acionistas não residentes, que representavam 2,7% do total dos seus acionistas, localizados em 35 países. Os não residentes detinham 15,7% do total de ações ordinárias da companhia e 38,9% do total de ações preferenciais. O gráfico a seguir mostra a distribuição geográfica das ações detidas por não residentes:

A análise das ações da Eletrobras – BM&FBOVESPA (ELET3 e ELET6) apresentou o seguinte resultado:

Ações ordinárias da Eletrobras – ELET3

As ações ordinárias (ELET3) apresentaram uma valorização de 4,3%, fechando o ano a R\$ 5,80, considerando valores *ex-dividendo*. O volume de negociação médio diário foi de 2.605.788 ações.

Ações preferências da Eletrobras – ELET6

As ações preferenciais (ELET6) apresentaram uma desvalorização de 4,9%, fechando o ano a R\$ 8,18, considerando valores *ex-dividendo*. O volume de negociação médio diário foi de 1.767.730 ações.

*Número índice 30/12/2013 = 100 e valores *ex-dividendo*.

Em 31 de dezembro de 2014, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 8.479 milhões.

No Programa de ADR Nível II - Bolsa de Valores de Nova Iorque (EBR e EBR-B) obtiveram-se os seguintes resultados:

Ações Ordinárias da Eletrobras - EBR

Os ADRs das ações ordinárias da Eletrobras apresentaram uma desvalorização de 17,4% em relação a 2013, encerrando o ano, cotados a US\$ 2,19, considerando valores *ex-dividendo*. O saldo de ADRs correspondente a essas ações em 31 de dezembro de 2014 foi de 84.939.965. O volume de negociação médio diário no ano foi de 1.084.949 recibos.

Ações Preferenciais da Eletrobras - EBR-B

Os ADRs das ações preferenciais da Companhia apresentaram uma desvalorização de 34,8% em relação a 2013, encerrando o ano, cotados a US\$ 3,06, considerando valores *ex-dividendo*. O saldo de ADRs correspondente a essas ações no final do ano foi de 25.505.382. O volume de negociação médio diário no ano foi de 199.791 recibos.

No Programa Latibex - Bolsa de Valores de Madrid (XELTO e XELTB) obteve-se:

Ações Ordinárias da Eletrobras - XELTO

Em 2014, as ações ordinárias do programa Latibex obtiveram uma desvalorização de 1,6%, cotadas a € 1,82 no final do ano. O volume de negociação médio diário foi de 23.351 ações.

Ações Preferenciais da Eletrobras - XELTB

As ações preferenciais do programa Latibex obtiveram uma desvalorização de 15,3% em 2014, encerrando o ano, cotadas a € 2,55. O volume de negociação médio diário foi de 6.740 ações.

Ativos	Valor Unitário da ação	Volume médio negociado (quantidade de ações)
--------	------------------------	---

	dez/14	dez/13	AH%	2014	2013
Ibovespa (R\$)					
ELET3	5,80	5,56	4,3%	2.605.788	2.510.056
ELET6	8,18	8,6	-4,9%	1.767.730	2.012.810
Programa ADR (US\$)					
EBR	2,19	2,59	-17,4%	1.084.949	1.129.512
EBR-B	3,06	4,4	-34,8%	199.791	235.423
Latibex (€)					
XELTO	1,82	1,86	-1,6%	23.351	13.455
XELTB	2,55	3,13	-15,3%	6.740	5.076

Rating (Classificação de Risco)

A classificação de risco da Eletrobras, segundo as principais agências de classificação de riscos, está relacionada diretamente com a classificação de risco obtida pelo Brasil por ser a União o acionista majoritário da companhia. A tabela a seguir apresenta as notas de risco atribuídas à Eletrobras pelas principais agências de riscos internacionais:

Agência	Classificação Nacional/Perspectiva	Último Relatório
Moody's Issuer Rating	Baa3 (Negative)	07/05/2013
S&P LT Local Currency	BBB+ (Stable)	04/12/2014
S&P LT Foreign Currency	BBB- (Stable)	04/12/2014
Fitch LT Local Currency Issuer	BB (Stable)	22/01/2015
Fitch LT Foreign Currency Issuer	BB (Stable)	22/01/2015

Em conformidade com sua política de prestação de informações ao mercado e as regras do Nível 1 de Governança Corporativa da BM&FBOVESPA, a Companhia realiza, semestralmente, reuniões na Associação dos Analistas e Profissionais de Investimento do Mercado de Capitais – Apimec. Ao todo, são 14 reuniões anuais nas principais praças da APIMEC do país: RJ, SP, MG, DF (Brasília), Sul (Porto Alegre e Florianópolis) e Nordeste (Fortaleza). Por ter participado, consecutivamente, por 19 anos em Apimecs no RJ e em SP, por 12 anos em Apimecs no Nordeste e DF, e por 11 anos em MG e no Sul, a Eletrobras tem recebido certificados de assiduidade em todas as praças citadas.

Ademais, a Diretoria Financeira e de Relações com Investidores realiza, semestralmente, reuniões na Europa e nos Estados Unidos, os denominados “roadshows”, com o objetivo de apresentar a Companhia aos investidores estrangeiros. Anualmente, realiza reunião com investidores na Bolsa de Nova Iorque, o “Eletrobras Day”, tem participado com regularidade do Fórum Latibex em Madrid. Finalmente, a Eletrobras participa, rotineiramente, de dezenas de eventos e seminários, promovidos por bancos internacionais, no Brasil e no exterior, com a presença dos principais analistas e investidores, tanto da área de “equity” (ações) como de “debt” (dívidas).

Para maiores esclarecimentos, acionistas e investidores podem entrar em contato pelo telefone +(55) (21) 2514-6333, enviando e-mail para invest@eletrobras.com ou por meio do “Fale com RI” do site de Relações com Investidores da Eletrobras www.eletrobras.com.br/elb/ri.

Descrição dos principais riscos de mercado

No exercício de suas atividades, a Eletrobras é impactada por eventos de riscos de mercado 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 empresa.

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade de a Eletrobras ter seus resultados impactados por flutuações nas taxas de câmbio, dado que:

- (i) uma parcela substancial do endividamento consolidado da Eletrobras está estipulada em moeda estrangeira;
- (ii) parte dos financiamentos concedidos pela Eletrobras está fixada em moeda estrangeira; e
- (iii) as receitas, *royalties* e recebíveis da dívida de Itaipu são determinados em dólares americanos.

Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade de a Eletrobras contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus resultados pela elevação das despesas financeiras relativas a contratos de captação externa, principalmente, referenciados à taxa Libor, e mais recentemente a contratos de captação no mercado interno, celebrados em 2013 e 2014, referenciados às taxas Selic e CDI.

Risco de crédito

Esse risco decorre da possibilidade de a Eletrobras 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.

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, mostram-se relevantes. Entretanto, o risco se restringe à perda da proteção contratada por meio dessas operações e não de caixa.

Descrição da política de gerenciamento de riscos de mercado

A Eletrobras apresenta exposição a riscos financeiros que causam volatilidade em suas demonstrações contábeis, bem como em seu fluxo de caixa. A empresa possui relevante descasamento entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte-americano, proveniente principalmente dos contratos de financiamento com a Itaipu Binacional. Adicionalmente, existem exposições à taxa de juros Libor, relativas a contratos de captação externa. Como recurso para proteger-se dessas exposições, a administração da empresa aprovou uma Política de *Hedge* Financeiro e um Programa de Operações com Instrumentos Derivativos.

Nesse contexto, a Política de *Hedge* Financeiro da Eletrobras tem por objetivo perseguir a mitigação da exposição às variáveis de mercado que impactem ativos e passivos da empresa e de suas controladas, reduzindo assim os efeitos de flutuações indesejáveis dessas variáveis nas demonstrações contábeis. Com isso, a referida política visa que os resultados da Eletrobras reflitam fielmente o seu real desempenho operacional e que o seu fluxo de caixa projetado apresente menor volatilidade.

Levando-se em conta as diferentes formas de se realizar o *hedge* dos descasamentos apresentados pela Eletrobras, a política aprovada elenca uma escala de prioridades, que privilegia soluções estruturais, contemplando o balanceamento natural das posições expostas. Posteriormente, também poderão ser analisadas operações com outros tipos de instrumentos financeiros e, finalmente, as operações com derivativos financeiros. Estas últimas serão realizadas apenas de forma complementar e com o intuito exclusivo de proteger aqueles ativos e passivos indexados da Eletrobras e de suas controladas que apresentem algum descasamento, não podendo caracterizar alavancagem financeira ou operação de concessão de crédito a terceiros.

A seguir, são destacadas as principais ações desenvolvidas em conformidade com a Política de *Hedge* Financeiro da Eletrobras para mitigar os riscos de mercado que afetam a empresa:

Risco Cambial

A Eletrobras apresenta descasamento entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte-americano, proveniente principalmente dos contratos de financiamento com a controlada Itaipu Binacional, o que provoca exposição a riscos financeiros que causam volatilidade em suas demonstrações contábeis, bem como em seu fluxo de caixa.

Nesse contexto, estratégias de *hedge* cambial foram implementadas ao longo dos anos, priorizando as soluções estruturais, em linha com a Política de *Hedge* Financeiro da instituição. Dessa forma, foi captado, em 2009, US\$ 1 bilhão, por meio da emissão de bônus no mercado internacional; em 2010, US\$ 500 milhões junto à CAF; em 2011, US\$ 495 milhões junto ao BIRD e US\$ 1,75 bilhão por meio de emissão de títulos no exterior (*bonds*). 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 Eletrobras como o de seu fluxo de caixa.

Risco de Taxa de Juros

A Eletrobras é objeto de exposições à taxa de juros Libor, relativas a contratos de captação externa, bem como, às taxas Selic e CDI em captações no mercado interno. Além dos riscos já mencionados, existem outros de menor relevância provenientes de contratos concedidos e obtidos.

Como recurso para proteger-se das exposições à juros, realizaram-se operações de trava de taxas de juros Libor.

Em 2011, a companhia realizou operações de trava de juros Libor com valor nocional de US\$ 390 milhões com vencimento em 2015 e US\$ 150 milhões com vencimento em 2020. Durante o primeiro semestre de 2012, novas operações de trava de juros Libor foram realizadas, num montante total de US\$ 500 milhões para vencimento em 2017 e 2020.

A tabela a seguir demonstra o valor do principal e os prazos remanescentes dos contratos de *swap* de taxa de juros em aberto em 31 de dezembro de 2014:

Transação	Montantes contratados (nocional) (R\$ mil)	Taxas utilizadas	Vencimento	Valores Justos (R\$ mil)	
				31/12/2014	31/12/2013
01/2011	20.192	2,4400%	25/11/2015	(229)	(660)
02/2011	20.192	2,4900%	25/11/2015	(235)	(677)
03/2011	50.000	3,2780%	10/08/2020	(5.422)	(6.137)
04/2011	100.000	3,3240%	10/08/2020	(11.109)	(12.586)
05/2011	50.000	2,1490%	10/08/2015	(508)	(1.424)
06/2011	100.000	2,2725%	10/08/2015	(1.087)	(3.053)
07/2011	100.000	2,1790%	10/08/2015	(1.034)	(2.897)
08/2011	100.000	2,1500%	10/08/2015	(1.017)	(2.849)
09/2012	25.000	1,6795%	27/11/2020	(231)	(47)
10/2012	25.000	1,6295%	27/11/2020	(135)	62

11/2012	75.000	1,6285%	27/11/2020	(398)	191
12/2012	75.000	1,2195%	29/11/2017	(715)	(1.365)
13/2012	75.000	1,2090%	29/11/2017	(684)	(1.320)
14/2012	50.000	1,2245%	29/11/2017	(486)	(924)
15/2012	50.000	1,1670%	29/11/2017	(375)	(1.109)
16/2012	50.000	1,1910%	29/11/2017	(421)	(829)
17/2012	50.000	1,2105%	29/11/2017	(459)	(884)
18/2012	25.000	1,1380%	29/11/2017	(160)	(340)
TOTAL	1.040.384			(24.706)	(36.848)

É importante notar que a Eletrobras tem realizado, em consonância com sua Política de *Hedge* Financeiro, permanentes avaliações dos riscos de taxas de juros existentes, com o intuito de averiguar a necessidade de realização de novas operações de *hedge* para mitigar riscos que sejam considerados relevantes.

Risco de Crédito

Com o objetivo de mitigar o risco de crédito, a Eletrobras possui uma norma sobre credenciamento de instituições financeiras para fins de realização de operações com derivativos. Essa norma define critérios em relação a porte, *rating* e *expertise* no mercado de derivativos, para que sejam selecionadas as instituições que poderão realizar operações com a Eletrobras. São selecionadas, por fim, as 20 melhores instituições financeiras baseadas nos critérios mencionados, como instituições credenciadas a fazerem operações de derivativos com a companhia.

Além disso, a empresa possui uma metodologia de controle de exposição às instituições financeiras credenciadas que define limites e exposição ao volume de operações realizadas e a serem realizadas com cada uma delas.

Principais mudanças de cenários ocorridas nos últimos exercícios

No último exercício social, as maiores alterações nos principais riscos de mercado relativas à companhia foram a incorporação dos riscos de taxas de juros dos últimos contratos de captação realizados: uma junto ao BNDES, no valor R\$ 2,5 bilhões, com juros referenciados à taxa Selic, e outra junto ao Banco do Brasil e à Caixa Econômica Federal, no valor de R\$ 6,5 bilhões, com juros referenciados ao CDI.

Ameaças e oportunidades observadas no ambiente de negócios

A aprovação da Medida Provisória nº 579/2012 (convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013) colocou novos cenários e novos desafios à Eletrobras, levando à revisitação do Plano Estratégico das Empresas Eletrobras 2010-2020 e à elaboração do Plano Estratégico das Empresas Eletrobras para o período de 2015 a 2030 (PE 2015-2030), aprovado pelo Conselho de Administração da Empresa em 26 de novembro de 2014.

Um dos processos relacionados à elaboração do PE 2015-2030 foi a construção da matriz SWOT, na qual foram mapeadas as ameaças e oportunidades em nosso ambiente de negócios. Dentre as oportunidades listadas, destacamos as seguintes:

- Crescimento da demanda por energia elétrica a uma taxa de 4% a.a., requerendo expansão do sistema elétrico para atendê-la;
- Expansão do Sistema Interligado Nacional – SIN demandando a construção de 44 mil km de linhas de transmissão até 2022;

- Expansão da geração demandará a construção de 53,6 GW de usinas até 2022;
- Manutenção de UHEs como base da matriz energética brasileira;
- Crescimento da participação de eólicas e térmicas a gás natural;
- Expectativa de construção de novas usinas nucleares com possível participação privada;
- Maior viabilidade financeira da fonte solar como geração distribuída em algumas regiões.

Dentre as ameaças listadas, destacamos as seguintes:

- O potencial remanescente de UHEs é de mais difícil exploração;
- O processo de licenciamento ambiental continuará restrito e desafiante;
- A remuneração prevista para a administração de fundos e programas de governo será reduzida num futuro próximo, com alterações regulatórias;
- A crescente entrada de empresas privadas tem gerado maior competição;
- A prorrogação recente e a futura renovação das concessões de G&T como novo fator estrutural de pressão sobre as margens das empresas – mecanismos de revisão tarifária incertos.

Principais mudanças de cenários ocorridas nos últimos exercícios

No processo de construção de cenários realizado no PE 2015-2030, foram levados em consideração 6 temas: Mercado, Competição, Regulação, Socioambiental, Financeiro e Novas Tecnologias. Como resultado, verificou-se que as principais mudanças de cenário ocorridas nos últimos anos foram as seguintes:

- Crescente pressão sobre as margens do setor em função de atuação do regulador;
- O fato de que as futuras concessões vindas terão sua remuneração por O&M;
- Patamar elevado no valor do PLD;
- Maior diversificação da matriz energética brasileira, intensificando a geração de energia através de fontes renováveis.

Geração

A Eletrobras, em 31 de dezembro de 2014, atingiu a capacidade instalada de 44.156 MW em empreendimentos de geração no Brasil, o que representa 33% dos 133.913 MW instalados no país. Em termos globais, destaca-se que, em dezembro de 2014, entraram em operação 16,8 MW dos 65 MW do parque eólico Artilleros, pertencente à SPE Rouar, localizada no Uruguai, primeiro empreendimento em operação no exterior. Do total da capacidade instalada da companhia, 75% são de empreendimentos de responsabilidade integral das empresas Eletrobras, 7% decorrentes da participação proporcional das empresas Eletrobras em empreendimentos realizados por meio de Sociedades de Propósito Específico (SPEs) e 18% de empreendimentos em propriedade compartilhada, incluindo a metade da capacidade de Itaipu Binacional (7.000 MW) – que representa 16% do total – e também participações em consórcios.

Cabe destacar que 19 usinas de responsabilidade integral das empresas Eletrobras, representando 32% dos 44.156 MW, tiveram as concessões renovadas nos termos da Lei 12.783/2013, ficando, portanto, as empresas Eletrobras responsáveis pela operação e manutenção desses ativos por mais 30 (trinta) anos. Além disso, no ano de 2014, Furnas adquiriu, no Leilão ANEEL 002/2014, a outorga da concessão de operação e manutenção da UHE Três Irmãos, por 30 anos, por meio de uma participação de 49,9% na SPE denominada Tijoá Participações e Investimentos S.A.

Capacidade Instalada por Fonte

Cerca de 91% do total da capacidade instalada da companhia, no Brasil, é proveniente de fontes de energias com baixa emissão de gases de efeito estufa, como solar, nuclear, eólica e hidráulica. Sendo assim, conforme mencionado, pode-se afirmar que a Eletrobras é a maior responsável pela matriz elétrica brasileira ser a segunda matriz elétrica mais limpa e renovável do mundo. Em 2014, do total instalado no país com esse tipo de fonte de energia, aproximadamente 42% pertence à Eletrobras. Além da aquisição da concessão de operação e manutenção da UHE Três Irmãos, destaca-se, em 2014, o início da operação da UHE Batalha, das eólicas Rei dos Ventos 1, Rei dos Ventos 3, Miassaba 3, Cerro Chato IV, Cerro Chato V e Cerro Chato VI, da usina solar Megawatt, da UTE Santarém, além da entrada de novas unidades geradoras da UHE Santo Antônio e Jirau e da última unidade geradora da Eólica Cerro dos Trindade. A entrada dessas novas usinas e unidades geradoras representou um acréscimo de 1.601 MW à capacidade de geração da companhia.

Capacidade Instalada por Fonte - Situação em 31/12/2014 (MW)						
Eletrobras x Brasil	Hidráulica	Nuclear	Eólica+ Solar	Total Limpa	Térmica	Total 2014
Eletrobras	37.757	1.990	259*	40.006	4.150	44.156
% por fonte na matriz Eletrobras	85,5%	4,5%	0,6%	90,6%	9,4%	100,0%
Brasil	89.193	1.990	4.903	96.086	37.827	133.913
% por fonte na matriz Brasil	66,6%	1,5%	3,7%	71,8%	28,2%	100,0%
% Eletrobras x Brasil	42,3%	100,0%	5,3%	41,6%	11,0%	33,0%

*O Parque Eólico de Artilleros não foi contemplado, pois trata-se de empreendimento no exterior.

Capacidade Instalada por Tipo de Ativo

A capacidade instalada da Eletrobras, no Brasil, pode ser dividida de acordo com o regime de exploração e participação acionária em: (i) Usinas de Responsabilidade Integral; (ii) Usinas de Responsabilidade Integral Sob Regime de O&M; (iii) Usinas de Propriedade Compartilhada; (iv) SPEs; e (v) SPEs em regime de O&M, conforme demonstrado a seguir. Os ativos sob regime de O&M são aqueles referentes às concessões regidas pela Lei 12.783/2013.

Tipo	Hidráulica		Térmica		Nuclear		Eólica		Solar		Total	
	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas
Responsabilidade Integral												
Eletronorte	8.782	03	616	08	-	-	-	-	-	-	9.398	11
Chesf	1.054	02	347	01	-	-	-	-	-	-	1.401	03
Furnas	2.916	04	530	02	-	-	-	-	-	-	3.446	06
Eletronuclear	-	-	-	-	1.990	02	-	-	-	-	1.990	02
Eletrosul	159	04	-	-	-	-	90	03	01	01	250	08
CGTEE	-	-	840	04	-	-	-	-	-	-	840	04
ED Amazonas	278	01	1.806	110	-	-	-	-	-	-	2.084	111
ED Rondônia	3	01	-	-	-	-	-	-	-	-	3	01
Subtotal	13.192	15	4.139	125	1.990	02	90	03	01	01	19.412	146
Responsabilidade Integral Empreendimentos sob Regime de O&M												
Eletronorte	78	01	-	-	-	-	-	-	-	-	78	01
Chesf	9.215	12	-	-	-	-	-	-	-	-	9.215	12
Furnas	4.617	06	-	-	-	-	-	-	-	-	4.617	06
Subtotal	13.910	19	-	-	-	-	-	-	-	-	13.910	19
Propriedade Compartilhada												
Furnas (Consórcio)	766	02	-	-	-	-	-	-	-	-	766	02
Eletrosul (Consórcio)	178	01	-	-	-	-	-	-	-	-	178	01
Itaipu Binacional (50%)	7.000	01	-	-	-	-	-	-	-	-	7.000	01
Subtotal	7.944	04	-	-	-	-	-	-	-	-	7.944	04
Sociedade de Propósito Específico (SPE)												
Participação das Empresas Eletrobras	2.309	08	11	01	-	-	168	11	-	-	2.488	20

Tipo	Hidráulica		Térmica		Nuclear		Eólica		Solar		Total	
	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas
Subtotal	2.309	08	11	01	-	-	168	11	-	-	2.488	20
SPE em Regime de O&M												
Furnas	403	1	-	-	-	-	-	-	-	-	403	01
Subtotal	403	01	-	-	-	-	-	-	-	-	403	01
Total Geral	37.757	47	4.150	126	1.990	02	258	14	01	01	44.156	190

A tabela a seguir apresenta o total da capacidade instalada dos empreendimentos que contam com a participação das empresas Eletrobras, considerando a capacidade total dos ativos, independente da proporção de sua participação acionária. Dessa forma, destaca-se a participação da companhia na alavancagem dos empreendimentos de geração de energia no Brasil. Em outras palavras, a Eletrobras contribui para o sistema de geração de energia elétrica do país com 56.131 MW.

Tipo	Hidráulica		Térmica		Nuclear		Eólica		Solar		Total	
	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas
Responsabilidade Integral	13.191	15	4.138	125	1.990	02	90	03	01	01	19.410	146
Responsabilidade Integral Empreendimentos sob Regime de O&M	13.910	19	-	-	-	-	-	-	-	-	13.910	19
Propriedade Compartilhada	15.850	04	-	-	-	-	-	-	-	-	15.850	04
Sociedade de Propósito Específico (SPE)	5.789	08	23	01	-	-	341	11	-	-	6.153	20
SPE em regime de O&M	808	01	-	-	-	-	-	-	-	-	808	01
Total Geral	49.548	47	4.161	126	1.990	02	431	14	01	01	56.131	190

Transmissão

Extensão das Linhas de Transmissão

As empresas Eletrobras possuem uma malha de linhas de transmissão de aproximadamente 67.582km. Desse total, (i) 4.960 km são de Responsabilidade Integral da Companhia; (ii) 57.182 km são de Responsabilidade Integral Sob Regime de O&M; (iii) 5.440 km são correspondentes à proporção de suas participações acionárias em empreendimentos realizados pela empresas Eletrobras em parcerias com terceiros por meio de SPEs. Considerando apenas a rede básica do Sistema Interligado Nacional, ou seja, as tensões de 750, ±600, 525/500, 345 e 230 kV, a Companhia é responsável por 60.502 Km de linhas de transmissão, o que representa cerca de 48,1% do total das linhas de transmissão do Brasil nas referidas tensões.

Empresas Eletrobras	Linhas de Transmissão em 2014 (km)						
	Responsabilidade Integral	Responsabilidade Integral sob Regime de O&M	Total (a)	SPEs – Participação Eletrobras (b)	Total (a+b)	Alavancado pela Eletrobras (c)	Total (a+c)
Eletronorte	680,0	10.022,8	10.702,8	722,1	11.424,9	1.638	12.340,8
Chesf	1.129,1	18.562,5	19.691,6	395,0	20.086,6	1.331	21.022,6
Furnas	1.148	18.758,5	19.906,5	778,9	20.685,4	1.858,4	21.764,9
Eletrosul	1.302	9.838,4	11.140,4	940,0	12.080,4	1.434	12.574,4
Eletronorte/Chesf	-	-	-	276,7	276,7	559	559
Eletronorte/Eletrosul	-	-	-	1.163,8	1.163,8	2.375	2.375
Chesf/Furnas	-	-	-	1.163,8	1.163,8	2.375	2.375
ED Amazonas	700,7	-	700,7	-	700,7	-	700,7
Total	4.959,8	57.182,2	62.142,0	5.440,29	67.582,3	11.570,4	73.712,4

(b) Considera a participação na proporção do capital investido pela Eletrobras nos empreendimentos em SPEs.

(c) Considera a extensão total dos empreendimentos em que a Eletrobras é acionista.

De responsabilidade integral da companhia, em 31 de dezembro de 2014, encontravam-se 49 subestações com capacidade de transformação de 24.966 MVA, além de mais 228 subestações renovadas nos termos da Lei 12.783/2013, totalizando 174.308 MVA de capacidade de transformação.

Empresas Eletrobras	Subestações Existentes em 2014			
	Nº de Subestações		Capacidade de Transformação (MVA)	
	Responsabilidade Integral	Responsabilidade Integral Sob Regime de O&M	Responsabilidade Integral	Responsabilidade Integral Sob Regime de O&M
Eletronorte	07	51	1.675,3	19.141,0
Chesf	20	96	6.027	43.245,0
Furnas	10	45	13.160,6	90.207,6
Eletrosul	12	36	4.103	21.714,8
Total	49	228	24.965,9	174.308,4

A tabela a seguir apresenta o total de capacidade de transformação de subestações que contam com a participação das empresas Eletrobras, considerando a capacidade total de transformação dos ativos de responsabilidade integral e também àquelas exploradas por meio de SPEs, de forma a destacar a contribuição da companhia na alavancagem desses projetos no Brasil.

Empresas Eletrobras	Subestações Existentes em 2014 – Capacidade de Transformação (MVA)					
	Responsabilidade Integral (a)	Responsabilidade Integral Regime de O&M (b)	SPEs – Participação Eletrobras (c)	Total (a+b+c)	Alavancado pela Eletrobras (d)	Total (a+b+d)
Eletronorte	1.675,3	19.141,0	1.151,3	21.967,6	3.100	23.916,3
Chesf	6.027	43.245,0	2.866,5	52.138,5	5.850	55.122,0
Furnas	13.160,6	90.207,6	3.727,7	107.095,9	8.775	112.143,17
Eletrosul	4.103	21.714,8	660,8	26.478,6	1.213	27.030,8
Eletronorte/Chesf	-	-	965,3	965,3	1.950	1.950
Total Eletrobras	24.965,9	174.308,4	9.371,6	208.645,89	20.888	220.162,30

(c) Refere-se à participação proporcional ao capital investido pelas Empresas Eletrobras no empreendimento.

(d) Refere-se aos MVA totais do empreendimento.

Distribuição

As empresas de distribuição de energia elétrica da Eletrobras, incluindo a Celg D, adquirida em 2015, mas consolidada contabilmente desde setembro de 2014, atuam em 02 (dois) estados da região Nordeste, 04 (quatro) estados da região Norte e no Estado de Goiás, beneficiando mais de 6,6 milhões de consumidores, o que equivale a cerca de 8,5% do total de clientes do território brasileiro. Utilizando uma rede de distribuição de energia de baixa, média e alta tensão, com 464.685 km de extensão e um total de 590 subestações, compreendendo 700 municípios.

Descrição	ED Acre	ED Alagoas	ED Amazonas	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima	Celg-D	Total
Linhas e Redes de Distribuição - Km	19.052	41.734	44.519	87.500	57.129	3.508	211.243	464.685
Nº de Clientes assistidos	240.030	1.013.971	860.737	1.144.330	580.859	102.078	2.716.003	6.658.008
Nº de municípios atendidos	22	102	62	224	52	01	237	700
Nº de subestações	15	40	55	83	57	03	337	590

Informações sobre fatores de riscos e sua gestão

O processo de gestão de riscos corporativos na Eletrobras é coordenado pela *holding*, de forma a garantir a visão sistêmica dos resultados e sua padronização entre todas as subsidiárias do grupo. As atividades nas empresas são regidas por uma Política de Gestão de Riscos única, sendo conduzidas pelas gerências de riscos e controles internos e pelos comitês de riscos presentes em cada uma delas. A orientação geral é dada pela Comissão de Riscos da Eletrobras *holding*, cujas principais atribuições são:

1. acompanhar e validar os resultados das análises de riscos;
2. priorizar os riscos de maior impacto e vulnerabilidade em âmbito de grupo, segundo critérios financeiros, operacionais e de imagem; e
3. orientar e integrar a atuação das demais empresas Eletrobras.

Com base nesse modelo, as empresas Eletrobras identificaram e consolidaram, em uma única matriz de riscos corporativa, todas as possíveis ameaças ao atingimento dos seus objetivos estratégicos. Essa matriz abrange riscos estratégicos, operacionais, financeiros e de conformidade. Utilizando-a como base, a Alta Administração priorizou alguns riscos melhor detalhados nos formulários 20-F (SEC) e 480 (CVM).

Em 2014, o trabalho de definição de uma metodologia para análise quantitativa dos riscos inerentes aos processos das empresas Eletrobras teve continuidade, com o desenvolvimento, ainda em curso, de um projeto piloto cujo objeto principal é a avaliação quantitativa dos riscos relativos ao fluxo de caixa da *holding*. Essa iniciativa permite a criação de uma nova abordagem em que sejam considerados regularmente, nas previsões de caixa da empresa, eventuais impactos decorrentes dos diversos riscos financeiros aos quais estas possam vir a estar expostas. Essa nova abordagem garante uma visão mais realista das disponibilidades da empresa.

Neste mesmo ano foi possível atestar a relevância do apoio às atividades de riscos dado pelo Comitê de Auditoria e Riscos, um dos três comitês de assessoramento do Conselho de Administração da Eletrobras, cujas principais atribuições focam a análise e o acompanhamento de questões ligadas ao controle interno, à auditoria e à gestão de riscos. A instalação desse comitê reforça o compromisso da Administração com o monitoramento de seus principais riscos e com a integridade de seu ambiente de controles internos. Além disso, foram realizadas as revisões e aprovações em Diretoria da Política de Gestão de Riscos das empresas Eletrobras e de sua Matriz de Riscos, foram definidos e aprovados os riscos empresariais (aqueles que mesmo não sendo priorizados nas demais empresas, devem ser reportados à *holding* por elas, dada sua relevância e o interesse corporativo que envolvem), foi formalizado o processo de reporte interno da Gestão de Riscos à Alta Administração e aprovado o plano de trabalho 2015 da gestão de riscos.

Os impactos de eventuais mudanças regulatórias para os negócios da Eletrobras estão associados aos principais fatores de risco de natureza regulatória aos quais as empresas Eletrobras estão expostas, quais sejam:

- Mudanças não previstas na legislação e nas normas referentes ao setor elétrico brasileiro (SEB);
- Atos relativos à regulamentação do SEB praticados pelo Poder Concedente e pelo Congresso Nacional;
- Tratamento de Autos de Infração aplicados pela Aneel (esferas administrativa e/ou judicial) sem uma orientação padronizada e unificada no âmbito das empresas Eletrobras;
- Complexidade regulatória relacionada às Sociedades de Propósitos Específicos (SPEs) de que fazem parte as empresas Eletrobras;

- Estrutura empresarial ainda em fase de adaptação aos novos padrões exigidos pela Lei nº 12.783/2013 para as concessões renovadas;
- Complexidade dos processos de Revisão Tarifária de Geração e Transmissão.

Os principais impactos associados aos Fatores de Risco acima relacionados e de eventuais mudanças regulatórias nos negócios das empresas Eletrobras são, portanto:

- Redução do fluxo de caixa com o conseqüente comprometimento da sustentabilidade da Eletrobras;
- Mudanças não previstas nas rotinas e procedimentos das empresas;
- Possibilidade de desequilíbrio econômico financeiro da concessão em virtude de leis, portarias, despachos, resoluções e demais atos normativos que interfiram na rentabilidade dos ativos de G&T;
- Dificuldades associadas ao planejamento empresarial e à conseqüente geração de valor global para a companhia, a partir de ações preventivas e propositivas;
- Eventuais necessidades de desembolsos imprevistos e impactos no fluxo de caixa das empresas;
- Dificuldade na elaboração de defesas e de contraditórios às eventuais penalidades impostas pelo regulador;
- Possibilidade de prejuízos para os acionistas;
- Necessidades ocasionais de aportes extraordinários;
- Penalidades por atrasos;
- Dificuldade de obter sucesso nos pleitos das empresas relativos às revisões tarifárias de G&T, podendo causar desequilíbrios econômico-financeiros das concessões.

Dentre as providências tomadas pela Eletrobras para gerir seus principais riscos de natureza regulatória, destacam-se:

- Criação, por determinação do Conselho de Administração, da Diretoria de Regulação, em junho de 2014, com as seguintes atribuições:
 - Acompanhar as demandas e as questões inerentes à regulação técnica e jurídica do setor de energia elétrica;
 - Acompanhar a tramitação das leis e regulamentos que interferem no setor elétrico, buscando sempre uma atuação proativa no sentido de resguardar os interesses da Eletrobras;
 - Coordenar o relacionamento das empresas Eletrobras com as principais instituições de classe - Abradee, Abrage, Abraget e Abrate, entre outras;
 - Promover ações e fazer acompanhamento para mitigar o risco regulatório e institucional das empresas Eletrobras;
 - Promover ações para minimizar, eliminar e tratar as advertências, notificações, multas, penalidades impostas às empresas Eletrobras pelos órgãos reguladores;
 - Estabelecer e manter canal de comunicação com os agentes reguladores e parlamentares do setor eletro energético brasileiro ou com entidades que influenciam, direta e indiretamente, os negócios da Eletrobras.
- Aprovação da Política de Regulação das Empresas Eletrobras;
- Participação, por meio do envio de contribuições, nas seguintes Audiências Públicas da Aneel:
 - AP-021/2014-ANEEL: “Obter subsídios à proposta de aprimoramento da Resolução Normativa nº 443, de 26 de julho de 2011”. Já encerrada, com a publicação da Resolução

Normativa 643/2014, que aprimora e complementa a definição de reforços e melhorias nos sistemas de transmissão de energia, bem como altera, para menor, os prazos de ressarcimento dos investimentos das empresas, dentre outras providências;

- AP-022/2014-ANEEL: “Obter subsídios à proposta de regulamentação do plano mínimo de manutenção e do monitoramento da manutenção de instalações de transmissão”. Prazo de contribuição já encerrado, ainda sem a publicação de ato normativo. As contribuições das empresas Eletrobras ocorreram no sentido de aumentar os incentivos ao uso de técnicas preditivas de manutenção, ajustar o escopo do próprio plano mínimo à realidade das empresas e evitar a intervenção excessiva da Aneel na gestão das empresas, dentre outros;
 - AP-027/2014-ANEEL: “Obter subsídios à proposta de aprimoramento da Resolução Normativa nº 270, de 26 de junho de 2007, que estabelece as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade das instalações integrantes da Rede Básica, e dá outras providências”. Prazo de contribuição já encerrado, ainda sem a publicação de ato normativo. As contribuições das empresas Eletrobras ocorreram no sentido de ajustar os diversos “k” para as atividades de manutenção, isenção de punição para situações de caráter sistêmico, aumento de isenção de PV para determinados tipos de intervenção, dentre outros;
 - AP-031/2014-ANEEL: “Obter subsídios para o aprimoramento da proposta de Regulamentação do §6º do art. 1º da Lei nº 12.783/2013 que trata da realização de investimentos que serão considerados nas tarifas, com vistas a manter a qualidade e continuidade da prestação do serviço pelas usinas hidrelétricas”. Já encerrada, com a publicação da Resolução Normativa nº 642/2014, que aprovou o Submódulo 12.4 dos Procedimentos de Revisão Tarifária – PRORET: “Autorização de Ampliações e Melhorias em Instalações de Geração”, que proporcionou mais segurança às empresas quanto ao ressarcimento de investimentos feitos em suas instalações de geração;
 - AP-054/2014-ANEEL: “Obter subsídios à definição dos limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.” Já encerrada, com a publicação da Resolução Normativa nº 633, de 25 de novembro de 2014, que altera os parâmetros para a definição dos “Preços de Liquidação das Diferenças” mínimo e máximo (PLD_{\min} e PLD_{\max}), e da Resolução Homologatória nº 1.832, de 25 de novembro de 2014, que homologa os limites mínimo e máximo do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD para o ano de 2015 em R\$ 30,26/MWh e R\$ 388,48/MWh, respectivamente. Ressalta-se que tais valores vêm de encontro aos interesses das empresas Eletrobras, dado o alto grau de exposição ao PLD de suas distribuidoras e geradoras.
- Coordenação dos Grupos de Trabalho relativos às (i) Indenizações de Ativos oriundas da prorrogação das concessões na forma da Lei 12.783/2013 e (ii) Revisão e Reajustes Tarifários da Transmissão.

CEPEL

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.

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, transitórios eletromecânicos, análise de pequenas perturbações, simulação probabilística e confiabilidade, análises de curto circuito e harmônicos, 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 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 e transmissão são pontos importantes para a melhoria do desempenho técnico-econômico dos ativos das empresas Eletrobras. Neste último aspecto, é destacada a contribuição do CEPEL 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 Externo (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 com classes de tensão de até 1.200 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 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.

Ao longo do ano de 2014 foi dada continuidade à fase 2 que envolve a construção dos dois últimos pórticos, bem como o comissionamento de equipamentos que compõem o laboratório, tais como carretas, “yokes”, entre outros. 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.

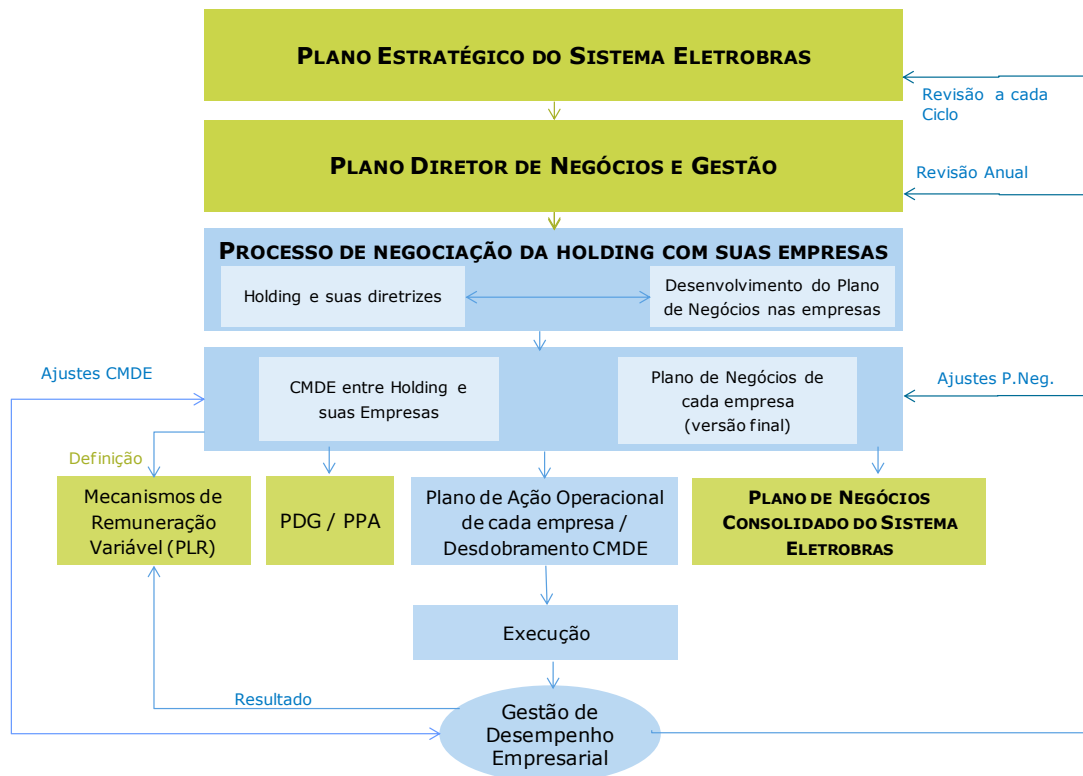
5. PLANEJAMENTO DA UNIDADE E RESULTADOS ALCANÇADOS

5.1. Planejamento da unidade jurisdicionada

ELETOBRAS

O processo de planejamento e gestão das empresas Eletrobras pode ser descrito conforme a figura a seguir:

Processo de Planejamento e Gestão do Sistema Eletrobras



Observa-se o foco no desenvolvimento dos planos de negócios para cada uma das empresas Eletrobras, envolvendo um amplo processo de negociação com a Eletrobras *holding*. Entretanto, novos cenários e desafios foram colocados para a Eletrobras com a aprovação da Medida Provisória nº 579/2012 (convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013). Esses desafios trouxeram consigo novas perspectivas, as quais levaram à revisitação do Plano Estratégico das Empresas Eletrobras 2010-2020, resultando na elaboração do Plano Estratégico das Empresas Eletrobras para o período de 2015 a 2030 (PE 2015-2030), aprovado pelo Conselho de Administração da empresa em 26 de novembro de 2014.

A revisitação do PE iniciou-se por um diagnóstico da situação atual das empresas Eletrobras. A seguir, foram avaliados diversos cenários, as atratividades dos negócios no mercado de energia, as potencialidades existentes nas empresas Eletrobras e as aspirações de nossos acionistas. Foram elaboradas, ainda, projeções para apoiar as decisões quanto ao portfólio de negócios, a revisitação da identidade empresarial e o estabelecimento de diretrizes, objetivos e estratégias para o período 2015-2030.

O desdobramento desse plano dar-se-á com a emissão anual, pela *holding*, do Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG) com horizonte quinquenal, iniciando-se no quinquênio 2015-2019. Esse PDNG fornecerá as diretrizes básicas para a elaboração do Plano de Negócios e Gestão (PNG) de

cada uma das empresas Eletrobras e da própria *holding*, de onde serão obtidos os parâmetros básicos para a celebração do Contrato de Metas e Desempenho Empresarial (CMDE) entre a *holding* e cada uma de suas empresas.

Uma das etapas do processo de revisitação do Plano Estratégico foi a revisitação da identidade empresarial das empresas Eletrobras, contemplando não somente uma análise do seu alinhamento com o contexto atual do setor elétrico, como também um estudo de *benchmark* de Missão, Visão e Valores envolvendo empresas do GSEP (*Global Sustainable Electricity Partnership*) e outras empresas que são referências do setor elétrico.

Missão

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

Concluiu-se que a Missão das Empresas Eletrobras está em linha com o benchmark e alinhada com o atual contexto do setor elétrico e, portanto, foi mantida e reforçada no PE 2015-2030.

Visão

Estar entre as 3 maiores empresas globais de energia limpa e entre as 10 maiores do mundo em energia elétrica, com rentabilidade comparável às melhores do setor e sendo reconhecida por todos os seus públicos de interesse.

Na análise das principais dimensões abordadas nas redações de Visão das empresas de energia elétrica utilizadas com *benchmark*, observou-se que a Visão 2030 das empresas Eletrobras está alinhada com o mercado com sua abordagem específica sobre os aspectos de Mercado, Sustentabilidade e Acionistas.

Entretanto, a redação da Visão foi atualizada de modo a considerar a crescente participação de fontes térmicas de geração na matriz elétrica brasileira, sem perder de vista o maior diferencial da empresa, que é a geração de energia com baixa emissão de carbono (limpa).

Portanto, a nova redação da Visão mantém o compromisso com a rentabilidade e reforça a ambição de ser uma das 3 maiores empresas globais de energia limpa, estar entre as 10 maiores do mundo em energia elétrica, e ser reconhecida por todos os seus públicos de interesse.

Valores

- Foco em resultados
- Ética e transparência
- Empreendedorismo e inovação
- Valorização e comprometimento das pessoas
- Sustentabilidade

A análise dos Valores de diversas empresas de energia elétrica indicou que os Valores das empresas Eletrobras estão em linha com o *benchmark* e com sua filosofia. No entanto, tendo em vista o compromisso com a sustentabilidade declarado na Missão, optou-se pela sua inclusão ao conjunto de Valores já existente.

Públicos de Interesse

- Acionistas
- Empregados
- Clientes
- Governo e sociedade
- Fornecedores

Para cumprir sua Missão e realizar sua Visão de Futuro no período de 2015 a 2030, a Eletrobras deverá orientar a sua atuação por meio de 5 Diretrizes Estratégicas:

DIRETRIZ	DESCRIÇÃO
Desempenho econômico-financeiro superior	Aprimoramento da gestão técnica e econômico-financeira dos empreendimentos e adequação da estrutura financeira ao novo modelo de gestão empresarial das empresas Eletrobras.
Expansão sustentável	Manutenção da liderança das empresas Eletrobras no setor elétrico brasileiro e atuação mais expressiva no exterior, além de desenvolvimento de portfólio de experimentos de modo a sustentar sua competitividade.
Eficiência operacional	Desenvolvimento de planos de revitalização e eficientização de ativos para atendimento aos parâmetros regulatórios e adoção das melhores práticas.
Excelência em pessoas e cultura da excelência	Aperfeiçoamento do modelo de pessoas nas empresas Eletrobras.
Readequação do modelo de negócios, governança e gestão	Mudanças nas empresas Eletrobras face o novo contexto regulatório no setor elétrico brasileiro. Elas englobam temas como a revisão da lógica societária, o fortalecimento de estatutos, a adequação da estrutura organizacional da <i>holding</i> e das empresas Eletrobras, readequação de processos e sistemas e gestão sustentável de recursos financeiros.

Para direcionar esforços e recursos, foram definidos 14 objetivos estratégicos a serem alcançados, cada um associado a uma das cinco diretrizes para atuação, conforme se pode observar a seguir:

Desempenho econômico-financeiro superior	Garantir retorno adequado aos investimentos e atividades			Garantir a sustentabilidade financeira das empresas Eletrobras		
Expansão sustentável	Ampliar negócios de GT de energia elétrica de forma competitiva e rentável	Expandir seletivamente a atuação internacional em GT, alinhada com os negócios da companhia	Intensificar a atuação integrada em PDI e mensurar sua contribuição para os resultados das empresas Eletrobras	Eficiência operacional	Aprimorar os negócios de GTD de energia elétrica de forma competitiva e rentável	Minimizar as amarras institucionais internas e externas para assegurar a atuação em condições competitivas
Excelência em pessoas e cultura da excelência	Atrair, desenvolver e reter talentos para as empresas Eletrobras			Adequar os processos de gestão de pessoas ao novo modelo de gestão empresarial e organizacional das empresas Eletrobras		
Readequação do modelo de negócios, governança e gestão	Implantar um novo modelo de gestão empresarial e organizacional que garanta uma atuação integrada, rentável e competitiva	Aprimorar a governança corporativa, baseada nas melhores práticas do mercado	Aprimorar a gestão de negócios, participações e parcerias	Garantir que os empreendimentos sejam vetores de desenvolvimento sustentável para suas áreas de entorno		Potencializar a reputação, credibilidade e confiança das empresas Eletrobras perante seus empregados, o mercado e a sociedade

Os relacionamentos com esses públicos de interesse são consolidados e normatizados para todas as empresas 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).

Observe-se que o Plano Estratégico do Sistema Eletrobras 2015-2030 apresenta como um dos seus mais importantes referenciais o Plano Decenal de Energia – PDE 2011-2020, emitido pelo Ministério de Minas e Energia – MME, bem como o Plano Plurianual do Governo Federal (PPA).

A tabela a seguir evidencia o estreito relacionamento entre objetivos do Programa 2033 (Energia Elétrica) do PPA e os Objetivos Estratégicos Finalísticos do Plano Estratégico do Sistema Eletrobras:

PPA 2012-2015 Programa: 2033 – Energia Elétrica	Objetivos Estratégicos
Objetivo 0034 – Planejar o atendimento das demandas futuras de energia elétrica para orientar o desenvolvimento do setor	Ampliar os negócios de GT de energia elétrica de forma competitiva e rentável • Aprimorar os negócios de GTD de energia elétrica
Objetivo 0019 – Aproveitar o potencial de geração de energia elétrica a partir de fonte hídrica com modicidade tarifária	Ampliar os negócios de GT de energia elétrica de forma competitiva e rentável
Objetivo 0025 - Aproveitar o potencial de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas e renováveis	Ampliar os negócios de GT de energia elétrica de forma competitiva e rentável
Objetivo 0036 – Expandir o SIN, para pleno atendimento ao mercado, para a integração de novos empreendimentos de energia elétrica e para a extensão a todas as capitais brasileiras	Ampliar os negócios de GT de energia elétrica de forma competitiva e rentável
Objetivo 0037 – Implementar os reforços e as melhorias necessárias às instalações de geração e transmissão, adequando-as às necessidades de atendimento do mercado, conforme planejamento da expansão e da operação do sistema.	• Aprimorar os negócios de GTD de energia elétrica
Objetivo 0437 – Promover a manutenção das instalações de geração e de transmissão de energia elétrica, visando a confiabilidade e a segurança do sistema.	• Aprimorar os negócios de GTD de energia elétrica de forma competitiva e rentável
Objetivo 0436 – Ampliar, reforçar e manter os sistemas de distribuição de energia elétrica, incluindo a geração nos sistemas isolados.	• Aprimorar os negócios de GTD de energia elétrica de forma competitiva e rentável
Objetivo 0045 – Universalizar o acesso à energia elétrica	• Garantir que os empreendimentos sejam vetores de desenvolvimento sustentável para suas áreas de entorno
Objetivo 0047 – Aprimorar a qualidade do fornecimento e zelar pela modicidade dos preços dos serviços de energia elétrica para a sociedade	• Aprimorar os negócios de GTD de energia elétrica de forma competitiva e rentável
Objetivo 0029 – Monitorar, acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético, os processos de comercialização e a implementação da política tarifária em todo o território nacional.	• Aprimorar os negócios de GTD de energia elétrica de forma competitiva e rentável
Objetivo 0048 – Estimular medidas de eficiência energética, que contribuam para a otimização da transmissão, da distribuição e do consumo de energia elétrica.	Ampliar os negócios de GT de energia elétrica de forma competitiva e rentável • Intensificar a atuação integrada em PDI e mensurar sua contribuição
Objetivo 0439 - Pesquisar fontes e tecnologias para o desenvolvimento e inovação no setor de energia elétrica.	• Intensificar a atuação integrada em PDI e mensurar sua contribuição

CEPEL

a) Estratégia de atuação

O CEPEL conduz o seu planejamento segundo sua estratégia de atuação básica, que é fundamentada no desenvolvimento de soluções tecnológicas para o Sistema Eletrobras, entidades setoriais e setor elétrico em geral, nos segmentos de geração, transmissão, distribuição, comercialização e uso final de energia elétrica, mediante a realização de atividades de P&I e aplicação de conhecimentos técnicos avançados; e na utilização de sua abrangente infraestrutura laboratorial, de referência, para pesquisa experimental e ensaios. Com esse propósito, complementa sua capacitação mediante parcerias com instituições congêneres e acadêmicas no país e no exterior.

b) Ações alinhadas à estratégia de atuação e descrição sintética de resultados de destaque em 2014

As ações do CEPEL, em concordância com sua estratégia de atuação, estão estruturadas segundo sete grandes conjuntos de linhas de pesquisa de longo prazo e projetos de P&D+I de alto impacto. Os resultados de destaque em 2014 e área responsável estão descritos para cada ação estratégica do Centro.

Ações em P&D+I referentes a Otimização Energética e Meio Ambiente:

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

Descrição sintética de alguns dos resultados de destaque em 2014:

- Representação, no programa computacional Newave, a diferenciação entre reservatórios equivalente de energia e subsistemas /submercados; permitindo representar mais de um reservatório equivalente de energia em mesmo subsistema /submercado.
- A função de produção no programa Decomp passou a ser considerada segundo a modelagem Função de Produção Hidráulica Aproximada - FPHA, onde o vertimento é tratado de forma independente do turbinamento.
- Implementação das restrições de metas semanais de geração termoelétrica/ intercâmbio para os subsistemas, no programa Dessem, fornecidas pelo Decomp. Essa funcionalidade permite uma melhor compatibilização na representação de Itaipu e Ivaiporã no sistema Sudeste, para os dois modelos.
- Projeto Balcar – Monitoramento das Emissões de GEE em Reservatórios de Usinas Hidrelétricas: conclusão e publicação do Relatório Tratamento e Análise de Dados Coletados nas Campanhas e Modelagem e Relatório Integrado.
- Projeto IGS – Indicadores para Gestão da Sustentabilidade Empresarial das Empresas Eletrobras: conclusão do Relatório Mapeamento da situação da Gestão da Sustentabilidade Empresarial - área de governança e Relatório Proposta de Indicadores para a Dimensão Econômico-Financeira.
- Inclusão do módulo de análise de risco para avaliação de empreendimentos de geração de energia eólica contratados por disponibilidade de energia elétrica no programa ANAFIN – Análise financeira de projetos de geração e transmissão e Gestão de Riscos.

Departamento responsável: Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente (DEA)

Ações em P&D+I referentes a Redes Elétricas

Desenvolvimento de metodologias e programas computacionais para apoio à expansão, supervisão, controle e operação do sistema elétrico-energético, voltados à área da transmissão, e que fazem do Brasil o único país em desenvolvimento a possuir uma cadeia de programas própria e em constante evolução. O CEPEL conta ainda com uma experiente equipe de estudos de desempenho elétrico de grandes sistemas. As metodologias e programas computacionais desenvolvidos dão apoio às atividades setoriais de planejamento e operação do sistema interligado brasileiro, contemplando desde o estudo convencional de fluxo de potência à avaliação de segurança dinâmica do sistema.

Resultados de destaque em 2014:

Descrição sintética de um dos resultados de destaque em 2014:

- Aperfeiçoamento do módulo para avaliação de segurança estática do programa Anarede e desenvolvimento de uma DLL do programa Anatem para compor o módulo de avaliação de segurança dinâmica.
- Apoio metodológico às empresas de distribuição da Eletrobras, com o objetivo de melhorar o processo de planejamento da expansão da rede de distribuição e a qualidade e a confiabilidade do suprimento de energia elétrica.
- Apoio metodológico à EPE nos estudos de harmônicos, transitórios eletromagnéticos e transitórios eletromecânicos do segundo bipolo do AHE de Belo Monte.

Departamento responsável: Departamento de Redes Elétricas (DRE)

Ações em P&D+I referentes a Automação de Sistemas

Pesquisa, desenvolvimento e implementação de recursos e tecnologias para processamento e gestão de informações para a operação de sistemas elétricos em tempo real. Tem por objetivo prover o setor elétrico de sistemas e recursos mais eficazes e inteligentes, capazes de proporcionar ganhos de segurança sistêmica e de eficiência técnica e econômica associados aos processos de operação em subestações, centros de controle e redes de distribuição de sistemas elétricos, em particular, das empresas Eletrobras. Esses objetivos são suportados por ações tecnológicas nas áreas de supervisão e controle de sistemas elétricos (SCADA/EMS), aplicações para análise de perturbações em sistemas elétricos, tratamento da informação e inteligência computacional aplicada à operação de sistemas elétricos.

Descrição sintética de alguns dos resultados de destaque em 2014:

- Aperfeiçoamento do sistema Sage, do CEPEL, para gerenciamento em tempo real de sistemas elétricos, incorporando nova função de Concentrador de Dados Fasoriais, aplicativos para exploração destes dados e uma infraestrutura para permitir seu acesso por sistemas externos.
- Aperfeiçoamento do sistema SINAPE, do CEPEL, para análise de perturbações em sistemas elétricos, de novos recursos para visualização geográfica de conjuntos de eventos no ambiente Google Maps, relacionados ao desempenho e à solicitações dos usuários.

Departamento responsável: Departamento de Automação de Sistemas (DAS)

Ações em P&D+I referentes a Linhas e Estações

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.

Descrição sintética de alguns dos resultados de destaque em 2014:

- Atualização tecnológica do sistema do CEPEL, para Diagnóstico e Análise de Equipamentos de Alta Tensão (DianE).
- Desenvolvimento de metodologia computacional para avaliação da integridade estrutural e da vida remanescente de equipamentos de plantas termelétricas
- Realização dos primeiros ensaios em Ultra Alta Tensão (UAT), no país, a partir de fontes de tensão alternada e retificador da infraestrutura laboratorial de UAT externa do CEPEL.
- Realização de pesquisa experimental sobre comportamento térmico de cabos condutores, visando o desenvolvimento de cabos com elevada eficiência térmica.

- Pesquisa experimental para aumento condicional da capacidade de linhas de transmissão, a partir do monitoramento de grandezas elétricas e ambientais via uso de “*power donuts*”.

Departamento responsável: Departamento de Linhas e Estações (DLE)

Ações em P&D+I referentes a Tecnologia de Distribuição

Desenvolvimento P&D+I voltados a soluções tecnológicas para distribuição de energia elétrica. 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, implantação de ferramentas computacionais para a análise do planejamento elétrico na AT e MT considerando aspectos regulatórios.

Descrição sintética de alguns dos resultados de destaque em 2014:

- Demonstração de redes elétricas inteligentes (Projeto Parintins): investigação de soluções tecnológicas para equacionamento de dificuldades de comunicação dos medidores inteligentes de energia elétrica (AMI).
- Aperfeiçoamento tecnológico no protótipo do Fiscalizador de Corrente (FCAM), transformador de corrente automonitorado, para combate a perdas não técnicas de energia elétrica; e desenvolvimento de nova versão do protótipo de analisador de qualidade de energia com processamento de sinais em tempo real, usando-se programação customizada de circuitos integrados (FPGA).
- Desenvolvimento, em parceria com a USP, de ambiente computacional integrado para a análise do planejamento elétrico em Alta e Média Tensão, incluindo o processamento de fluxo de potência na Média Tensão a partir de dados georreferenciados.

Departamento responsável: Departamento de Tecnologia de Distribuição (DTD)

Ações em P&D+I referentes a Tecnologias Especiais

Desenvolvimento de projetos de pesquisa, aplicação de tecnologias e conhecimento técnico especializado, 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.

Descrição sintética de alguns dos resultados de destaque em 2014:

- Conclusão da elaboração, a pedido do Ministério de Minas e Energia, do “Guia para Eficientização Energética nas Edificações Públicas”, destinado a orientar gestores públicos a contratar serviços para diagnosticar oportunidades de economia de energia elétrica e implementar as medidas economicamente viáveis nos prédios da Esplanada dos Ministérios.
- Elaboração da nova edição do Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, disponível para download no site do www.cresesb.cepel.br.

Departamento responsável: Departamento de Tecnologias Especiais (DTE)

Ações em P&D+I referentes a Pesquisa Experimental e Ensaio em Laboratórios

O CEPEL, a partir de sua infraestrutura laboratorial avançada, desenvolve atividades de pesquisa experimental, e ensaios normatizados e especiais em equipamentos e materiais. Desenvolve ainda novas técnicas e metodologias para ensaios, prioritariamente utilizados 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.

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 - DL, criada em 2012, e 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, podendo-se citar: Alta Tensão, de Referência em Medição de Alta Tensão, Alta Corrente, Alta Potência, Medição e Calibração, Impulso de Corrente, Ensaios Corona, Corona, Análises Químicas, Corrosão, Metalografia, Propriedades Mecânicas, Propriedades Elétricas e Magnéticas, Eficiência Energética (Refrigeração e Iluminação), Supercondutividade, Células a Combustível, Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletroeletrônicos, Diagnóstico de Equipamentos e Instalações Elétricas, Computação Intensiva e Supervisão e Controle.

Departamentos responsáveis: Departamento de Laboratórios do Fundão (DLF) e Departamento de laboratórios de Adrianópolis (DLA).

Desafios e perspectivas para os próximos exercícios

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.

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

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. 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.

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.

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.

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, de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME), com o auxílio de estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), resultando no Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico dentro do Plano Nacional de Energia; e o planejamento de curto prazo, que 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). 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.

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.

Metodologias e Programas Computacionais na área de Planejamento e Operação Elétrica

O CEPEL vem desenvolvendo, ao longo de 40 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, Anatem, 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.

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 sistema habilita a aquisição, o armazenamento e a análise, em tempo real, de todas as informações

necessárias para operação de um sistema elétrico, seja a partir de um centro local, regional ou nacional. Além disso, simula sua operação, antecipa problemas e aconselha o operador para uma situação ótima.

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.

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 mais 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 mais significativo neste sentido, foi concluída em 22/12/2013 e já está em operação, a primeira fase do projeto REGER (Rede de Gerenciamento do ONS), projeto desenvolvido em consórcio com a Siemens, que visa à substituição de toda a infraestrutura de supervisão e controle do Operador Nacional do Sistema Elétrico por um novo SCADA/EMS virtual. Esse sistema inovador, baseado no Sage, é composto por um conjunto de Sistemas de Supervisão e Controle instalados em 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.

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

Ao longo dos últimos 20 anos, o CEPREL, 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). Atualmente, o sistema elétrico brasileiro dispõe de mais de 4000 km de LPNE, em níveis de tensão de 230 kV e 500 kV, funcionando adequadamente e com alto grau de confiabilidade.

O grande desafio do sistema elétrico brasileiro, no século 21, é transmitir grandes blocos de energia elétrica entre a região amazônica e 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).

A P&D de tecnologias para LT em UAT requer atividades teóricas e experimentais, em laboratório, por meio de ensaios que representem condições similares àquelas de seu uso real. 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 de construção no CEPEL, tendo já sido realizado o comissionamento parcial das diversas fontes de alta tensão e alguns ensaios realizados desde de 2013, 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 a classe de tensão de 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.

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.

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. Em 2013, o CEPEL elaborou os textos das contribuições da Eletrobras e do MME para a Audiência Pública aberta pela Aneel visando a revisão das Resoluções Normativas 398 e 413.

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 Eletrobras. 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..

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.

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 fazem parte do Relatório R2, emitido pela ANEEL, quando da realização da licitação para construção e implantação do Sistema de Transmissão de Corrente Contínua ± 800 kV, que transmitirá para a região sudeste do Brasil grande parte da energia gerada pela Usina de Belo Monte.

Foram 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 são utilizados por Furnas em negociações com órgãos como Aneel, ONS e MME e para aplicação direta em seu sistema de transmissão.

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, nesta linha de pesquisa, 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.

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.

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. 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.

Estudos prévios, considerando todos os fatores relevantes, 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.

A planta piloto terá potência elétrica líquida de 1 MW, com prazo estimado para a construção de 36 meses. Numa segunda fase, pretende-se instalar um sistema de armazenamento de energia.

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, – 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.

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.

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.

O projeto Monitermo, 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.

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, uma vez que a manutenção corretiva se torna muito menos frequente pela monitoração e pela previsão acurada da degradação de cada componente.

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. 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 – RELASE; 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. 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, visando a competitividade e crescimento econômico sustentável do País, assim como a modernização institucional dos setores afetos ao MME.

Os recursos destinados ao CEPEL visam expandir a infraestrutura para desenvolvimento de pesquisas e tecnologia do setor de energia elétrica 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, visando: uma infraestrutura laboratorial para pesquisa experimental e desenvolvimento de novas concepções de linhas de transmissão de alta capacidade, para a transmissão de grandes blocos de energia da região Norte; o desenvolvimento e avaliação de tecnologias em Smart Grid; e à investigação do comportamento de PMUs para aplicações no Sistema Interligado Nacional.

- 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, visando à manutenção da elevada participação das fontes renováveis na matriz energética brasileira.

c) Plano Plurianual – PPA e LOA

Com relação ao PPA e LOA, o CEPEL é referenciado exclusivamente sob o Código de Programa 2033, sob o Título ‘Energia Elétrica’, na Esfera de ‘Orçamento de Investimentos – OI’. Em 2014, como consta dos Quadros A.5.2.1 e A.5.2.3.4, adiante, foram realizados R\$ 9.165.461 (nove milhões, cento e sessenta e cinco mil e quatrocentos e sessenta e um reais). Os recursos em questão são próprios do Centro, não correspondendo a dotações orçamentárias. Foram utilizados para algumas complementações da recapacitação de infraestrutura laboratorial (instrumentos e equipamentos) e de pesquisa (p.ex., licenças de *software*), como também em itens gerais para aperfeiçoamento e manutenção da infraestrutura do Centro (mobiliário, infraestrutura de informática etc.).

5. PLANEJAMENTO DA UNIDADE E RESULTADOS ALCANÇADOS

5.2. Programação orçamentária e financeira e resultados alcançados

ELETOBRAS

Quadro A.5.2.1 – Programa Temático

Identificação do Programa de Governo					
Código Programa	2033				
Título	Energia Elétrica				
Esfera de Recursos - PPA e LOA (em R\$ 1,00)					
Esfera	a) Global PPA 2012-2015	b)Acumulado Dotações/ Posições 2012 e 2013	c)Dotação/ Posição - 2014	d) Remanescente (a-b-c)	
Orçamentos Fiscal e da Seguridade Social - OFSS					
Orçamento de Investimentos - OI	77.331.217,00	29.425.020,00	28.849.881,00	19.056.316,00	
Outras Fontes					
Total	77.331.217,00	29.425.020,00	28.849.881,00	19.056.316,00	
Execução Orçamentária e/ou Financeira do Programa - OFSS e OI em 2014					(em R\$ 1,00)
Lei Orçamentária 2014					
Orçamento Fiscal e da Seguridade Social					Orçamento de Investimento
e)Despesa Empenhada	f)Despesa Liquidada	g)Despesa Paga	h)Restos a Pagar (inscrição 2014)		i)Despesa Realizada
			h.1)Processados	h.2) Não Processados	
Restos a Pagar - OFSS - Exercícios Anteriores					
Tipo	j)Posição em 1/01/2014	k)Valor Liquidado	l)Valor Pago	m)Valor Cancelado	n)Valor a Pagar
Não processados					
Processados		-			
Valores do programa alocados ao órgão representado pela UJ em 2014					
Dotação OFSS		Dotação OI		Outras Fontes	

Quadro A.5.2.3.4 – Ações do Orçamento de Investimento

Identificação da Ação							
Código	126T						Tipo: Projeto
Título	Interligação Elétrica Brasil-Uruguaí						
Iniciativa	Implantação de linhas de transmissão e subestações						
Objetivo	Expandir o Sistema Interligado Nacional (SIN), para pleno atendimento ao mercado, visando à integração dos novos empreendimentos de geração de energia elétrica e à extensão a todas as capitais brasileiras. Código: 36						
Programa	Energia Elétrica						Código: 2033 Tipo: Temático
Unidade Orçamentária	3223 – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras						
Ação Prioritária	(X) Sim () Não Caso positivo: (X) PAC () Brasil sem Miséria () Outras						
Execução Financeira e Física							
Execução Orçamentária e Financeira			Execução Física – Meta				
Dotação Inicial	Dotação Final	Valor Realizado	Descrição da Meta	Unidade de medida	Previsto	Reprogramado	Realizado
R\$ 42.330.330	R\$ 57.000.000	R\$ 33.432.140,	Implantação da SE Candiota 525/230 kV com um banco de autotransformadores de 672 MVA e ampliação da SE Presidente Médici com a construção de uma entrada de linha de 230kV para a SE Candiota	MVA	672	0 (Energização adiada para 2015)	0 (Energização adiada para 2015)

CEPEL

Quadro A.5.2.1 – Programa Temático

Identificação do Programa de Governo					
Código Programa	2033				
Título	Energia Elétrica				
Esfera de Recursos - PPA e LOA (em R\$ 1,00)					
Esfera	a) Global PPA 2012-2015	b)Acumulado Dotações/ Posições 2012 e 2013	c)Dotação/ Posição - 2014	d) Remanescente (a-b-c)	
Orçamentos Fiscal e da Seguridade Social - OFSS					
Orçamento de Investimentos - OI	82.075.000,	35.209.736,	9.165.461,	37.699.803,	
Outras Fontes					
Total	82.075.000,	35.209.736,	9.165.461,	37.699.803,	
Execução Orçamentária e/ou Financeira do Programa - OFSS e OI em 2014				(em R\$ 1,00)	
Lei Orçamentária 2014					
Orçamento Fiscal e da Seguridade Social				Orçamento de Investimento	
e)Despesa Empenhada	f)Despesa Liquidada	g)Despesa Paga	h)Restos a Pagar (inscrição 2014)		i)Despesa Realizada
			h.1)Processados	h.2) Não Processados	
					9.165.461,

Restos a Pagar - OFSS - Exercícios Anteriores					
Tipo	j) Posição em 1/01/2014	k) Valor Liquidado	l) Valor Pago	m) Valor Cancelado	n) Valor a Pagar
Não processados					
Processados		-			
Valores do programa alocados ao órgão representado pela UJ em 2014					
Dotação OFSS		Dotação OI		Outras Fontes	

Quadro A.5.2.2 – Objetivo

Não se aplica

Quadro A.5.2.3.1 – Ações - OFSS

Não se aplica

Quadro A.5.2.3.2 – Ação/Subtítulos - OFSS

Não se aplica

Quadro A.5.2.3.3 – Ações Não Previstas LOA 2013- Restos a Pagar - OFSS

Não se aplica

Quadro A.5.2.3.4 – Ações do Orçamento de Investimento

Identificação da Ação							
Código	2745		Tipo: Finalístico				
Título	Pesquisa de Tecnologia Avançada no Campo dos Equipamentos e Sistemas Elétricos.						
Iniciativa	01GD – Realização de Pesquisas no Setor Elétrico.						
Objetivo	Pesquisar fontes e tecnologias para o desenvolvimento e inovação no setor de energia elétrica. Código: 0439						
Programa	Energia Elétrica		Código: 2033		Tipo: Temático		
Unidade Orçamentária	32201 – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL						
Ação Prioritária	() Sim (X) Não Caso positivo: () PAC () Brasil sem Miséria () Outras						
Execução Financeira e Física							
Execução Orçamentária e Financeira			Execução Física – Meta				
Dotação Inicial	Dotação Final	Valor Realizado	Descrição da Meta	Unidade de medida	Previsto	Reprogramado	Realizado
26.125.000,	19.250.000,	9.165.461,	Realizar pesquisas nas áreas de geração, transmissão, distribuição e utilização de energia elétrica.	1	26	19	9

ORÇAMENTO DE INVESTIMENTO – 2014

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, dando continuidade aos seus projetos, teve aprovado o orçamento de investimento para o exercício de 2014 no valor global de R\$ 19.250.000,00. Os recursos em questão são próprios do Centro, não correspondendo a dotações orçamentárias.

A realização do orçamento de investimentos para os exercícios de 2010, 2011, 2012, 2013 e 2014 apresentou variações, totalizando 49%, 59%, 80,5%, 71% e 47,6%, respectivamente, dos recursos previstos.

Em **2014**, atingimos uma realização de **R\$ 9.165.461,05** que representa **47,61%** do orçamento aprovado para o exercício. Assim, uma pequena parte do Orçamento de Investimento, previsto para 2014, será deslocada para o exercício de 2015.

Item .5.2.3.5 – Análise Situacional

Não se aplica.

5. PLANEJAMENTO DA UNIDADE E RESULTADOS ALCANÇADOS

5.3. Informações sobre outros resultados da gestão

ELETOBRAS

Sobre os investimentos, a Eletrobras, durante o ano de 2014, investiu R\$ 11,4 bilhões, superando a marca de R\$ 11,2 bilhões de 2013, o que corresponde à realização de 78% do orçamento de investimento aprovado para o ano. Merece destaque o segmento de geração com investimento total de R\$ 6,3 bilhões, representando cerca de 55% do total investido em 2014.

Com relação aos investimentos corporativos, destacam-se aqueles destinados à implantação da usina termonuclear Angra III – R\$ 1,8 bilhão. Quanto aos investimentos em parcerias, por meio de SPEs, destacam-se os investimentos com a implantação da UHE Jirau - R\$ 0,6 bilhão, da UHE Belo Monte - R\$ 0,7 bilhão, da UHE Santo Antônio - R\$ 1,1 bilhão e da UHE Teles Pires - R\$ 0,4 bilhão.

A tabela a seguir apresenta os investimentos, por segmento de negócio, realizados pela companhia nos últimos anos, assim como o percentual de realização sobre o orçamento de investimento de 2014.

Natureza dos Investimentos	Realizado (R\$ milhões)					
	Orçado 2014	Realização em 2014	2014	2013	2012	2011
Geração	7.896	80%	6.278	6.435	5.263	5.128
Expansão Corporativa	3.078	71%	2.183	2.767	1.771	2.588
Expansão SPEs	4.154	89%	3.701	3.241	2.980	2.109
Manutenção	664	59%	394	427	512	431
Transmissão	5.096	79%	4.026	3.446	2.985	3.432
Expansão Corporativa	2.771	76%	2.111	2.229	1.639	2.320
Expansão SPEs	1.642	88%	1.437	745	945	918
Manutenção	683	70%	478	472	401	194
Distribuição	974	75%	728	928	1056	781
Expansão Corporativa	749	77%	577	723	837	597
Manutenção	225	67%	151	205	219	184
Outros (Pesquisa, Infraestrutura e Qualidade Ambiental)	722	51%	370	402	546	462
Total	14.688	78%	11.402	11.211	9.850	9.803

Os investimentos realizados pela Celg D, em 2014, de cerca de R\$ 257 milhões, não foram considerados na tabela supracitada.

Para o ano de 2015, o orçamento de investimento aprovado é de R\$ 14,2 bilhões, conforme aprovado pelo Decreto nº 8.383, de 29 de dezembro de 2014. A destinação dos recursos, por segmento de negócio, ainda depende de sanção presidencial.

Quanto aos investimentos em geração, as empresas Eletrobras destinaram cerca de R\$ 6,3 bilhões na expansão do segmento de geração, agregando à capacidade instalada nacional, no ano de 2014, um total de 1.600 MW, considerando os investimentos corporativos e aqueles realizados por meio de SPEs, na proporção do capital investido pelas empresas Eletrobras. Quando se considera a capacidade instalada total das SPEs, o montante agregado à capacidade nacional, com a participação da Eletrobras, é de 2.884 MW, considerando a agregação líquida, isto é, excluindo-se a redução de capacidade da UTE Santa Cruz, esse montante seria de 2.452, conforme pode ser observado na tabela a seguir.

Fontes	Capacidade Instalada Eletrobras (MW)			
	2014	2013	Acréscimo - participação Eletrobras (MW) ⁽¹⁾	Acréscimo Alavancado pela Eletrobras (MW)
Fontes Limpas	40.006	38.420	1.586	2.869
Eólica + Solar	259	150	109	233
Hidráulica	37.757	36.280	1.477	2.636
UHE Batalha	53	-	53	53
UHE Três Irmãos	403	-	403	808
UHE Jirau	600	30	570	1.425
UHE Santo Antônio	892	440	452	1.158
Nuclear	1.990	1.990	-	-
Térmica	4.150 ⁽³⁾	4.567	-417	-417
UTE Santarém	15	-	15	15
UTE Santa Cruz	500	932	-432	-432
Total	44.156	42.987	1.169	2.452⁽²⁾

(1) Considera-se a participação proporcional ao capital investido pelas empresas Eletrobras.

(2) A concessão de operação e manutenção da UHE Três Irmãos, de acordo com a Lei nº 12.783/2013, outorgada, por meio do Leilão nº 002/2014 – ANEEL, ocorrido em 28 de março de 2014, à SPE Tijoá Participações e Investimentos S.A, da qual Furnas detêm 49,9% de participação não foi considerada como incremento de capacidade instalada ao Sistema.

(3) O decréscimo de 417 MW na fonte térmica é devido a suspensão da operação comercial das unidades geradoras a óleo (UGs 3 e 4) da Eletrobras Furnas, conforme Despacho ANEEL No 3.263, de 19 de outubro de 2012 e inclusão das unidades geradoras a vapor para fechamento do ciclo combinado da UTE Santa Cruz.

Destaca-se a entrada em operação da usina hidrelétrica de Batalha (52,5 MW), da controlada Furnas. Quanto às SPEs, destacam-se: a entrada em operação de mais 1.158 MW da UHE Santo Antônio, que conta com a participação de 39% da controlada Furnas; mais 1.425 MW da UHE Jirau, com participação de 20% de cada uma das controladas Chesf e Eletrosul; e a entrada em operação das eólicas Rei dos Ventos 1, Rei dos Ventos 3 e Miassaba 3, totalizando 187 MW, onde temos Furnas e Eletronorte com participação de 24,5% cada.

As empresas Eletrobras investiram, adicionalmente, R\$ 394 milhões em reformas e ampliação do parque gerador existente, permitindo a melhora de seu desempenho.

No ano de 2014, foram realizados 5 leilões de energia, sendo dois Leilões de Energia Nova (LEN), um Leilão de Energia de Reserva (LER) e dois de Energia Existente (LEE). A controlada Furnas sagrou-se vencedora nos leilões de energia ANEEL 002/2014 (“Leilão da UHE Três Irmãos”) e 003/2014 (“19º Leilão de Energia Nova”). No primeiro, realizado em 28 de março de 2014, por meio da SPE Tijoá Participações e Investimentos S.A, com participação de 49,9%, para outorga de concessão de operação e manutenção da UHE Três Irmãos, concessão anteriormente pertencente à Companhia Energética de São Paulo – Cesp. Já no segundo, realizado em 6 de junho de 2014, por meio da SPE Madeira Energia SA, em que a companhia possui 39,0% de participação, negociou a venda da energia que será produzida pela expansão da UHE Santo Antônio.

A Eletrosul promoveu, em 30 de outubro de 2014, leilão de venda de energia solar fotovoltaica, proveniente do empreendimento MEGAWATT SOLAR, com início de suprimento a partir de 1º de janeiro de 2015. O início da operação comercial desta usina foi autorizado pela Aneel, mediante o Despacho número 3892/2014, a partir de 25 de setembro de 2014, permitindo à Eletrosul comercializar a energia no ambiente de contratação livre.

Em busca de novas oportunidades de negócios, as empresas Eletrobras participam de estudos e projetos de usinas hidrelétricas, diretamente ou em parceria, que somam 22.872 MW de capacidade instalada de geração. Dentre os principais estudos e projetos, destacam-se:

Empreendedor	Tipo	Etapa	Empreendimento	UF	MW
Eletrobras e Ebisa (Argentina)	AHE	Estudo de Viabilidade	Garabi	Brasil/Argentina	1.152
Eletrobras e Ebisa (Argentina)	AHE	Estudo de Viabilidade	Panambi	Brasil/Argentina	1.048
Eletronorte, Eletrobras e outros	AHE	Estudo de Viabilidade	Jamanxim	PA	881
Eletronorte, Eletrobras e outros	AHE	Estudo de Viabilidade	São Luiz do Tapajós	PA	8.040
Eletronorte, Eletrobras e outros	AHE	Estudo de Viabilidade	Jatobá	PA	2.338
Eletronorte e outros	AHE	Estudo de Viabilidade	Marabá	PA	1.850
Eletronorte e outros	AHE	Estudo de Viabilidade	Serra Quebrada	MA/TO	1.328
Outros	AHE	Estudo de Viabilidade	diversos	diversos	6.235
Total					22.872

Sobre transmissão, as empresas Eletrobras investiram, no ano de 2014, um total de R\$ 3,5 bilhões na expansão do segmento de transmissão.

Destacam-se os projetos de ampliação do sistema de transmissão na região nordeste, de R\$ 419 milhões, e do sistema de transmissão de energia e implantação de subestações na região sul, de R\$ 421 milhões.

Foram adicionados 3.186 km de linhas de transmissão ao Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo 1.053 km de responsabilidade integral das empresas Eletrobras e 2.133 km decorrentes de sua participação proporcional em SPEs. Quando se considera a extensão total das linhas de transmissão das SPEs, o montante total adicionado às linhas de transmissão nacional, com a participação da Eletrobras em SPEs, foi de 4.902,48 km.

Cumprir enfatizar a entrada em operação da SPEs Norte Brasil Transmissora de Energia, com 2.375 km de extensão, responsável por escoar a energia produzida nas usinas do Rio Madeira. A referida SPE conta com a participação acionária de 24,5% de cada uma das controladas Eletrosul e Eletronorte.

Na região Norte, foram energizados os circuitos 1 e 2 da LT 230 kV Jorge Teixeira/ Lechuga, com 30 km cada um, consolidando a conexão de Manaus ao SIN, sob responsabilidade da controlada Eletronorte.

Já na região Nordeste, energizadas as LTs 230 kV João Câmara II / Extremoz II, com 82 km, e Igarorã – Bom Jesus da Lapa com 115 km, respectivamente, sob responsabilidade da controlada Chesf.

Na região sudeste, foi concluída, em agosto de 2014, a LT 500 kV Mesquita – Viana 2, com 252 km, sob responsabilidade da SPE MGE Transmissora, que conta com a participação acionária de 49% pela controlada Furnas.

Ademais, durante o ano de 2014, na região sul, ocorreu a energização de um grande tronco de escoamento de energia, sob responsabilidade da SPE Transmissora Sul Brasileira de Energia, que conta com a participação acionária de 80% da Eletrosul. O referido projeto servirá para atendimento à crescente demanda da região, formado pelas LTs 525 kV Salto Santiago – Itá (190 km), energizada em fevereiro; Itá – Nova Santa Rita (307 km), energizada em julho; e LT 230 kV Nova Santa Rita / Camaquã 3 / Quinta (291 km), energizada em dezembro. Ainda na região sul, foi energizada, em agosto, a LT 230 kV Cascavel Oeste – Umuarama, sob responsabilidade da SPE Costa Oeste Transmissora, com 49% de participação da Eletrosul.

Empresas Eletrobras	Extensão das linhas de Transmissão em 2014 (km)	Acréscimo - Linhas de Transmissão em 2014 (km) >=230kV				
		Responsabilidade Integral (a)	SPEs – Participação Eletrobras	Total (a+b)	SPEs – Extensão Total (c)	Alavancado pela Eletrobras

	>=230kV (d)		(b)			(a+c)
Eletronorte	11.012,6	549,1	-	549,1	-	549,1
Chesf	20.003,9	330,9	44,1	375,0	90	420,9
Furnas	18.364,2	161,0	126,4	287,4	258	419,0
Eletrosul	10.743,1	-	798,5	798,5	1.126	1.126,0
Eletronorte/Eletrosul	-	-	1.163,8	1.163,8	2.375	2.375,0
ED Amazonas	378,3	13,4	-	13,4	-	13,4
Total Eletrobras	60.502,1	1054,4	2.132,8	3.187,2	3.849	4.903,5

(b) Refere-se à participação proporcional ao capital investido pelas Empresas Eletrobras no empreendimento.

(c) Refere-se à extensão total das linhas de transmissão do empreendimento.

Em relação às subestações das empresas Eletrobras, houve um acréscimo de capacidade de transformação de 4.241 MVA, sendo 2.110 MVA de propriedade integral da companhia ou renovadas nos termos da Lei nº 12.783/2013 e 2.130 MVA proporcionais ao capital investido em SPEs.

Empresas Eletrobras	Nº SE	Acréscimo - Subestações em 2014 (MVA) >=230kV				
		Capacidade de Transformação Própria (MVA) (a)	SPEs – Participação Eletrobras (MVA) (b)	Total (MVA) (a+b)	SPEs – Total (MVA) (c)	Alavancado pela Eletrobras (a+c)
Eletronorte	01	200	-	200	-	200
Chesf	06	1.010	882	1.892	1.800	2.810
Furnas	03	900	588	1.488	1.200	2.100
Eletrosul	04	-	661	661	1.213	1.213
Total	14	2.110	2.131	4.241	4.213	6.323

(b) Refere-se a participação proporcional ao capital investido pelas Empresas Eletrobras no empreendimento.

(c) Refere-se à extensão total das linhas de transmissão do empreendimento.

As empresas Eletrobras, por meio de empreendimentos corporativos ou participações em SPEs, foram vencedoras de 6 lotes de leilões de transmissão, compreendendo o total de 1.979 km de linhas e mais 2.446 MVA em subestações, sendo 1.301 km e 1.360 MVA os empreendimentos corporativos, ou seja, sem participação de terceiros.

Destaca-se a participação da companhia, por intermédio das suas controladas Furnas e Eletronorte, no Leilão de Transmissão nº 11/2013, realizado em fevereiro de 2014. O Consórcio IE Belo Monte, em que as referidas empresas Eletrobras detêm 24,5% de participação cada, em parceria com a chinesa *State Grid Brazil Holding S.A.* (51%), será o responsável pela construção da linha de transmissão que escoará a energia produzida pela UHE Belo Monte. O empreendimento terá aproximadamente 2.092 km de extensão e investimentos previstos de R\$ 5 bilhões.

A relação completa dos novos projetos da companhia no segmento de transmissão encontra-se disponibilizada na página da empresa na rede mundial de computadores, www.eletrobras.com/elb/ri/informeinvestidores, seção “Informações Financeiras” – “Informe aos Investidores 4T14 – Anexo”.

Na distribuição, a Eletrobras investiu no ano de 2014, cerca de R\$ 0,7 bilhão no segmento de distribuição, sem considerar os investimentos realizados pela Celg D, recém-adquirida pela Eletrobras.

Dentre os principais projetos, destaca-se a ampliação do sistema de distribuição do Amazonas, com investimentos de cerca de R\$ 107 milhões; as ampliações dos sistemas de distribuição dos estados do Acre, Roraima, Piauí e Alagoas, R\$ 93 milhões; e de Rondônia, R\$ 85 milhões.

Os investimentos em 2014 decresceram em 21,5% em relação a 2013, com a realização de 75% do valor previsto. O destaque na realização ficou com a empresa de distribuição de Rondônia com 90,6% do orçamento aprovado e da Amazonas com 88,4%.

Em 2014, a média do valor investido por consumidor foi de R\$ 129,93, inferior à média das 37 principais distribuidoras do país, que gira em torno de R\$ 165,54/consumidor.

A baixa realização dos investimentos e, conseqüentemente, da expansão do sistema de distribuição ocorreu devido, principalmente, às restrições das fontes de financiamento disponíveis às distribuidoras da companhia em razão de: (i) desoneração pela Lei nº 12.783/2013 da cobrança do encargo setorial Reserva Global de Reversão (RGR), que era principal fonte de financiamento das distribuidoras; e (ii) prazo do término das concessões de distribuição das controladas da Eletrobras, previsto para ocorrer em julho de 2015, uma vez que, embora tenha sido autorizada a renovação pela Lei nº 12.783/2013, as condições para tal ainda não foram regulamentadas.

Após as frustrações das principais fontes de financiamento, as empresas de distribuição da Eletrobras passaram a contar somente com R\$ 417 milhões relativos aos valores do financiamento do Banco Mundial para o Programa Energia+.

Finalmente, para concluir os comentários acerca da expansão do segmento de distribuição, é importante destacar que, conforme mencionado na seção referente aos eventos societários, a Eletrobras, em 27 de janeiro de 2015, efetivou a aquisição do controle acionário da Companhia de Distribuição de Goiás – Celg D, que sozinha possui uma base de clientes da ordem de 2.716.003, o que representou 95% do incremento dos 2.854.052 novos clientes. Outros fatores também foram determinantes para a expansão verificada em 2014, como os investimentos na expansão das redes, as ações de regularização de clandestinos e os programas habitacionais dos governos.

Destaca-se a atuação da Eletrobras em operações internacionais e interligações fronteiriças. Em 2014 foi mantida sua estratégia de desenvolver uma atuação internacional no mercado de energia elétrica, diretamente ou em parcerias por meio de SPEs, buscando empreendimentos em geração renovável e transmissão de energia que atendessem a uma criteriosa avaliação de riscos e retorno. Essa atuação internacional visa à criação de valor para a companhia com o aproveitamento de oportunidades de investimento com retorno adequado e benefícios trazidos pela integração energética continental.

Nesse mesmo ano, a Eletrobras prosseguiu com os estudos sobre aproveitamentos hidrelétricos, linhas de transmissão e geração de energia renovável nos continentes americano e africano. Na América, destacam-se os estudos referentes a aproveitamentos hidroelétricos na Guiana, Nicarágua, Peru e Uruguai. No continente africano, segue prospectando oportunidades de inserção no mercado de energia em empreendimentos de transmissão e geração limpa e renovável em Moçambique, Nigéria e Congo, tendo em vista o relevante potencial hidrelétrico da região e a enorme carência de energia no continente.

Nessa busca de oportunidades, a Eletrobras tem avançado com assinatura de acordos e diálogos com governos dos países em questão, bem como junto a parceiros com interesse em parcerias nessas regiões.

Também em 2014 foram fechados os acordos com o governo da Nicarágua necessários para o início da construção do Projeto Tumarín, usina hidrelétrica de 253 MW localizada na Região Autônoma do Caribe Sul. Assim, em dezembro de 2014, foi finalizada a compra das propriedades a serem afetadas pelo empreendimento, bem como iniciados os trabalhos preliminares de acesso ao sítio da

obra e compra dos insumos para implantação do acampamento pioneiro. Os contratos de financiamento encontram-se em fase final de negociação e as obras de acesso ao empreendimento tiveram início em fevereiro de 2015 com previsão de a primeira unidade geradora entrar em operação em novembro de 2018 e a usina completa, com suas 3 unidades geradoras, em março de 2019.

Destaca-se em 2014, como fruto da associação entre a Eletrobras e a *Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas* (UTE), a entrada em operação do Parque Eólico Artilleros (65 MW) pertencente à SPE ROUAR S.A, localizado no Departamento de Colonia, Uruguai. O parque encontra-se em fase de construção e os 8 primeiros dos seus aerogeradores entraram em operação em dezembro de 2014 com 16,8 MW de capacidade instalada, tornando-se assim o primeiro empreendimento internacional da Eletrobras a entrar em operação.

Na tabela a seguir, podem ser verificados os principais projetos da Eletrobras no exterior:

PAÍS	EMPREENDIMENTO
Nicarágua	Hidrelétrica 253 MW
Guiana	Hidrelétrica 4.500 MW
	LT 1.800 Km (Fase 1 – 900 km)
Nigéria	Biomassa 10 MW
	Hidrelétrica 300 MW
	Térmica 400 MW
Congo	Hidrelétrica 4.800 MW
Moçambique	Hidrelétrica 1.500 MW
Uruguai	Biogás 1 MW
	Eólicas (3 projetos) 189 MW
Peru	Hidrelétrica 2.200 MW
	Eólica 70 MW
	Aquisição 320 MW
Panamá	217 MW

Empreendimentos no exterior:

Em dezembro de 2014, a carteira de projetos internacionais era composta por 16 projetos, sendo 15 *Greenfield* (novos projetos) e uma aquisição. O total de ativos existentes na carteira perfaz uma capacidade instalada de 14.760 MW em geração e 900 km em linhas de transmissão.

Os recursos investidos na carteira pela Eletrobras, em 2014, foram de US\$ 36 milhões. O projeto Tumarín tem a previsão de início da execução no 1º semestre de 2015 e os demais projetos encontram-se em fase inicial de análise.

De forma alinhada com a diretriz estratégica de expansão sustentável elencada no Planejamento Estratégico 2015-2030, a companhia buscou aumentar sua expressão nos negócios de geração (ênfase em eólica e hidrelétrica) e transmissão (ênfase em interconexões regionais) na América do Sul, Central, e ainda em algumas regiões do continente africano. Atuando com base em suas vantagens competitivas, como a *expertise* em grandes projetos hidrelétricos e integração regional, porte e posicionamento geopolítico favorável, a companhia vem criando uma carteira de projetos no exterior, privilegiando parcerias locais, com foco na criação de valor equivalente ou superior ao das oportunidades de investimento no Brasil.

Ao sul do Brasil, em 2014, chegou-se à etapa final de construção do trecho brasileiro da interligação Brasil – Uruguai, que fará a conexão entre a SE Presidente Médici, localizada no município de Candiota, RS, e a SE San Carlos, próxima ao balneário de Punta del Leste, no Uruguai. A previsão é que a linha entre em fase de testes em março de 2015.

Ao norte, as discussões relativas ao estudo preliminar de viabilidade do Projeto Arco Norte com as empresas e governos envolvidos foram intensificadas. O referido projeto representa um sistema regional de transmissão de energia elétrica e de dados, cuja finalidade é estabelecer uma interconexão elétrica entre os estados de Roraima e Amapá, passando pelos territórios vizinhos da Guiana, Suriname e Guiana Francesa. O estudo de viabilidade do projeto conta com o financiamento do Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID e encontra-se em execução de sua primeira fase (estudo base). A etapa seguinte refere-se ao estudo de pré-viabilidade, cuja conclusão está prevista para o 4º trimestre de 2015.

Finalmente, a companhia opera interligações internacionais com o Paraguai, por meio da controlada Itaipu Binacional; com a Argentina, caracterizada pela linha de transmissão em 132 kV, que interliga a subestação de Uruguiana à subestação de Paso de los Libres, na Argentina; com a Venezuela, por meio da linha de transmissão em 230 kV, com capacidade de 200MW, que interliga Boa Vista, RR, à cidade de Santa Elena, na Venezuela; e com o Uruguai, formada pela linha de transmissão em 230kV que interliga a conversora de frequência de Rivera – 70 MW – à subestação de Livramento, no Brasil.

Nos campos da pesquisa, desenvolvimento e inovação, as empresas Eletrobras vêm, desde 2011, orientando suas estratégias e ações no sentido de padronizar seus sistemas de informação corporativos, com o objetivo de apoiar a implantação de um novo modelo de gestão empresarial que garanta uma atuação uniforme, integrada, rentável e competitiva, contribuindo para o aprimoramento da governança corporativa, com base nas melhores práticas de mercado. Para tanto, realizou o processo de padronização de um sistema integrado de gestão empresarial (*Enterprise Resource Planning* – ERP), que culminou na definição do sistema SAP ERP como padrão para todas as empresas Eletrobras.

As contratações das implantações e das adequações do sistema SAP ERP nas diferentes empresas ocorrerão de forma uniforme, eficiente, eficaz e com os menores custos possíveis, por meio da Implantação do Padrão de ERP nas Empresas Eletrobras – ProERP .

Em relação às áreas de geração, transmissão, distribuição, comercialização e uso final da energia elétrica, merecem destaque as atividades desenvolvidas pelo Cepel, criado em 1974 por iniciativa da Eletrobras, tendo ainda como fundadores as empresas Eletrobras Chesf, Furnas, Eletronorte e Eletrosul.

Atualmente, o Cepel exerce o papel de Secretaria Executiva da Comissão de Política Tecnológica – CPT das empresas Eletrobras, estrutura que, a partir de 2012, passou a tratar de forma integrada as questões corporativas de P&D+I e Tecnologia, definindo políticas, diretrizes, estratégias e planos de ação. Todavia, os beneficiários da atuação do Cepel transcendem as empresas Eletrobras, incluindo ministérios e entidades setoriais, como, por exemplo, 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. Além disso, o centro participa da elaboração do Plano Nacional de Energia e dos Planos Decenais de Expansão de Energia elaborados pela EPE.

Os recursos aportados pelas empresas Eletrobras em 2014 nessas atividades foram da ordem de R\$ 158,3 milhões e revertidos para o desenvolvimento dos projetos institucionais, ao todo 85, nas seguintes áreas: Otimização Energética e Meio Ambiente; Redes Elétricas; Sistemas de Automação; Linhas e Estações; Tecnologia da Distribuição; Tecnologias Especiais; e Pesquisas Experimentais.

Investimentos com Pesquisa, Desenvolvimento & Inovação	R\$ (milhões)		
	2014	2013*	Varição (%)
Eficiência Energética	6,0	12,2	-51,2%
Energia Distribuída	0,6	1,5	-58,9%
Geração e Tecnologias Avançadas	28,1	35,6	-20,9%
Serviços Inovadores relacionados à Sustentabilidade	4,4	6,0	-26,8%
Tecnologia de Energia Renovável	4,6	7,6	-38,9%
Tecnologias de Transmissão e Distribuição	91,8	132,5	-30,7%
Total	135,5	195,4	-30,6%

* Valores associados a 2013 incorporam os custos relativos à aplicação do Plano de Incentivo ao Desligamento (PID).

São exemplos de importantes realizações a cadeia de metodologias e programas computacionais utilizada para o planejamento da expansão e operação da geração, integrando horizontes de longo, médio e curto prazos, e permitindo a definição de planos coordenados de expansão e operação do sistema elétrico em bases sustentáveis. Destaca-se, também, uma cadeia de modelos e programas computacionais voltados para o projeto, análise, planejamento e operação do sistema de transmissão.

Para os próximos anos, um dos grandes desafios do sistema elétrico brasileiro 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, será necessário o emprego de tecnologias de transmissão de energia em Ultra-Alta Tensão (UAT), quer seja em corrente alternada ou em corrente contínua. A pesquisa de tecnologias em UAT requer atividades teóricas e experimentais em laboratório por meio de ensaios que representem condições reais. O grande desafio neste caso é a implementação de uma infraestrutura laboratorial capaz de suprir as demandas das pesquisas experimentais. 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 a avaliação do desempenho de soluções comerciais de novas configurações de linhas de transmissão com classes de tensão de até 1.200 kV CA (corrente alternada) e ± 800 kV CC (corrente contínua), com alta capacidade, para o transporte de grandes blocos de energia por longas distâncias.

Os recursos necessários para fazer frente aos desafios têm sido aportados pelas empresas Eletrobras, Ministério das Minas e Energia - MME, Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação - MCTI, da Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP e do Banco Mundial.

CEPEL

Informações já contempladas em itens anteriores.

5. PLANEJAMENTO DA UNIDADE E RESULTADOS ALCANÇADOS

5.4. Informações sobre indicadores de desempenho operacional

ELETRORBRAS

Conforme descrito no item 5.1, foram definidos no PE 2015-2030, 14 objetivos estratégicos a serem alcançados, cada um associado a uma das cinco diretrizes para atuação.

Para o cumprimento dos 14 objetivos estratégicos, foram definidas 32 estratégias a serem implementadas.

A cada um dos 14 objetivos estratégicos estão vinculados indicadores com a finalidade de medir o alcance dos resultados esperados e da proposta de valor para os públicos de interesse da empresa.

As metas associadas a esses indicadores serão apresentadas no Plano Diretor de Negócio e Gestão (PDNG) 2015-2019 a ser elaborado ainda em 2015.

Como o PE 2015-2030 foi lançado recentemente, estamos ainda em processo de obtenção de dados para mensuração de resultados.

Nas tabelas a seguir, pode-se ver a vinculação dos objetivos estratégicos com seus indicadores e respectivas estratégias:

A – Desempenho Econômico-Financeiro Superior			
Objetivo	Indicadores do objetivo	ID	Estratégia
Garantir o retorno adequado nos investimentos e atividades	- Investimento - LL/PL - Margem EBITDA - Margem Líquida - Receita Líquida - TIR - ROCE - TSR - <i>Price-to-book value</i> - Dividendos recebidos	A.1	Aprimorar a gestão técnica e econômico-financeira dos empreendimentos
Garantir a sustentabilidade financeira das empresas Eletrobras	- Endividamento	A.2	Adequar a estrutura financeira ao novo modelo de gestão empresarial das empresas Eletrobras

B – Expansão Sustentável			
Objetivo	Indicadores do objetivo	ID	Estratégia
Ampliar os negócios de GT de energia elétrica de forma competitiva e rentável	- Capacidade instalada e geração de energia - Km Linha - Cumprimento de prazo de projetos	B.1	Desenvolver competências da <i>holding</i> para garantia da atuação integrada das empresas Eletrobras
		B.2	Revisar lógica societária das empresas Eletrobras
		B.3	Adequar estrutura organizacional das empresas Eletrobras
		B.4	Reforçar e eficientizar processos e sistemas da informação
		B.5	Desenvolver e implantar CSC/CSF (Centro de Serviços Compartilhados / Centro de Serviços Financeiros)
		B.6	Avaliar oportunidades de fusões e aquisições (M&A) no Brasil
		B.7	Desenvolver o negócio de prestação de serviços

Expandir seletivamente a atuação internacional em GT, alinhada com os negócios da companhia	- Participação em ativos internacionais	B.8	Prospectar oportunidades no exterior
Intensificar a atuação integrada em PDI e mensurar sua contribuição para os resultados das empresas Eletrobras	- Acompanhamento através do desempenho dos projetos	B.9	Desenvolver portfólio de experimentos

C – Eficiência Operacional			
Objetivo	Indicadores do objetivo	ID	Estratégia
Ampliar os negócios de GT de energia elétrica de forma competitiva e rentável	<ul style="list-style-type: none"> - DISPG - DISPLT - Índice de perturbações - Índice de robustez - Parcela variável - PMSO - PMSO/ROL - PMSO/MWh - PMSO/Km de linha - ROL/MWh - ROL/KM - DEC - FEC 	C.1	Desenvolver plano de revitalização e modernização de ativos de G
		C.2	Desenvolver plano de revitalização e modernização de ativos de T
		C.3	Adequar a estrutura de custos à nova regulamentação do setor elétrico
		C.4	Buscar atendimento de parâmetros regulatórios em G, T e D, com gestão ativa por contrato de concessão
		C.5	Aprimorar a gestão dos projetos de P&D+I (Pesquisa & Desenvolvimento + Inovação), considerando os aspectos de financiamento
		C.6	Aprimorar o processo de comercialização de energia, contribuindo para a maximização da rentabilidade
Minimizar as amarras institucionais internas e externas para assegurar a atuação em condições competitivas	Acompanhamento através do desempenho dos projetos	C.7	Desenvolver plano de atuação regulatória e institucional

D – Excelência em Pessoas e Cultura da Excelência			
Objetivo	Indicadores do objetivo	ID	Estratégia
Atrair, desenvolver e reter talentos para as empresas Eletrobras	<ul style="list-style-type: none"> - ISC: Dimensão Gestão de Pessoas - ISC: Dimensão Motivação 	D.1	Promover a avaliação contínua do desempenho, orientando o desenvolvimento de carreira, com foco em resultado e competências
		D.2	Desenvolver e implementar um modelo, redes e programas de desenvolvimento dos empregados e da gestão do conhecimento nas empresas Eletrobras
Adequar os processos de gestão de pessoas ao novo modelo de gestão empresarial e organizacional das empresas Eletrobras	<ul style="list-style-type: none"> - Taxa de frequência e gravidade de acidentes - ISC: Dimensão Filosofia de Gestão - ISC: Dimensão Ambiente de Trabalho - ISC: Dimensão Gestão de Pessoas 	D.3	Desenvolver métodos de gestão estimulantes e capazes de motivar e comprometer as pessoas

E – Readequação do Modelo de Negócios, Governança e Gestão			
Objetivo	Indicadores do objetivo	ID	Estratégia
Implantar novo modelo de gestão empresarial e organizacional que garanta uma atuação integrada, rentável e competitiva	- Acompanhamento através do desempenho dos projetos	E.1	Desenvolver competências da <i>holding</i> para garantia da atuação integrada das empresas Eletrobras
		E.2	Revisar lógica societária das empresas Eletrobras
		E.3	Adequar estrutura organizacional das empresas Eletrobras
		E.4	Reforçar e eficientizar processos e sistemas da informação
		E.11	Desenvolver e implantar CSC/CSF (Centro de Serviços Compartilhados / Centro de Serviços Financeiros)
Aprimorar a governança corporativa, baseada nas melhores práticas do mercado	- Acompanhamento através do desempenho dos projetos	E.5	Fortalecer estatutos da <i>holding</i> e das subsidiárias
		E.6	Reforçar atuação dos Conselhos de Administração
Aprimorar a gestão dos negócios, participações e parcerias	- Acompanhamento através do desempenho dos projetos	E.7	Equacionar situação das distribuidoras
		E.8	Criar, aprimorar e integrar instrumentos e condições para estruturação e gestão das parcerias e dos negócios das empresas Eletrobras
Garantir que os empreendimentos das empresas Eletrobras sejam vetores de desenvolvimento sustentável para suas áreas de entorno	- Índice DJSI e ISE Bovespa	E.9	Alinhar práticas para garantir atuação sustentável
Potencializar a reputação, credibilidade e confiança das empresas Eletrobras perante os seus empregados, o mercado e a sociedade	- Valor da marca e reputação	E.10	Promover propósito e identidade comum às empresas Eletrobras

CEPEL

Um dos indicadores de desempenho do CEPEL refere-se à medida de satisfação dos clientes do Centro, realizada por meio de pesquisa denominada "Pesquisa de Satisfação dos Clientes Externos". Esta pesquisa permite uma constante avaliação dos resultados das atividades realizadas mediante sua infraestrutura laboratorial 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 dos laboratórios mencionados anteriormente, via mensagem eletrônica. Os dados compilados são analisados durante as reuniões de análise crítica do *Sistema de Gestão da Qualidade*.

NOME DO INDICADOR	DESCRIÇÃO DO INDICADOR	FORMA DE CÁLCULO	VALOR DESEJADO	VALOR ACEITÁVEL
Índice de Satisfação dos Clientes Externos	As atividades realizadas 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.	Média ponderada dos itens da pesquisa enviada aos Clientes Externos dos Laboratórios: a) Atendimento quando nos procurou; b) Agilidade na emissão da proposta; c) Período marcado pelo laboratório para a realização da atividade; d) Qualidade da atividade realizada (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.	≥4,5 nos últimos doze meses	≥ 4,0 nos últimos doze meses

Resultados no período de 2012 a 2014:

INDICADOR	REALIZADO		
	2012	2013	2014*
Índice de Satisfação dos Clientes Externos	4,40	4,30	4,50
Total de Pesquisas Processadas:	65	38	30
Laboratórios	Alta Corrente, Alta e Média Potência, Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletro-Eletrônicos, Alta Tensão, Ensaio Corona, Poluição, Impulso de Corrente, Referência em Medição de Alta Tensão, Análises Químicas, Metalografia, Propriedades Mecânicas, Propriedades Elétricas e Magnéticas, Refrigeração e Iluminação.	Alta Corrente, Alta e Média Potência, Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletroeletrônicos, Alta Tensão, Corona, Poluição, Análises Químicas, Metalografia, Propriedades Mecânicas, Propriedades Elétricas e Magnéticas, Refrigeração e Iluminação.	Alta Corrente, Alta e Média Potência, Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletro-Eletrônicos, Alta Tensão, Poluição, Análises Químicas, Metalografia, Propriedades Mecânicas, Propriedades Elétricas e Magnéticas, Refrigeração e Iluminação.

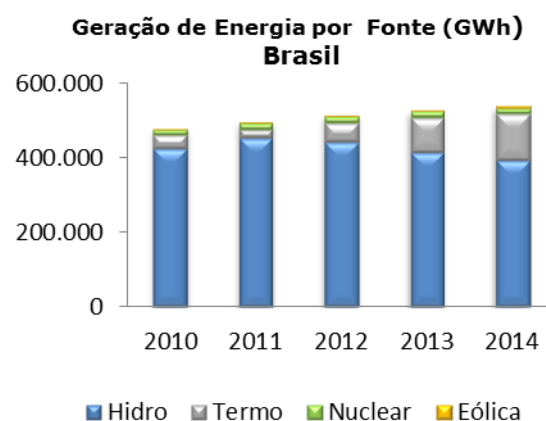
Adicionalmente, o CEPEL adotou, em 2014, uma medida de eficiência administrativa, em termos de redução dos valores gastos no conjunto de rubricas de custeio do Centro (PMSO). Em 2014, a meta de redução 13%, em relação valor no ano 2012, foi plenamente alcançada, chegando-se ao valor final de redução de 19,95%.

5. PLANEJAMENTO DA UNIDADE E RESULTADOS ALCANÇADOS

5.5. Informações sobre custos dos produtos e serviços

ELETOBRAS

O país atravessou um período de baixa estiagem no ano de 2014, agravando um quadro de depleção dos reservatórios que vinha se verificando desde 2013. As chuvas esperadas não vieram e a situação se agravou, notadamente nas regiões Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste do país. Consequentemente, as usinas termoeletricas foram despachadas com regularidade, o que levou o Preço da Liquidação das Diferenças – PLD a patamares elevados em 2014.



O gráfico ao lado apresenta a evolução da geração de energia elétrica no país desde 2010, conforme dados do Operador Nacional do Sistema – ONS. Percebe-se o crescimento significativo da geração em bases térmicas nos últimos anos.

Mesmo com um cenário de preços mais altos para o consumidor final de energia elétrica, o consumo no país, segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, apresentou elevação de 2,2% frente ao ano de 2013, porém, menor que o crescimento registrado em 2013 quando comparado a 2012. Os setores residencial e de comércio e serviços foram os principais responsáveis por esse crescimento. O consumo total de energia em 2014 foi de 473.395 GWh, enquanto que, em 2013, foi de 463.123 GWh.

A taxa de crescimento do consumo da classe residencial, em 2014, foi de 5,7%, inferior ao registrado em 2013, de 6,1%. O crescimento pode ser atribuído ao maior acesso aos produtos da chamada linha branco – máquinas de lavar roupa, geladeiras, fogões, entre outros – e à intensificação do uso de condicionadores de ar, fato que ficou evidenciado pela forte elevação do consumo de energia nos meses de janeiro e fevereiro, sobretudo no Sul e Sudeste do país. Em termos regionais, destaque para o forte crescimento observado na região Sul (+8,2%). Já a taxa registrada no Norte do país (+14%) explica-se pelas medidas de recuperação de perdas e melhoria da qualidade dos serviços no Pará. O crescimento observado no Centro-Oeste (+8,2%) e Nordeste (+6%) pode ser atribuído aos fatores renda e emprego.

O segmento de comércio e serviços foi o que apresentou a maior elevação no ano (+7,3%), com expansão em todas as regiões. As altas temperaturas foram responsáveis, especialmente no 1º trimestre, por crescimentos registrados entre 8% e 16%, na comparação com os mesmos meses de 2013. Outros fatores, de natureza estrutural, também contribuíram para o crescimento do consumo de energia elétrica dessa classe, tais quais:

- Expansão das áreas brutas locáveis (ABL) de *shopping centers*: de acordo com a Abrasce, em 2014, houve aumento de 5% na ABL de *shoppings* e de 4% na movimentação de pessoas nessas instalações;
- Modernização e crescimento do movimento em aeroportos: Nos aeroportos segundo dados da Anac, entre janeiro e novembro de 2014, houve expansão de 6,7% no total de passageiros;
- Expansão da rede hoteleira.

Tabela de Consumo de Energia na Rede (GWh)			
Consumo Total/Classe	2013	2014	Varição 2014x2013
Residencial	124.896	132.049	5,7%
Industrial	184.685	178.055	-3,6%
Comercial	83.704	89.819	7,3%
Outros	69.838	73.472	5,2%
Brasil	463.123	473.395	2,2%

O consumo industrial de energia na rede recuou 3,6% em 2014, após o avanço observado em 2013, alcançando 178,05 mil GWh. A queda na produção nos setores metalúrgico, automobilístico e também na indústria química afetou o consumo de energia do seguimento. O consumo de energia em vários outros setores industriais (alimentos, têxtil, produtos de borracha e plástico e papel e celulose) também refletiu o quadro macroeconômico e a retração da produção.

Diante do quadro setorial descrito, as distribuidoras da Eletrobras tiveram a demanda influenciada positivamente pelo maior consumo de energia elétrica no país, porém arcaram com maiores custos com a energia comprada para revenda devido à crise hídrica. Para socorrer o caixa das distribuidoras que estavam descontratadas involuntariamente e tiveram de adquirir energia no mercado de curto prazo, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE criou a Conta ACR com o objetivo de financiar as empresas de distribuição que apresentavam desequilíbrios financeiros em virtude do alto preço dessa energia. Foram dois empréstimos realizados às companhias de distribuição brasileiras em 2014, totalizando R\$ 17,8 bilhões, que serão repassados as tarifas cobradas dos consumidores finais. O primeiro ocorreu em abril, no valor de R\$ 11,2 bilhões, e o segundo, em agosto, no montante de R\$ 6,6 bilhões. Desse total, foram destinados às Empresas de Distribuição da Eletrobras o montante de R\$ 537,6 milhões, sendo R\$ 302,7 milhões à Eletrobras Distribuição Alagoas; R\$ 141 milhões à Eletrobras Distribuição Piauí; R\$ 27,2 milhões à Amazonas Energia; R\$ 11,3 milhões à Eletrobras Distribuição Rondônia; e R\$ 55,4 milhões à Eletrobras Distribuição Acre.

No entanto, para as geradoras da companhia, o cenário de estiagem gerou maiores custos em razão do rebaixamento do Mercado de Realocação de Energia - MRE, liquidados ao preço do mercado de curto prazo. Isso porque, visando preservar os reservatórios brasileiros, as atividades de todas as hidrelétricas foram limitadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e as geradoras ficaram impossibilitadas de gerar energia elétrica em volume suficiente para atender as garantias físicas de seus contratos, sendo obrigada a comprar energia elétrica no mercado de curto prazo. A análise dos impactos do cenário setorial nas operações da companhia está descrita nas seções 6 e 8 deste relatório.

Sobre a receita da Eletrobras temos:

Segmento	Receita (R\$ milhões)	
	2014	2013
Geração	60%	61%
Transmissão	13%	16%
Distribuição	23%	19%
Outras Receitas	4%	4%

Quanto aos programas e fundos setoriais, informa-se:

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

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) foi criado em 26 de abril de 2002 pela Lei nº 10.438, e regulamentado por meio dos Decretos nº 5.025/04 e nº 5.882/08, iniciando o processo de sua implantação em 2004. A Eletrobras, por meio das Resoluções de Diretoria Executiva RES-009/2005, de 13 de janeiro de 2005 e RES-702/2005, de 23 de agosto de 2005, homologou a contratação, no âmbito do Proinfa, de todos os empreendimentos participantes da 1ª etapa do programa.

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.

O valor pago pela energia correspondente à tecnologia específica de cada fonte, acrescido dos custos administrativos, financeiros e encargos tributários da Eletrobras, é rateado, após prévia exclusão da Subclasse Residencial Baixa Renda, cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês, entre todas as classes de consumidores finais atendidos pelo SIN, proporcionalmente ao consumo verificado.

Conforme o Artigo 12 do Decreto nº 5.025/04 e Resolução Aneel nº 127/04, cabe à Eletrobras a elaboração do Plano Anual do Proinfa – PAP, estabelecendo os montantes de energia e custeio do programa para o ano seguinte, bem como o envio à Aneel para fins de homologação. Com base no PAP, a Aneel estabelece as quotas de repasse de energia e de recolhimento do custeio do Proinfa, junto às concessionárias de distribuição, consumidores livres e autoprodutores, para garantir os recursos à Conta Proinfa, de responsabilidade da Eletrobras, necessários às despesas do programa.

Até 31 de dezembro de 2014, um total de 131 novos empreendimentos, divididos em 60 PCHs (1.159,24 MW), 52 eólicas (1.282,52 MW) e 19 térmicas a biomassa (533,34 MW), foi adicionado à matriz elétrica brasileira, pelo Proinfa, totalizando uma capacidade instalada de 2.975,10 MW.

Desde a entrada em operação do primeiro empreendimento em fevereiro de 2006 até o final de 2014, a contribuição do Proinfa para o sistema em termos de volume de energia gerada foi de aproximadamente 67 milhões MWh.

Fontes	Empreendimentos Contratados		Total de empreendimentos em operação no ano de 2014	
	Empreendimentos	Potência (MW)	Empreendimentos	Potência (MW)
PCH	63	1.191,24	60	533,34
Eólica	54	1.422,92	52	1.282,52
Biomassa	27	685,24	19	1.159,24
Total	144	3.299,40	131	2.975,10

Com base na regulamentação do programa, foram contratados 144 empreendimentos num total de 3.299,40 MW de capacidade instalada. Contudo, treze empreendimentos não foram considerados no PAP 2015, conforme aprovado em Resolução Homologatória nº 1.833, de 2 de dezembro de 2014.

Com relação a tais empreendimentos, onze deles estão com processos administrativos de rescisão concluídos ou em trâmite. São eles:

- UTE Brasilândia;
- UTE Energia Ambiental;
- UTE Santa Olinda / Sidrolândia;
- UTE Sonora;
- UTE Nova Geração;
- UTE Winnimport;
- UTE Ecoluz;
- UTE Ceisa;
- UEE Alhandra;
- UEE Quintanilha Machado I; e
- PCH Cachoeira Grande.

Os demais empreendimentos não foram considerados por não terem iniciado a operação comercial de todas as unidades geradoras até 30 de dezembro de 2011, conforme critério técnico definido pela Resolução Normativa nº 492/2012. São eles: PCH Nhandu e PCH Rochedo.

Para o ano de 2015, com a finalidade de estabelecer as quotas anuais de energia elétrica referentes às concessionárias de distribuição e de transmissão, definiu-se que o montante a ser rateado no ano é de 11.146.772 MWh. Sendo assim, o montante anual de custeio do Proinfa necessário para o ano de 2015 é de R\$ 2.695.799.414,26.

Receita / Despesa	Valor (R\$)
Custo da Energia Contratada em 2015 (+)	2.934.985.647,35
Parcela de Ajuste da Energia Contratada em 2014 (+)	-151.575.008,71
Previsão de Saldo da Conta PROINFA em 31 de dezembro de 2014 (-)	87.611.224,38
TOTAL	2.695.799.414,26

b) Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel)

O Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) é uma iniciativa do governo brasileiro para promover o uso eficiente da energia elétrica e combater o seu desperdício. Cabe à Eletrobras, sob coordenação do Ministério de Minas e Energia (MME), a execução das suas atividades, provendo o suporte técnico necessário. Desde 1985, ano de sua criação, além de incentivar o desenvolvimento tecnológico de equipamentos consumidores de energia elétrica, o Procel tem atingido resultados energéticos que possibilitam a postergação de investimentos no setor elétrico e a redução nas emissões de gás carbônico equivalente – CO₂eq.

O Procel atua com ações de eficiência energética nos principais setores de consumo de energia elétrica do Brasil:

- o Procel GEM abrange o consumo do Poder Público e de seus serviços;
- o Procel Sanear, do setor de saneamento ambiental;

- o Procel Indústria, do setor industrial;
- o Procel Reluz atua principalmente na iluminação pública;
- o Procel Edifica e o Procel EPP apoiam a redução do consumo de edificações comerciais, residenciais e públicas; e
- o Procel Selo abrange o setor residencial e alguns produtos industriais e comerciais.

Atuando de forma transversal nos setores de consumo, o Procel Educação e o Procel Info são fundamentais para as ações do Procel.

Por meio do Procel, a Eletrobras contribuiu com uma economia de energia elétrica de cerca de 10,517 bilhões de kWh nas comunidades onde atua, o que equivale a 2,2 % do consumo nacional, a uma usina equivalente de: 2.522 MW e a uma redução da demanda de ponta de: 4.022 MW. Foi evitada a emissão de 1,425 milhão de tCO₂eq.

Em 2014, a Eletrobras, por meio do Procel, investiu um montante de R\$ 2.763.887,42, em projetos de eficiência energética pelo lado da demanda, sendo 95%, ou R\$ 2.618.837,42, provenientes de recursos do Fundo de Desenvolvimento Tecnológico (FDT). Os demais recursos, R\$ 145.050,00, foram provenientes de recursos ordinários da Eletrobras.

c) Programa Luz para Todos (LPT)

O Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica Luz para Todos (LPT), institucionalizado pelo Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, e alterado pelos Decretos nº 6.442, de 25 de abril de 2008, nº 7.324, de 5 de outubro de 2010, nº 7.520, de 8 de julho de 2011, nº 7.656, de 23 de dezembro de 2011, e nº 8.378, de 30 de dezembro de 2014, visa propiciar, até o ano de 2018, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público.

No LPT são priorizadas obras para o atendimento de comunidades inseridas no Programa Territórios da Cidadania ou no Plano Brasil Sem Miséria, assim como daquelas provenientes de assentamentos rurais, comunidades indígenas, quilombolas, comunidades localizadas em reservas extrativistas ou em áreas de empreendimentos de geração ou transmissão de energia elétrica, cuja responsabilidade não seja do respectivo concessionário, além de escolas, postos de saúde e poços d'água comunitários.

O LPT é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia – MME, 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 a título de subvenção, por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e a título de financiamento, por meio da Reserva Global de Reversão (RGR) ou da Caixa Econômica Federal, além de recursos dos governos estaduais envolvidos e dos agentes executores. Até o final do ano de 2014, esses recursos totalizaram R\$ 22,22 bilhões, sendo R\$ 16,09 bilhões (72%) referentes aos recursos setoriais administrados pela Eletrobras.

No ano de 2014, foram realizadas 90.568 ligações no âmbito do LPT, acumulando um montante de 3.200.410 ligações efetuadas desde 2004, o que corresponde a mais de 15,4 milhões de pessoas beneficiadas no meio rural brasileiro. Com relação às metas assumidas para o final de 2014, foram realizados 95% da meta global de 3.370.475 ligações, computados os compromissos dos executores com a Eletrobras e com os governos estaduais.

Visando à gestão dos contratos e ao acompanhamento da execução dos conjuntos de obras de eletrificação rural associados a estes, a Eletrobras desenvolveu uma ferramenta computacional denominada Sistema de Gerenciamento de Projetos do Programa Luz para Todos (Sistema LPT). Os dados relativos às obras cadastradas nesse sistema pelos agentes executores são utilizados na mensuração do nível de execução física do contrato e, por conseguinte, servem também como balizadores para as liberações de recursos federais e suporte para os processos de comprovação da aplicação de recursos.

Considerando apenas os compromissos com a Eletrobras, foram cadastrados no Sistema LPT 16.621 projetos no ano de 2014, totalizando 506.989 projetos desde 2004. Esse total de obras resultou no atendimento de 2.690.303 ligações, o que corresponde a 91% 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 5.431 municípios brasileiros;
- (II) a construção de 690.034 km de redes elétricas de alta e baixa tensão;
- (III) a implantação de 7,17 milhões de postes;
- (IV) a instalação de 1,03 milhão de transformadores; e
- (V) a implantação de 2.258 sistemas fotovoltaicos.

Ainda no âmbito do programa, a Eletrobras firmou com os Agentes Executores 18 contratos relacionados a projetos especiais, com base na Portaria nº 60, de 12 de fevereiro de 2009, do MME, com recursos originados da CDE, no montante de R\$ 7,61 milhões, visando ao atendimento de 377 unidades consumidoras em localidades de extremo isolamento utilizando fontes renováveis de energia. Desse montante, até o final do ano de 2014, foi comprovada a ligação de 328 unidades consumidoras, por meio de inspeções físicas.

Em 2014, foi liberado R\$ 0,63 bilhão originado de recursos da CDE. Desde 2004, já foi liberado um montante de R\$ 13,24 bilhões (recursos da CDE e RGR), de um total contratado de R\$ 16,09 bilhões, ou seja, 82% do total de recursos contratados.

A seguir, são apresentados os montantes de recursos contratados e liberados de 2004 a 2014, distribuídos por região:

Região	Recursos Setoriais até 31/12/2014 (R\$ milhões)					
	Contratados			Liberados		
	CDE	RGR	CDE+RGR	CDE	RGR	CDE+RGR
Norte	3.940,68	318,29	4.258,97	3.025,40	284,30	3.309,70
Nordeste	6.565,21	942,14	7.507,35	5.511,38	837,42	6.348,80
Centro-Oeste	846,80	589,77	1.436,57	717,00	526,96	1.243,96
Sudeste	858,13	1.174,51	2.032,64	736,43	942,98	1.679,41
Sul	340,58	511,90	852,48	274,66	387,26	661,92
Brasil	12.551,40	3.536,61	16.088,01	10.264,87	2.978,92	13.243,79

A seguir, são apresentadas as quantidades de ligações contratadas e cadastradas no Sistema LPT (programas de obras) acrescidas das ligações de projetos especiais comprovadas fisicamente pela Eletrobras até 31 de dezembro de 2014, distribuídas por região:

Região	Números de Ligações até 31/12/2014	
	Contratadas entre os Agentes Executores ^(*)	Cadastradas no Sistema LPT + Comprovadas fisicamente nos Projetos

	e a Eletrobras	Especiais
Norte	626.281	499.865
Nordeste	1.504.787	1.392.943
Centro-Oeste	209.568	193.233
Sudeste	429.048	423.351
Sul	180.783	181.239
Brasil	2.950.467	2.690.631

(*) – Os agentes executores são as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica e as cooperativas de eletrificação rural.

d) Acordo Internacional de Cooperação Técnica para atendimento a regiões remotas

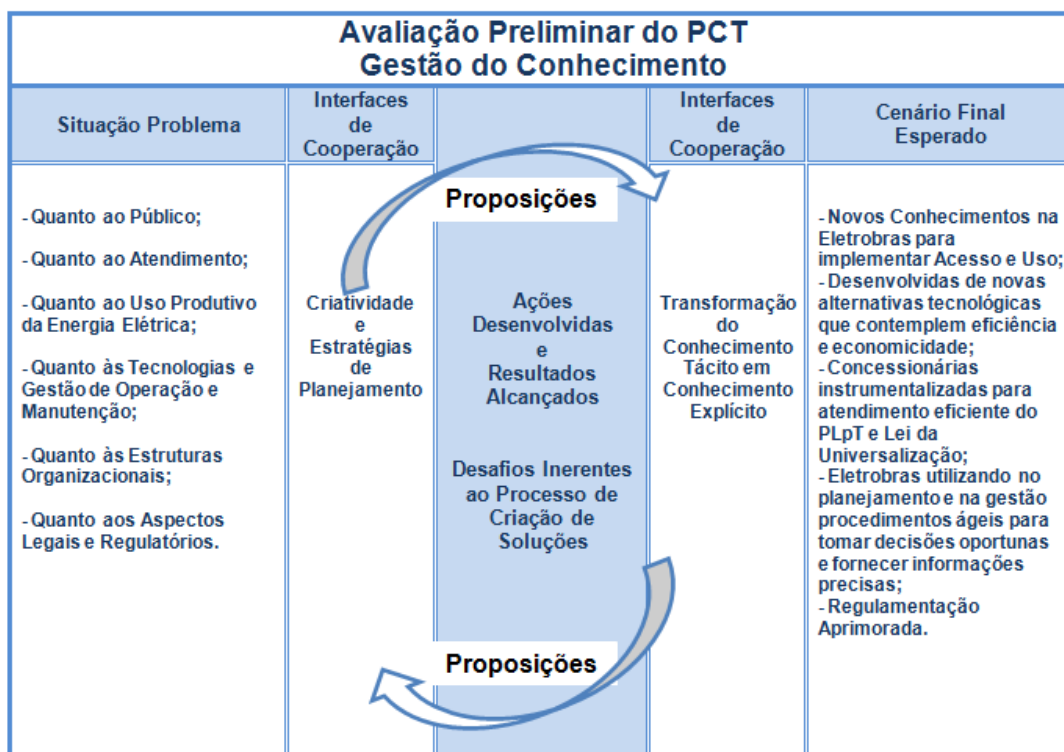
O Projeto de Cooperação Técnica BRA/IICA/09/001 – “Acesso e uso da energia elétrica como fator de desenvolvimento de comunidades do meio rural brasileiro” (PCT), cujo valor referente à contrapartida financeira nacional é de **R\$ 9.534.030,00**, foi celebrado em 18 de março de 2009, entre a Eletrobras e o Instituto Interamericano de Cooperação para Agricultura (IICA), organismo internacional pertencente à Organização dos Estados Americanos (OEA), nos termos do Decreto nº 5.151/2004 e da Portaria MRE 717/2006.

O projeto foi planejado para atuar em cooperação com o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Luz para Todos (LPT). Nesse contexto, os projetos e atividades realizados por meio do PCT, beneficiam as comunidades rurais remotas que não dispõem dos serviços de energia elétrica, colaborando com o fornecimento da energia por meio de Fontes Renováveis de Energia (FRE). O escopo do projeto tem três objetivos imediatos:

- I. Desenvolver, em conjunto com as concessionárias, estratégias inovadoras para o atendimento e uso da energia elétrica, com ênfase no emprego de FREs em áreas isoladas;
- II. Criar estratégias visando à transferência de conhecimento e desenvolvimento de soluções para implementação do LPT, considerando os atuais desafios do processo de universalização do acesso à energia elétrica nas áreas rurais isoladas;
- III. Desenvolver, em conjunto com as concessionárias, mecanismos de incentivo ao uso eficiente e produtivo da energia elétrica.

Nesse processo de desenvolvimento de capacidades para construir soluções no âmbito da universalização de energia elétrica, resultam também inovações metodológicas inerentes à própria gestão das atividades de cooperação técnica, entre as quais cabe destacar a estrutura de gestão do conhecimento, como linha de ação gerencial do PCT, mostrada no quadro a seguir.

Modelo Avaliação Preliminar do PCT



A gestão do PCT compreende uma dinâmica entre a coluna da esquerda (Situação Problema), como ponto de partida, e a coluna da direita (Cenário Final) como meta a alcançar. As colunas intermediárias, identificadas como interfaces, representam todo o esforço de coordenação e de mobilização que a equipe técnica empreende para desenvolver trabalhos de criação e, em paralelo, contribuir para a eficácia do processo de universalização com soluções sobre acesso e uso produtivo da energia elétrica.

O desempenho do projeto é medido por meio de um conjunto de indicadores classificados como Indicadores de Desempenho e Acompanhamento, dos quais constam os Indicadores Administrativos e os Indicadores Técnicos, conforme a seguir.

Quadro B: Indicadores de Desempenho e Acompanhamento

INDICADORES DE DESEMPENHO E ACOMPANHAMENTO		
ADMINISTRATIVOS	TÉCNICOS	TÉCNICOS
<ul style="list-style-type: none"> • Indicador de Custo • Indicador de Prazo • Indicador de Produto 	<ul style="list-style-type: none"> • Indicador de Interação com Concessionárias • Indicador de Notas Técnicas • Indicadores estabelecidos na Matriz Lógica 	<ul style="list-style-type: none"> • Indicadores de Capacitação e Disseminação • Indicadores de Participação em Eventos Externos • Indicadores estabelecidos na Matriz Lógica

A Agência Brasileira de Cooperação (ABC), vinculada ao Ministério das Relações Exteriores (MRE), mantém um controle dos projetos de cooperação técnica por meio do Sistema de Gestão

SIGAP, no qual é cadastrada a Programação Geral de Metas e apresentado o Relatório de Progresso Eletrônico (RPE), com os produtos desenvolvidos e os indicadores de resultados, de acordo com a Matriz Lógica do Projeto. Cabe ressaltar que esse sistema também é visitado pela Controladoria Geral da União (CGU), como fonte de dados necessários para o desempenho de suas competências.

Os recursos aportados para o Projeto BRA/IICA/09/001 no ano de 2014 foram de **R\$ 1.800.000,00**, acumulando **R\$ 9.013.530,00** desde 2009. Em relação aos recursos utilizados, em 2014, foram aplicados **R\$ 1.051.141,16**, totalizando **R\$ 4.799.840,05** desde 2009, o que representa uma execução de **50,34%** do orçamento global do PCT (de **R\$ 9.534.030,00**) e **53,25%** do valor já aportado ao IICA, o que resultou, até o final de 2014, em **220** produtos e serviços realizados.

Com vistas à difusão do conhecimento gerado no âmbito do PCT e com o intuito de ampliar a qualificação da mão de obra do quadro das distribuidoras, bem como de prestadores de serviço envolvidos na implementação de projetos de eletrificação rural com geração descentralizada a partir de fontes renováveis de energia, pode-se citar como exemplo a elaboração de um Guia de Boas Práticas sobre Commissionamento de Sistemas Fotovoltaicos em localidades remotas, utilizando como base os estudos realizados no âmbito do PCT.

Além do exemplo supracitado, no âmbito da cooperação foram desenvolvidas ferramentas computacionais para a gestão de projetos de eletrificação rural. Também foram realizadas capacitações nas concessionárias e intensos estudos no decorrer do ano de 2014 sobre o modelo de gestão de contratos de serviço de suprimento de energia elétrica e sobre o marco regulatório de sistemas isolados e atendimentos a regiões remotas, cujos resultados foram apresentados à Aneel e ao MME, conjugando assim esforços no sentido de formular resoluções e integrar ações para planejar, desenvolver e avaliar projetos de sistemas de geração descentralizada de energia elétrica no âmbito da universalização do serviço de energia.

Com apoio das consultorias contratadas pelo PCT, foram desenvolvidos projetos nos estados do Pará e do Amazonas, sendo este último em parceria com a Eletrobras Amazonas Energia, para atendimento de 12 comunidades (222 famílias) com sistemas de geração descentralizados puramente fotovoltaicos. Tal apoio abrange desde a concepção dos projetos executivos até o monitoramento, avaliação dos dados operativos e aprimoramento da gestão dos projetos.

Buscando fomentar o uso de fontes renováveis de energia no atendimento em regiões remotas, a Eletrobras desenvolveu um projeto para a implantação de um Centro Comunitário de Produção utilizando um sistema de geração com energia fotovoltaica para produção avícola, cujo objetivo principal é a busca da segurança alimentar da comunidade indígena Kaxinawa, localizada no município de Tarauacá, AC. No ano de 2014, esse projeto foi submetido pela Eletrobras Distribuição Acre à apreciação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), conforme legislação pertinente, sendo habilitado para licitação. Tal trabalho foi desenvolvido no âmbito do protocolo de intenções assinado entre a Eletrobras e a Secretaria do Estado de Extensão Agroflorestal e Produção Familiar (Seaprof), do governo do estado do Acre, com assistência técnica de consultorias contratadas pelo PCT.

e) Fundo setorial Reserva Global de Reversão - RGR

A Reserva Global de Reversão – RGR foi criada pela Lei nº 5.655/1971 com a finalidade de prover recursos para os casos de reversão e encampação dos serviços de energia elétrica. Os recursos, enquanto não utilizados para os fins a que se destinam, poderiam ser aplicados na concessão de financiamentos destinados a expansão do setor elétrico brasileiro, melhoria do serviço e na realização dos programas do governo federal.

A Lei nº 12.783/2013 estabeleceu ainda que os recursos da RGR poderiam ser utilizados para indenização, total ou parcial, das parcelas de investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados.

Além disso, a partir da Lei nº 12.783/2013, ficaram desobrigadas do recolhimento da quota anual 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 mencionada lei.

Assim, com o pagamento das indenizações referentes às concessões renovadas a luz da lei nº 12.783/2013 e a desobrigação de recolhimento, a disponibilidade de recursos na conta RGR foi reduzida.

Na condição de gestora dos recursos oriundos da RGR, a Eletrobras aplicou, no exercício financeiro de 2014, o montante de R\$ 3.866 milhões, dos quais R\$ 3.838 milhões foram referente às indenizações previstas na Lei nº 12.783/2013 e R\$ 28 milhões referente a outras finalidades autorizadas pela legislação em vigor.

A movimentação referente aos ingressos e as aplicações desses recursos, ocorrida durante o ano de 2014, está apresentada nos quadros a seguir:

Movimentação Conta RGR	(R\$ milhões)
Ingressos:	3.983
Arrecadação de Quotas	919
Amortização de Empréstimos	1.288
Transferência do Fundo CDE	1.518
Outros	258
Aplicações:	3.866
Financiamentos	-
Indenizações	3.838
Outros	28

f) Fundo setorial Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foi criada pela Lei nº 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 uma subvenção econômica, com recursos da CDE.

Além disso, a Lei nº 12.783/2013 trouxe novos objetivos para a CDE, autorizando que os recursos da referida conta fossem transferidos à Reserva Global de Reversão – RGR e à Conta de Consumo de Combustível – CCC, para cumprimento de suas finalidades legais, e também ser destinados a programas de desenvolvimento e qualificação de mão de obra técnica no segmento de instalação de equipamentos de energia fotovoltaica.

Em 2014, foram liberados, a título de subvenção econômica, R\$ 7.531 milhões, dos quais R\$ 2.232 milhões para Subvenção Baixa Renda, R\$ 2.086 milhões para Subsídios Tarifários e R\$ 1.495

milhões para repasse a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE – Custos Termelétricas. A seguir, demonstramos a movimentação financeira da CDE em 2014:

Movimentação Conta CDE	(R\$ milhões)
Ingressos: CDE + UBP + Multas Aneel	12.294
Arrecadação de Quotas	2.012
Crédito Transferido do Tesouro Nacional	9.208
Outras Fontes	1.074
Aplicações:	12.178
Subvenção Luz para Todos	632
Subvenção Baixa Renda	2.232
Subvenção CVA	105
Subsídios Tarifários	2.086
Subvenção Equalização da Redução Tarifária	188
Repasse CCEE – Custos Termelétricas	1.495
Carvão Mineral	793
Transferência de Recursos para o Fundo CCC	3.101
Transferência de Recursos para o Fundo RGR	1.518
Outras Aplicações	28

g) Fundo Setorial da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC

O Fundo Setorial da Conta de Consumo de Combustíveis é um dos fundos setoriais administrados pela Eletrobras por determinação do Ministério de Minas e Energia. Possui, como finalidade básica, a liberação de subsídios aos Agentes que atuam nas regiões eletricamente não integradas ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Essas áreas, chamadas de Sistemas Isolados, estão localizadas em sua imensa maioria na região norte do país, restando ainda poucas áreas isoladas no estado do Mato Grosso e na ilha de Fernando de Noronha, no oceano Atlântico.

Os subsídios correspondem a parte do custo total de geração, composto por todos os insumos da cadeia de produção e compra de energia elétrica para o atendimento ao mercado de cada agente. Também são cobertos pela CCC, os empreendimentos que diminuem o custo e ou a utilização de combustível fóssil para a geração de energia elétrica, tais como Linhas de Transmissão, Pequenas Centrais Hidroelétricas, Eficientização de Máquinas e também a utilização de fontes não convencionais para a geração de energia.

Desde a publicação da Lei nº 12.783/2013, a fonte de recursos para atender às finalidades da CCC é o governo federal, através do tesouro nacional, que aporta os valores necessários no Fundo Setorial da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, e desta são transferidos os montantes necessários para o Fundo CCC. Não há mais cobrança de quotas mensais para o Fundo CCC pagas pelos agentes de distribuição, transmissão e permissionários.

No entanto, existem ainda recursos provenientes de quotas não recolhidas à época pelos agentes quotistas, parcelamentos de débitos pactuados entre a Eletrobras e agentes que contraíram débitos por não recolhimento de suas quotas e, por fim, valores resultantes de aplicações financeiras. Em 2014, foram feitos repasses da ordem de R\$ 3.401 milhões, sendo R\$ 3.046 milhões para Custo Total de Geração e o restante, R\$ 355 milhões, para as sub-rogações. A seguir, demonstramos a movimentação financeira da CCC em 2014:

Movimentação	(R\$ milhões)
Ingressos:	3.434
Arrecadação de quotas	03
Parcelamento	328
Rendimento de Aplicações Financeiras	02
Transferência do Fundo CDE	3.101
Outras Fontes	-
Aplicações:	3.401
Custo Total de Geração	3.046
Sub-rogações	355
Outras Aplicações	-

Quanto às informações sobre a realização dos empreendimentos constituídos por Sociedades de Propósito Específico – SPEs, em que pese não existir uma política geral formalmente instituída no âmbito das empresas Eletrobras sobre a forma como as subsidiárias devem estruturar os modelos de seleção de parceiros privados para empreendimentos, dado que tal processo encontra-se em aperfeiçoamento, existe uma prática das empresas que sugere um alinhamento na forma de proceder conforme a seguir.

A Eletrobras *holding*, por deliberação de seu Conselho de Administração e conforme orientação do acionista majoritário, define a participação das empresas Eletrobras em determinado leilão, seja na forma corporativa ou em parceria. O processo de seleção dos parceiros se dá por meio de chamada pública promovida pela empresa que pretende formar a parceria e institui um grupo de trabalho específico para tal fim. A chamada pública, por sua vez, é devidamente divulgada por publicação em jornais de grande circulação no Brasil e no site da empresa, a qual estabelece a sua intenção de participar em um determinado leilão e os procedimentos necessários para a pré-seleção de potenciais parceiros, com os quais, posteriormente, poderão vir a ser firmados contratos de constituição de consórcio para participação no leilão a que se refere.

O instrumento da chamada pública descreve o seu objeto, as condições para participação – dentre as quais a porcentagem de participação mínima de cada parceiro – e o procedimento que, regra geral, se desenvolve em quatro etapas, quais sejam: (i) cadastramento das empresas, (ii) pré-seleção e análise da documentação, (iii) definição do parceiro e (iv) assinatura de termo de compromisso.

Na pré-seleção e análise da documentação, respeitadas as condições individuais de cada empresa, são considerados aspectos entendidos como prioritários para a formação de parceria, tais como rentabilidade mínima aceitável para o negócio, demonstrações contábeis compatíveis com as necessidades advindas do leilão, exclusividade para os lotes da chamada, entre outras.

Ainda, com base nas exigências contidas no edital do leilão e na análise dos últimos balanços patrimoniais das empresas, é realizada a avaliação econômico-financeira, por meio da qual se observa o patrimônio líquido, os índices de liquidez, grau de endividamento, garantia de capitais de terceiros e a imobilização dos capitais permanentes.

Uma vez avaliados todos os aspectos mencionados, o grupo de trabalho recomenda à Diretoria Executiva a(s) parceria(s) mais adequada(s).

Sobre a capacidade instalada em operação e em construção, tem-se:

- a) Geração

Capacidade instalada Eletrobras 2014

Tipo	Hidráulica		Térmica		Nuclear		Eólica		Solar		Total	
	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas
Propriedade Integral	13.191,3	15	4.138,3	125	1.990,0	2	90,0	3	0,9	1	19.410,5	146
Propriedade Integral Empreendimentos sob Regime de O&M	13.909,5	19	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	13.909,5	19
Propriedade Compartilhada	7.944,2	4	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	7.944,2	4
Sociedade de Propósito Específico (SPE)	2.308,7	8	11,4	1	0,0	0	168,5	11	0,0	0	2.488,5	20
SPE em regime de O&M	402,9	1	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	402,9	1
Total Geral	37.756,6	47	4.149,7	126	1.990,0	2	258,5	14	0,93	1	44.155,7	190

Fonte: Empresas Eletrobras – Informes aos investidores

Capacidade Eletrobras 2013

Tipo	Hidráulica		Térmica		Nuclear		Eólica		Solar		Total	
	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas
Propriedade Integral	27.048,0	33,0	4.555,5	124	1.990,0	2	90,0	3	-	-	33.683,5	162
Propriedade Compartilhada	7.944,2	4,0	-	-	-	-	-	-	-	-	7.944,2	4
Sociedade de Propósito Específico (SPE)	1.287,1	8,0	11,4	1	-	0	59,8	5	-	-	1.358,3	14
Total Geral	36.279	45	4.567	125	1.990	2	150	8	-	-	42.986	180

Fonte: Empresas Eletrobras – Informes aos investidores

Capacidade Eletrobras 2012

Tipo	Hidráulica		Térmica		Nuclear		Eólica		Solar		Total	
	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas
Propriedade Integral	26.660	29	4.556	124	1.990	2	0	0	-	-	33.206	155
Propriedade Compartilhada	7.944	4	-	-	-	-	-	-	-	-	7.944	4
Sociedade de Propósito Específico (SPE)	1.061	7	11	1	-	-	103	4	-	-	1.176	12
Total Geral	35.666	40	4.567	125	1.990	2	103	4	-	-	42.325	171

Fonte: Empresas Eletrobras – Informes aos investidores

Nesta planilha foram atualizadas as informações de Santo Antônio, UHE MAUÁ, e a térmicas da Amazonas Energia

Capacidade Eletrobras 2011

Tipo	Hidráulica		Térmica		Nuclear		Eólica		Solar		Total	
	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas
Propriedade Integral	26.399,2	27	4.146,3	119	2.007,0	2	-	-	-	-	32.552,5	148
Propriedade Compartilhada	7.765,5	3	-	-	-	-	-	-	-	-	7.765,5	3
Sociedade de Propósito Específico (SPE)	815,8	6	10,6	1	-	-	64,9	3	-	-	891,3	10
Total Geral	34.980,4	36	4.156,9	120	2.007,0	2	64,9	3	0,0	0	41.209,3	161

FONTE: ANEEL

Capacidade Eletrobras 2010

Tipo	Hidráulica		Térmica		Nuclear		Eólica		Solar		Total	
	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas
Propriedade Integral	26.387	27	4.243	126	2.007	2					32.637	155
Propriedade Compartilhada	7.765	3	-	-	-	-	-	-	-	-	7.765	3
Sociedade de Propósito Específico (SPE)	689,15	5	11,43	1	-	-	-	-	-	-	700,58	6
Total Geral	34.842,00	35	4.254,25	127	2.007,00	2	0,00	0	0,00	0	41.103,25	164

FONTE: ANEEL

Capacidade instalada de geração em construção, por fonte (MW): total, própria e em associação (SPEs):

2014 (MW)			
Fonte	Corporativa	Parceria	TOTAL
UHE/PCH	28,00	17.693,32	17.721,32
UTN	1.405,00	0,00	1.405,00
EOL	228,00	1.327,53	1.555,53
UTE	590,75	0,00	590,75
	2.251,75	19.020,85	21.272,60

2013 (MW)			
Fonte	Corporativa	Parceria	TOTAL
UHE/PCH	386,20	18.750,26	19.136,46
UTN	1.405,00	0,00	1.405,00
EOL	180,00	517,04	697,04
UTE	590,75	0,00	590,75
SOL	0,93	0,00	0,93
	2.562,88	19.267,30	21.830,18

2012 (MW)			
Fonte	Corporativa	Parceria	TOTAL
UHE/PCH	468,85	19.690,29	20.159,14
UTN	1.405,00	0,00	1.405,00
EOL	180,00	613,04	793,04
UTE	590,75	0,00	590,75
	2.644,60	20.303,33	22.947,93

2011 (MW)			
Fonte	Corporativa	Parceria	TOTAL
UHE/PCH	565,00	20.126,40	20.691,40
UTN	1.350,00	0,00	1.350,00
EOL	180,00	552,70	732,70
UTE	350,00	0,00	350,00
	2.445,00	20.679,10	23.124,10

2010 (MW)			
Fonte	Corporativa	Parceria	TOTAL
UHE/PCH	565,00	20.125,00	20.690,00
UTN	1.350,00	0,00	1.350,00
EOL	180,00	363,90	543,90
UTE	350,00	0,00	350,00
	2.445,00	20.488,90	22.933,90

b) Transmissão:

Capacidade instalada de transmissão em operação (capacidade de transformação em MVA e extensão de linhas de transmissão em Km): total, própria e em associação (SPEs):

Extensão de Linhas de Transmissão e Capacidade de Transformação em Operação do Sistema Eletrobras						
		2014	2013	2012	2011	2010
Extensão de Linhas de Transmissão (230 a 750 kV) - km	Corporativo	55.062,00	53.706,00	52.516,00	52.243,00	52.148,00
	SPE*	11.570,40	7.513,00	4.312,70	3.936,00	3.475,30
	Total	66.632,40	61.219,00	56.828,70	56.179,00	55.623,30
Capacidade de Transformação - MVA	Corporativo	199.274,30	191.813,00	165.285,00	162.987,00	162.887,00
	SPE*	20.888,00	16.675,00	9.125,00	7.875,00	7.125,00
	Total	220.162,30	208.488,00	174.410,00	170.862,00	170.012,00

*Está sendo considerada a extensão total e capacidade de transformação total das SPEs.

Capacidade instalada de transmissão em construção (capacidade de transformação em MVA e extensão de linhas de transmissão em Km): total, própria e em associação (SPEs):

Extensão de Linhas de Transmissão e Capacidade de Transformação em Construção do Sistema Eletrobras

		2015	2016	2017	2018
Extensão de Linhas de Transmissão (230 a 750 kV) - km	Corporativo	799,30	1.424,60	245,00	0,00
	SPE*	2.704,10	2.190,50	847,00	2.092,00
	Total	3.503,40	3.615,10	1.092,00	2.092,00
Capacidade de Transformação - MVA	Corporativo	5.450,00	1.090,00	60,00	0,00
	SPE*	4.240,00	2.330,00	3.600,00	3.850,00
	Total	9.690,00	3.420,00	3.660,00	3.850,00

*Está sendo considerada a extensão total e capacidade de transformação total das SPEs.

c) Distribuição:

A Lei nº 9.619/98 autorizou a Eletrobras a adquirir o controle das concessionárias estaduais de distribuição de energia elétrica: Ceal, Cepisa, Ceron e Eletoacre, incluindo-as no Programa Nacional de Desestatização – PND. Mais tarde, no ano 2000, pela Medida Provisória nº 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 companhias anteriormente citadas o conjunto das chamadas Empresas Distribuidoras da Eletrobras – EDEs.

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 sesestatização dessas empresas não foi concluído.

No momento de aquisição das EDEs 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 registrada 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 a contar com apenas uma distribuidora de energia.

Em 30 de abril de 2012, por meio da Resolução Autorizativa nº 3.461 e do Despacho Aneel nº 2.422, de 24 de julho de 2012, a Aneel anuiu à alteração do controle societário direto da Boa Vista detido pela Eletronorte para a Eletrobras. Em Assembleia Geral Extraordinária de 30 de outubro de 2012 foi aprovado o aumento de capital da Boa Vista, em R\$ 363.461.356,93 (trezentos e sessenta e três milhões, quatrocentos e sessenta e um mil, trezentos e cinquenta e seis e noventa e três centavos) passando o controle acionário para a Eletrobras.

Após esses atos, o grupo das EDEs 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 uma 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 EDEs, estruturando-se para ter uma Diretoria comum composta por um Diretor-Presidente, seis Diretores e um Conselho de Administração, composto por seis membros com um núcleo comum, mantendo-se Conselhos Fiscais específicos para cada empresa. Tais medidas foram acompanhadas pela criação de uma Diretoria especializada na Eletrobras – a Diretoria de Distribuição, cujo Diretor assumiu concomitantemente a Presidência das EDEs. Essas mudanças direcionam no sentido de alcançar a reversão da atual situação de desequilíbrio econômico-financeiro de tais empresas para, em curto prazo, passar a obter resultados positivos, visando à melhoria na qualidade de atendimento ao público, a capacidade de execução de programas de investimentos para expansão e conservação dos seus ativos, bem como a modernização dos seus instrumentos de apoio tecnológico e de capital humano.

A Eletrobras, 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 Eletrobras e a postergação do pagamento da dívida resultaram em um aumento do endividamento das distribuidoras, em níveis superiores à sua efetiva capacidade de pagamento, culminando em novas autorizações para aumento o capital nas EDEs, principalmente mediante a capitalização dos créditos da Eletrobras decorrente do saldo devedor dos financiamentos.

Concomitantemente foram criadas novas regras de governança corporativa mediante a celebração de um Contrato de Metas de Desempenho Empresarial – CMDE, por meio do qual a distribuidora se comprometeu a dar cumprimento às orientações estratégicas ali definidas, visando ao atendimento de metas e resultados estabelecidos pela *holding*.

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

No exercício de 2014, em continuidade aos objetivos estratégicos e empresariais definidos no Plano Diretor de Negócios 2014 – 2018, as EDEs obtiveram resultados positivos quando comparados aos anos anteriores. Cabe ressaltar que esses resultados não foram melhores em função das adversidades impostas durante o ano, tais como:

- elevação do despacho de usinas térmicas, que provocaram uma elevação do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, em alguns momentos sem a cobertura por transferências de recursos via CDE;
- irregularidade nas transferências de recursos da CDE e, para as empresas do Norte, recursos da CCC;
- empréstimos de curto prazo celebrados com a Eletrobras, para complemento das contrapartidas do Programa Luz para Todos e para aportes de garantias na CCEE vinculados à compra de energia no curto prazo; e
- suspensão do fluxo de recursos de RGR, impactando na realização dos investimentos.

Em um ambiente econômico de 2014 apresentando diversas incertezas e com acontecimentos de repercussão relevante para o setor elétrico, o consumo de energia na rede elétrica no Brasil cresceu 2,2%, enquanto as EDEs contabilizaram um crescimento no mercado cativo de 5,9%, fornecendo 17.113 GWh para 6.658.008 consumidores. Nesse ano, foram incorporados 239.589 novos clientes, num crescimento de 3,7% em relação a 2013, atendendo a 700 municípios dos estados do Amazonas, Acre, Alagoas, Piauí, Rondônia, Goiás e do município de Boa Vista.

As redes de distribuição foram ampliadas em 2.928 km na média tensão e 1.998 km na baixa tensão. Também tiveram início importantes projetos que perfizeram um investimento de R\$ 865 milhões, em especial a ampliação do sistema de distribuição e a ampliação da rede rural no estado do Amazonas, buscando garantir o atendimento com qualidade à demanda que cresce a taxas elevadas.

No campo da responsabilidade socioambiental, no âmbito do Programa Luz para Todos, mais 19.827 domicílios rurais foram atendidos, atingindo, assim, 91% do termo de compromisso de 21.822 novas ligações para o ano de 2014.

A busca por resultados sustentáveis norteiam as ações e os compromissos institucionais das empresas, que neste período implantaram projetos para a geração de trabalho e renda, ações de promoção da cidadania e da cultura, relacionamento com a vizinhança, ações voltadas para a promoção do consumo consciente, reciclagem de materiais e promoção da equidade de gênero.

As distribuidoras faturaram um volume de energia no mercado cativo de 17.113.939 MWh, um crescimento de 5,9% quando comparado ao ano de 2013 frente à média brasileira de 2,2%.

Registramos o dinamismo da Classe Residencial, com crescimento na casa de 9%, atribuído ao aumento do número de consumidores, aumento do consumo médio pela aquisição de aparelhos eletrodomésticos e eletroeletrônicos, ações de regularização das unidades consumidoras clandestinas e com desvios de energia, além dos programas habitacionais do governo através do “Minha Casa Minha Vida” e dos esforços do Programa Luz Para Todos. Além disso, na maioria dos estados, a temperatura média durante o ano foi superior à do ano anterior provocando uma maior utilização de equipamentos de ar condicionado.

O ótimo desempenho da classe comercial foi fortemente influenciado pela ligação de vários shoppings, além do crescimento da atividade de uma forma geral e pelo aumento das atividades no setor de serviços.

O baixo desempenho da classe rural deveu-se ao regime de chuvas em Alagoas e, principalmente, pelo fato de o setor sucroalcooleiro optar por produzir energia em suas instalações de cogeração. Igualmente, a classe industrial teve um desempenho que reflete o segmento em nível nacional.

Fornecimento Consolidado

Fornecimento Consolidado de Energia Elétrica - (GWh)						
Classe	2009	2010	2011	2012	2013	2014
RESIDENCIAL	4.030	4.574	4.908	5.565	6.115	6.679
INDUSTRIAL	2.433	2.814	2.978	3.144	3.083	3.161
COMERCIAL	2.388	2.662	2.874	3.316	3.453	3.694
RURAL	508	540	586	709	739	745
PODER PÚBLICO	986	1.071	1.106	1.240	1.308	1.394
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	500	514	520	591	750	761
SERVICO PÚBLICO	553	578	591	643	643	638
PRÓPRIO	102	111	96	133	68	40
Total	11.501	12.864	13.658	15.341	16.161	17.113

Fornecimento por Empresa e Classe de Consumo 2014

ED ALAGOAS

Classe	2014
RESIDENCIAL	1.305
INDUSTRIAL	579
COMERCIAL	732
RURAL	179
PODER PÚBLICO	151
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	203
SERVICO PÚBLICO	184
PRÓPRIO	4
Total	3.336

ED PIAUÍ

Classe	2014
RESIDENCIAL	1.432
INDUSTRIAL	216
COMERCIAL	659
RURAL	142
PODER PÚBLICO	221
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	188
SERVICO PÚBLICO	154
PRÓPRIO	4
Total	3.016

ED AMAZONAS

Classe	2014
RESIDENCIAL	2.011
INDUSTRIAL	1.787
COMERCIAL	1.310
RURAL	81
PODER PÚBLICO	612
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	166
SERVICO PÚBLICO	199
PRÓPRIO	26
Total	6.191

ED RONDÔNIA

Classe	2014
RESIDENCIAL	1.157
INDUSTRIAL	526
COMERCIAL	632
RURAL	286
PODER PÚBLICO	208
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	130
SERVICO PÚBLICO	49
PRÓPRIO	5
Total	2.993

ED ACRE

Classe	2014
RESIDENCIAL	400
INDUSTRIAL	37
COMERCIAL	198
RURAL	42
PODER PÚBLICO	117
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	46
SERVICO PÚBLICO	34
PRÓPRIO	1
Total	875

ED RORAIMA

Classe	2014
RESIDENCIAL	373
INDUSTRIAL	17
COMERCIAL	162
RURAL	17
PODER PÚBLICO	85
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	28
SERVICO PÚBLICO	20
PRÓPRIO	1
Total	702

O Governo Federal, com vistas à renovação das concessões de geração, transmissão e distribuição que vencem no período de 2015 a 2017, e buscando a redução das tarifas de energia elétrica no Brasil, editou a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, regulamentada pelo Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, estabelecendo os critérios e condições para a renovação das concessões. Tendo criado as condições de renovação para a geração e a transmissão, ainda resta pendente a definição com relação às regras de renovação das concessões de distribuição.

No decorrer do exercício de 2013 foram efetivadas as Revisões Tarifárias Periódicas relativas ao Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – 3CRTP das EDEs, cujas datas base foram para Alagoas e Piauí em 28 de agosto de 2013, Amazonas e Boa Vista em 1º de novembro de 2013 e Acre e Rondônia em 30 de novembro de 2013, com resultados homologados apresentados no quadro a seguir.

Índice de Reajuste Tarifário

Índice de Reajuste Tarifário – IRT 2014	ED Acre	ED Alagoas	ED Amazonas	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima
IRT Econômico	-4,93%	26,32%	12,67%	21,16%	12,90%	13,14%
Componentes Financeiros	3,59%	12,85%	-10,50%	10,24%	5,36%	-7,87%
IRT Total	-1,34%	39,17%	2,17%	31,40%	18,26%	5,28%
Efeito Médio Consumidor Cativo (preliminar)	-15,93%	32,36%	18,62%	25,81%	-3,78%	16,95%
Subsidio – Equilíbrio Redução Tarifária (R\$)	838.861	-	237.018.990	-	-	20.361.170
Subsidio – Descontos Tarifários (R\$)	549.218	29.023.521	14.932.060	23.895.504	47.181.926	1.912.799

Em 10 de dezembro de 2014, foi expedida a Portaria Interministerial nº 652, na qual os Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda autorizaram a repactuação de dívidas da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE com os credores da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, referentes a atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos sistemas isolados, conforme dispõe o art. 3º da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009.

Em função da Lei nº 12.783, de 2013, que alterou a Lei nº 12.111, de 2009, prevendo a limitação do reembolso CCC às concessionárias de distribuição observado o nível eficiente de perdas da área de concessão, a Aneel, por intermédio da Resolução Normativa nº 630, de 11 de novembro de 2014, alterou a Resolução Normativa nº 427, de 22 de fevereiro de 2011, que estabelece os procedimentos para planejamento, formação, processamento e gerenciamento da CCC.

No decorrer do exercício de 2014, ocorreram os reajustes tarifários anuais das EDEs, cujas datas base foram para Alagoas e Piauí em 28 de agosto de 2014, Amazonas e Boa Vista em 1º de novembro de 2014, e Acre e Rondônia em 30 de novembro de 2014, com resultados homologados apresentados no quadro acima.

É importante destacar que, em função dos resultados dos reajustes tarifários homologados pela Aneel, foram apresentados pedidos de reconsideração para as EDEs Amazonas, Rondônia e Acre, o que poderá alterar para maior o índice de reajuste homologado.

No ano de 2014, as EDEs diminuíram suas perdas globais, tendo uma redução consolidada de 0,87p.p. se comparado a dezembro de 2013, saindo de 30,69% para 29,82%.

Contribuíram para decréscimo das perdas globais a continuação das ações de inspeção e regularização, junto com as medidas de Telemedição do grupo A e recadastramento da IP, além do

início do Subprojeto 3 (substituição de medidores obsoletos) e Subprojeto 5 (regularização de clandestinos) do Projeto E+.

Ao longo do ano, as empresas se depararam com dificuldades que colaboraram para o distanciamento de seus resultados finais e as metas estabelecidas. As principais situações enfrentadas foram:

1. Fatores adversos nos programas de inspeção e regularização ocasionaram a interrupção das equipes terceirizadas na ED Piauí e ED Alagoas, bem como o atraso do início das atividades de inspeções de clientes do grupo A na ED Acre;
2. Significativo aumento em áreas de invasões, onde as ações das concessionárias ficam restritas às ações de regularização fundiária por parte do poder público;
3. Os atrasos no início dos projetos do Programa Energia +, e seus ganhos associados, tendo em vista os entraves burocráticos inerentes ao financiamento junto ao Banco Mundial.

Perdas Técnicas e Não Técnicas

Empresas Eletrobras	Perdas Técnicas (%)		Perdas não Técnicas (%)		Perdas Totais (%)	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
ED Amazonas	7,77%	7,77%	29,86%	30,57%	37,63%	38,34%
ED Acre	9,85%	9,85%	13,80%	14,41%	23,65%	24,26%
ED Alagoas	10,34%	10,34%	14,47%	15,79%	24,81%	26,13%
ED Piauí	12,17%	12,17%	17,13%	17,78%	29,30%	29,97%
ED Rondônia	11,15%	11,15%	12,09%	12,82%	23,24%	23,97%
ED Roraima	7,04%	7,04%	4,49%	5,08%	11,53%	12,12%
Consolidado	9,70%	9,70%	20,12%	20,98%	29,82%	30,69%

Obs.: Os novos índices de Perdas Técnicas foram os definidos pela ANEEL no 3ºRTP

No exercício de 2014, as EDEs tiveram uma redução, de forma consolidada, no indicador de continuidade DEC de 0,2 hora quando comparado com o realizado no ano anterior, passando de 39,6 para 39,4 horas. Com relação ao indicador FEC, houve um decréscimo consolidado de 1,2 interrupção neste mesmo período, passando de 27,7 em 2013 para 26,5 em 2014.

Contribuíram para esses resultados, além das intempéries regionais, as quantidades de falhas acidentais causadas por defeito nos equipamentos utilizados, assim como o contato de árvores e animais na rede. Tais fatores, somados à indisponibilidade de equipes terceirizadas e à falta de materiais básicos para operação, como chaves fusíveis, postes, transformadores e ferragens acentuaram as situações adversas vivenciadas pelas concessionárias. Atrasos em obras para melhoramento da malha elétrica, devido à dificuldade orçamentária, também impactaram negativamente os índices de qualidade de energia elétrica.

Interrupções de Fornecimento por Consumidor (DEC) - Hora/Ano							
Ano	ED Amazonas	ED Alagoas	ED Piauí	ED Rondônia	ED Acre	ED Roraima	Sistema Eletrobras
2011	54,72	25,5	41,87	38,56	46,23	12,67	39,29
2012	60,13	26,28	34,16	31,39	65,94	11,88	38,68
2013	57,35	30,74	29,78	38,87	71,97	12,93	39,59
2014	55,02	36,50	32,96	28,95	63,87	14,70	39,37
Variação 2014x2013 (%)	-4,07%	18,74%	10,68%	-25,53%	-11,25%	13,68%	-0,57%

Frequência de Interrupções por Consumidor (FEC) - nº Interrupções/Ano							
Ano	ED Amazonas	ED Alagoas	ED Piauí	ED Rondônia	ED Acre	ED Roraima	Sistema Eletrobras
2011	51,05	16,73	29,99	28,94	45,22	20,93	31,51
2012	50,15	20,07	26,08	26,03	55,28	23,82	31,4
2013	39,37	16,05	23,4	32,45	47,45	21,53	27,75
2014	37,52	22,77	20,58	24,61	40,86	19,83	26,53
Variação 2014x2013 (%)	-4,69%	41,88%	-12,03%	-24,15%	-13,89%	-7,88%	-4,41%

Com relação à gestão da inadimplência, registramos que o ano de 2014 apresentou uma melhora desse indicador em praticamente todas as classes consumidoras, à exceção das classes públicas que foram influenciadas negativamente pela inadimplência do poder estadual e iluminação pública no Acre, pelo serviço público em Alagoas, pelo poder estadual no Amazonas, pelos poderes estadual e municipal, serviço público e iluminação pública no Piauí e pelo poder estadual e serviço público em Roraima.

As classes privadas apresentaram melhoria em razão, principalmente, do comportamento do consumidor, que vem priorizando o pagamento da fatura de energia elétrica. Atribuímos esse comportamento às diversas ações de combate à inadimplência, tais como:

- a) 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 ações judiciais, entre outras medidas de cobrança;
- b) Implantação da nova norma de parcelamento contendo a exigência mínima de 30% de entrada e amortização reduzida e calculada pelo sistema comercial sem a intervenção do atendente;
- c) Repactuação de dívidas emblemáticas e o êxito obtido nas ações judiciais;
- d) Gestão das contas de provisão e perdas com ações objetivas de negociações de débitos e da correta contabilização dos créditos.

O principal indicador que mede a inadimplência, o Inad, é obtido pela divisão da inadimplência ativa pelo faturamento anualizado e obteve o seguinte desempenho nas classes consumidoras:

Inadimplência Consolidada

Inadimplência Consolidada das Distribuidoras (R\$ mil)						
Classe	2014	2013	2012	2011	2010	Variação 2014x2013 (%)
Residencial	333.784	302.962	359.118	232.059	190.263	10,17%
Industrial	76.532	112.485	185.212	230.392	194.757	-31,96%
Comercial	122.664	115.965	153.288	134.395	113.286	5,78%
Rural	34.978	41.757	72.683	69.317	60.258	-16,24%
Poder Público	110.503	105.699	127.106	111.757	118.444	4,55%
Serviço Público	183.566	187.511	237.998	226.225	221.374	-2,10%
Iluminação Pública	26.381	22.113	37.566	37.732	52.147	19,30%
Total	888.409	888.493	1.172.971	1.041.877	950.529	-0,01%

Inadimplência por Distribuidora

ACRE - R\$ mil		ALAGOAS - R\$ mil	
RESIDENCIAL	21.984	RESIDENCIAL	61.933
INDUSTRIAL	2.384	INDUSTRIAL	18.224
COMERCIAL	9.845	COMERCIAL	21.616
RURAL	3.163	RURAL	10.460
PODER PÚBLICO MUNICIPAL	5.652	PODER PÚBLICO MUNICIPAL	13.154
PODER PÚBLICO ESTADUAL	8.923	PODER PÚBLICO ESTADUAL	2.852
PODER PÚBLICO FEDERAL	1.498	PODER PÚBLICO FEDERAL	2.149
SERVIÇO PÚBLICO	629	SERVIÇO PÚBLICO	28.146
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	8.462	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	2.742
TOTAL GERAL	62.540	TOTAL GERAL	161.277

AMAZONAS - R\$ mil		PIAUÍ - R\$ mil	
RESIDENCIAL	83.336	RESIDENCIAL	97.613
INDUSTRIAL	21.054	INDUSTRIAL	12.305
COMERCIAL	31.379	COMERCIAL	38.350
RURAL	2.598	RURAL	9.067
PODER PÚBLICO MUNICIPAL	13.403	PODER PÚBLICO MUNICIPAL	7.900
PODER PÚBLICO ESTADUAL	11.040	PODER PÚBLICO ESTADUAL	3.660
PODER PÚBLICO FEDERAL	3.188	PODER PÚBLICO FEDERAL	888
SERVIÇO PÚBLICO	20.839	SERVIÇO PÚBLICO	101.218
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	1.048	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	5.061
TOTAL GERAL	187.884	TOTAL GERAL	276.063

RONDÔNIA - R\$ mil		RORAIMA - R\$ mil	
RESIDENCIAL	54.838	RESIDENCIAL	14.079
INDUSTRIAL	22.247	INDUSTRIAL	318
COMERCIAL	19.557	COMERCIAL	1.917
RURAL	9.411	RURAL	279
PODER PÚBLICO MUNICIPAL	7.144	PODER PÚBLICO MUNICIPAL	92
PODER PÚBLICO ESTADUAL	3.262	PODER PÚBLICO ESTADUAL	21.241
PODER PÚBLICO FEDERAL	4.170	PODER PÚBLICO FEDERAL	287
SERVIÇO PÚBLICO	18.283	SERVIÇO PÚBLICO	14.453
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	9.068	ILUMINAÇÃO PÚBLICA	0
TOTAL GERAL	147.980	TOTAL GERAL	52.665

O crescimento de 138.049 novos clientes na área de concessão das empresas foi possível em função dos investimentos na expansão das redes e das ações de regularização de clandestinos, dos programas habitacionais dos governos, em especial o “Minha Casa Minha Vida”, e do Programa Luz para Todos.

Número de Clientes na Distribuição				
Empresas Eletrobras	2014	2013	2012	Crescimento
ED Acre	240.030	231.142	222.554	8.888
ED Alagoas	1.013.971	981.454	949.669	32.517
ED Amazonas	860.737	827.236	777.465	33.501
ED Piauí	1.144.330	1.102.029	1.062.094	42.301
ED Rondônia	580.859	564.892	548.553	15.967
ED Roraima	102.078	97.203	92.696	4.875
Total Eletrobras	3.942.005	3.803.956	3.653.031	138.049
Total Crescimento (%)				3,6%
Total Brasil *	77.067.700	74.678.004	72.245.578	2.636.964
Participação no Brasil (%)				5,1%

A baixa realização dos investimentos e consequente expansão do sistema no ano de 2014 deveu-se a uma sucessão de fatos que ocorreram após a supressão da RGR, a principal fonte de financiamento de que dispunham as EDEs para seus investimentos. Mesmo assim a direção das empresas tem se esforçado na busca de alternativas desde 2012, quando foram encaminhadas as primeiras cartas consulta ao BNDES, bem como as ações desenvolvidas no sentido de ter a Caixa Econômica Federal como o novo órgão financiador.

Agravando a situação, havia uma previsão de um montante de mais de R\$ 2 bilhões como fonte de financiamento para 2014. Porém, após as frustrações da maior parte dessas fontes, as EDEs passaram a contar somente com R\$ 417 milhões relativos aos valores do Banco Mundial – BIRD, o que representou apenas 21% do total. Essa frustração veio a comprometer a execução da contrapartida do Projeto Energia+, as obras de conexão do sistema de Manaus, as obras de segurança dos sistemas de AT & MT nas EDEs, bem como diversos investimentos do programa de combate às perdas elétricas.

Investimento por Distribuidora

Investimentos - Empresas Eletrobras	2014 (R\$ mil)	2013 (R\$ mil)	2012 (R\$ mil)	Varição 2014x2013 (%)
ED Acre	51.256	60.508	58.905	-15,29%
ED Alagoas	88.108	112.382	104.962	-21,60%
ED Amazonas	417.245	1.044.589	750.954	-60,06%
ED Piauí	132.433	190.311	314.648	-30,41%
ED Rondônia	155.298	173.323	225.896	-10,40%
ED Roraima	20.761	18.344	26.777	13,18%
Consolidado	865.101	1.599.457	1.482.142	-45,91%

Dados Físicos do Sistema – 2013							
Descrição	ED Acre	ED Alagoas	ED Amazonas	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima	Total
Linhas de Distribuição (230kV) - Km	0	0	360	0	0	0	360
Linhas de Distribuição (69 e 138kV) - Km	417	1.818	348	2.663	696	71	6.013
MT (13,8 e 34,5kV) - km	14.316	21.896	30.049	61.825	50.420	2.083	180.589
BT - km	3.776	17.048	13.624	21.785	5.814	1.314	63.361
Nº de subestações	15	40	25	81	57	3	221

A EBITDA das distribuidoras é :

Empresas	2012	2013	2014
ED AC	30.495	-13.944	87.322
ED AM	-92.912	208.582	458.510
ED RO	-167.094	51.422	506.559
ED RR	-40.871	-37.562	-19.131
ED AL	-11.077	-66.357	116.376
ED PI	83.902	-254.696	258.342

Ebtida Ajustado (R\$ mil) - (Resultado Operacional - Depreciação - Amortização - Provisão/Reversão)

Receita Operacional Líquida

Empresas	2012	2013	2014
ED AC	261.678	287.527	327.219
ED AM	1.351.189	1.722.909	3.220.124
ED RO	813.907	854.337	1.143.130
ED RR	172.274	175.910	192.266
ED AL	771.630	817.016	1.248.941
ED PI	908.633	822.292	1.165.448

ROL sem Receita de Construção (R\$ mil)

Evolução do Lucro/Prejuízo Líquidos

Empresas	2012	2013	2014
ED AC	-50.748	-154.667	25.930
ED AM	-1.064.330	-1.288.425	-342.735
ED RO	-206.443	-313.912	292.720
ED RR	-148.966	53.253	-51.689
ED AL	-116.889	-137.148	-95.354
ED PI	-50.892	-427.871	37.936

CEPEL

Os resultados do CEPEL são disponibilizados mediante projetos de P&D+I, pesquisas experimentais e ensaios especializados, para efetivação dos quais incide o custo global do Centro.

Deste global, cerca de 70% referem-se a custos classificados sob a rubrica de Pessoal, e o restante, de cerca de 30%, se referem às rubricas de Materiais, Serviços e Outros.

Quadro A.5.5 – Variações de custo

Produtos/ Serviços*	Custo Total de 2014	Custo Anual			Variação % Custo Anual		Redução Total em 2014 com base em 2013	Redução Total em 2014 com base em 2012
		2014	2013	2012	2014/ 2013	2014/ 2012		
Projetos de P&D+I, pesquisas experimentais e ensaios especializados	R\$ 172.003.134	R\$ 172.003.134	R\$ 190.137.646	R\$ 190.530.818	- 9,54%	-9,72%	-R\$ 18.134.512	-R\$ 18.527.684

Ref.: Planos de Dispendios Globais (PDG) do CEPEL

(*): O CEPEL não se caracteriza como entidade prestadora de serviços, seja pela sua natureza jurídico-institucional, seja pela sua atuação.

6. TÓPICOS ESPECIAIS DA EXECUÇÃO ORÇAMENTÁRIA E FINANCEIRA

6.1. Demonstração da execução de despesas

ELETOBRAS

Não se aplica à Eletrobras, por não integrar a Administração Pública direta.

CEPEL

Quadro A.6.1.1 – Programação de Despesas

(*): O CEPEL, Associação Civil, é instituição social sem fins lucrativos, regida pelo Código Civil em seus artigos 53 a 61. Nesta moldura, os seus recursos orçamentários são recursos próprios. Desta maneira, não é possível preenchimento do quadro, dado a natureza dos seus itens. Entretanto, para efeito de disponibilização das informações do seu orçamento em 2014, apresentam-se, a seguir, dados conforme os grupos de despesas pertinentes.

Programação do Orçamento (PDG) - Custeio	Custeio		
	1 – Pessoal e Encargos Sociais	2 – Juros e Encargos da Dívida	3- Outras Despesas Correntes
Inicial - 2014	123.474.257,00	1.383.206,00	72.331.618,00
Ajustes - 2014	(22.562.129,00)	(250.347,00)	169.300,00
Final - 2014 (A)	100.912.128,00	1.132.859,00	72.500.918,00
Final - 2013(B)	215.097.409,00	1.305.897,00	74.668.297,00
Variação (A/B-1)*100	- 53,09%	- 13,25%	- 2,90%
Programação do Orçamento (PDG) - Investimento	Investimento		
	4 – Investimento		
Inicial - 2014	26.125.000,00		
Ajustes - 2014	(6.875.000,00)		
Final - 2014 (A)	19.250.000,00		
Final - 2013 (B)	21.250.000,00		
Variação (A/B-1)*100	- 9,41%		

6.1.1.1 Análise Crítica:

Os ajustes a menor, de R\$ (22.562.129,00) em Pessoal e Encargos Sociais e Juros e Encargos da Dívida de R\$ (250.347,00), assim como os ajustes a maior, em Outras Despesas Correntes, de R\$ 169.300,00, ocorreram a fim de adequar as Despesas do CEPEL à redução global de R\$ 58.094.137 do seu orçamento para 2014, definido pelo seu Conselho Deliberativo. Assim, a Receita global, inicialmente aprovada em R\$ 251.985.748, foi reduzida para R\$ 193.891.610. Estes dados também podem ser encontrados nos Decretos 8.159/13 e 8.382/14.

6.1.2 Movimentação de Créditos Interna e Externa

Quadro A.6.1.2.1 – Movimentação Orçamentária Interna por Grupo de Despesa.

Não se aplica.

Quadro A.6.1.2.2 – Movimentação Orçamentária Externa por Grupo de Despesa.

Não se aplica.

6.1.3 Realização da Despesa

Quadro A.6.1.3.1 – Despesas Totais por Modalidade de Contratação – Créditos Originários Total.

O CEPEL, Associação Civil, é instituição social sem fins lucrativos, regida pelo Código Civil em seus artigos 53 a 61. Nesta moldura, não é possível preenchimento do quadro, dado a natureza dos seus itens. Entretanto, para efeito de disponibilização das informações, apresentam-se, a seguir, dados sobre as despesas pertinentes.

Modalidade de Contratação	Despesa paga	
	2014	2013
1.Modalidade de Licitação (a+b+c+d+e+f+g)	16.171.884,27	7.489.441,00
a) Convite	45.500,00	110.101,00
b) Tomada de Preços	0,00	280.831,00
c) Concorrência	0,00	0,00
d) Pregão	16.126.384,27	7.098.509,00
e) Concurso	0,00	0,00
f) Consulta	0,00	0,00
g) Regime Diferenciado de Contratações Públicas		
2.Contratações Diretas (h+i)	17.816.036,33	18.012.419,00
h) Dispensa	13.170.996,49	14.621.439,00
i) Inexigibilidade	4.645.039,84	3.390.980,00
4.Pagamento de Pessoal (k+l)	103.425.320,17	202.740.853
k) Pagamento em Folha	103.168.896,39	202.393.531
l) Diárias	256.423,78	347.322
5.Outros	0,00	0,00
6.Total (1+2+3+4+5)	137.413.240,77	228.242.713,00

Fonte: Relatórios INFO, DVSU, DP e PDG

Quadro A.6.1.3.2 – Despesas executadas diretamente pela UJ, por Modalidade de Contratação – Créditos Originários

Não se aplica.

Quadro A.6.1.3.3 – Despesas por Grupo e Elemento de Despesa - Créditos Originários – Total

Não se aplica.

Quadro A.6.1.3.4 – Despesas executadas diretamente pela UJ - Créditos Originários

Não se aplica.

Quadro A.6.1.3.5 – Despesas por Modalidade de Contratação – Créditos de Movimentação

Não se aplica.

Quadro A.6.1.3.6 – Despesas por Grupo e Elemento de Despesa - Créditos de Movimentação

Não se aplica.

INFORMAÇÃO SOBRE A EXECUÇÃO ORÇAMENTÁRIA E FINANCEIRA

EVOLUÇÃO DO PDG 2014 R\$			
RECURSOS	Revisão Aprovada Dec. 8.382 de 29/12/2014 (A)	Realizado até Dezembro 2014 (B)	Realiz. % (B/A)
RECURSOS OPERACIONAIS	193.841.677	185.102.127	95%
ELETOBRAS	119.254.527	119.254.527	100%
DEMAIS ASSOCIADOS	38.753.740	38.753.740	100%
- Eletrosul	3.000.000	3.000.000	100%
- Eletronorte	12.414.611	12.414.611	100%
- Chesf	10.924.518	10.924.518	100%
- Furnas	12.414.611	12.414.611	100%
PARTICIPANTES	1.126.359	1.126.357	100%
COLABORADORES	473.788	406.104	86%
RECURSOS PRÓPRIOS	24.950.000	13.144.788	53%
OUTROS RECURSOS	9.283.263	12.416.611	134%
RECURSOS NÃO OPERACIONAIS	50.000	170.484	341%
TOTAL DOS RECURSOS	193.891.677	185.272.611	96%
DISPÊNDIOS	Revisão Aprovada Dec. 8.382 de 29/12/2014 (A)	Realizado até Dezembro 2014 (B)	Realiz. % (B/A)
PESSOAL PERMANENTE	100.912.128	103.168.897	102%
- PESSOAL E ENCARGOS	100.912.128	103.168.897	102%
OUTROS CUSTEIOS	72.500.918	63.023.578	87%
- MATERIAIS	1.800.000	1.212.322	67%
- SERVIÇOS DE TERCEIROS	44.008.038	43.855.008	100%
- UTILIDADES	4.356.582	3.741.353	86%
- TRIBUTOS	1.485.448	1.517.002	102%
- OUTROS DISPÊNDIOS	20.850.850	12.697.893	61%
SERVIÇO DA DÍVIDA	1.132.859	1.003.645	89%
INVESTIMENTO	19.250.000	9.165.461	48%
TOTAL DE DISPÊNDIOS	193.795.905	176.361.581	91%

6.1.3.7 Análise crítica da realização da despesa

No geral, a realização do PDG se deu dentro das expectativas, tanto em Receita como em Despesas. Vale destacar, a realização de 102% do Aprovado em Pessoal Permanente, apesar dos ajustes mencionados e a admissão de 37 empregados por Seleção Pública. Em Materiais, a realização de 67 % do previsto foi resultado das ações de controle de despesas com materiais de escritório, de

laboratórios, recomposição de estoque, etc. Em Outros Dispendios, a realização de 61% do aprovado deve-se na sua maioria a não efetivação de todos os Processos trabalhistas previstos, e a contabilização de um valor menor do que o aprovado em de participação de resultados (PLR).

Vale comentar também, realização de Investimento com 48% do previsto, em razão da não concretização de algumas aquisições, por conta da não efetivação de algumas licitações previstas.

6. TÓPICOS ESPECIAIS DA EXECUÇÃO ORÇAMENTÁRIA E FINANCEIRA

6.2. Informações sobre despesas com ações de publicidade e propaganda

ELETRABRAS

Quadro A.6.2 – Despesas com Publicidade

Publicidade	Programa/Ação orçamentária	Valores empenhados	Valores pagos
Institucional	Despesas Diversas – Publicidade e Outros / Conta nº 6159910500	R\$ 33.000.000,00	R\$ 18.308.838,28
Legal	Despesas Diversas- Publicidade Oficial / conta nº 6159910300	R\$ 7.000.000,00	R\$ 3.482.880,27
Mercadológica	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx
Utilidade pública	xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx	xxxxxxxxxx

Obs: Não estão incluídos no quadro acima os valores lançados no orçamento de 2013 e pagos em 2014 no total de **R\$ 9.263.985,13**.

Nome da agência de publicidade	Contrato Número	Validade	Valor
Agência 3 Comunicação Integrada Ltda.	ECE-DAC-948/2013	26/06/2013 a 26/06/2014	R\$ 35.000.000,00
Leiaute Comunicação e Propaganda Ltda.	ECE-DAC-949/2013	26/06/2013 a 26/06/2014	R\$ 35.000.000,00
Escala Comunicação & Marketing Ltda.	ECE-DAC-901/2012	30/11/2012 a 30/11/2013	R\$ 5.000.000,00

Nome da agência de publicidade	1º Termo Aditivo	Validade	Valor
Agência 3 Comunicação Integrada Ltda.	ECE-DAC-948-A/2014	26/06/2015 a 26/06/2015	R\$ 35.000.000,00
Leiaute Comunicação e Propaganda Ltda.	ECE-DAC-949-A/2014	26/06/2015 a 26/06/2015	R\$ 35.000.000,00
Escala Comunicação & Marketing Ltda.	ECE-DAC-901-A/2013	29/11/2013 a 29/11/2014	R\$ 5.000.000,00

Nome da agência de publicidade	2º Termo Aditivo	Validade	Valor
Agência 3 Comunicação Integrada Ltda.	-	-	-
Leiaute Comunicação e Propaganda Ltda.	-	-	-
Escala Comunicação & Marketing Ltda.	ECE-DAC-901-B/2014	28/11/2014 a 28/11/2015	R\$ 2.500.000,00

Nome da agência de publicidade	Valores lançados em 2013 e pagos em 2014	Valores lançados em 2014 e pagos em 2014
Agência 3 Comunicação Integrada Ltda.	R\$ 5.197.874,32	R\$ 5.919.211,1
Leiaute Comunicação e Propaganda Ltda.	R\$ 3.910.860,60	R\$ 9.281.656,63
Escala Comunicação & Marketing Ltda.	R\$ 155.250,21	R\$ 3.107.970,55
total	9.263.985,13	18.308.838,28

Em 2014, a comunicação institucional da Eletrobras teve por foco a realização de uma campanha e ações de perfil didático com o objetivo de reforçar junto ao seu público estratégico a atuação e os projetos da empresa nas áreas de geração, transmissão e distribuição.

Além da campanha institucional – divulgada nos meios de comunicação TV fechada, *Out of Home*, internet e revista – foram realizadas ações específicas para o público estudantil (ensinos fundamental, médio e universitário) por meio conteúdo educativo (*web series*) voltado para o aprofundamento de informações relacionadas a temas recorrentes nos debates sobre energia elétrica:

1. Meio ambiente e sustentabilidade;
2. Energia: conceitos e princípios fundamentais;
3. Fontes energéticas: recursos e tecnologias de oferta de energia primária;
4. Energias renováveis: tecnologias e perspectivas brasileiras;
5. Eficiência energética nas residências e iluminação pública e nos transportes;
6. Energia, eficiência energética e qualidade de vida;
7. Furto de energia, perdas comerciais e técnicas.

Relatórios de checagem de veiculações na internet têm demonstrado um número significativo de visualizações dos conteúdos da Eletrobras na rede, fato que demonstra a boa recepção e o interesse do *target* nos assuntos apresentados.

No âmbito do “Projeto Energia+”, realizou-se a “Campanha de Perdas”, que teve por objetivo informar à população sobre os prejuízos causados quando há o desvio/uso ilegal da energia elétrica, (os chamados “gatos” e “gambiaras”). Nas mensagens, reforçou-se a informação de que as perdas de energia contribuem para o aumento da tarifa, comprometem a qualidade da energia distribuída e geram ônus para os consumidores regulares. Foram abordadas, ainda, dicas sobre o uso inteligente da energia, com o intuito de conscientizar os cidadãos a evitar o desperdício e a usar a energia com segurança.

Uma pesquisa de *recall*, realizada após a veiculação da “Campanha de Perdas”, demonstrou resultados positivos no tocante à avaliação do público sobre a Eletrobras. Os resultados mostraram ainda índices expressivos de lembrança da campanha nos estados do Acre e de Rondônia. Os dados da pesquisa auxiliaram também no mapeamento dos pontos a melhorar no conteúdo e na estratégia de mídia das próximas campanhas.

CEPEL

Publicidade	Programa/Ação orçamentária	Valores empenhados	Valores pagos
Institucional	17.487,00	0,00	70.504,00
Legal	225.675,00	0,00	140.294,00
Mercadológica	11.632,00	0,00	6.966,00
Utilidade pública	0,00	0,00	0,00

6. TÓPICOS ESPECIAIS DA EXECUÇÃO ORÇAMENTÁRIA E FINANCEIRA

6.5. Transferência de recursos

ELETRABRAS

6.5.1. Relação dos Instrumentos de Transferência Vigentes no Exercício

Quadro A.6.5.1 – Caracterização dos instrumentos de transferências vigentes no exercício de referência

Posição em
31.12.2014

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras									
CNPJ: 000011800002-07					UG/GESTÃO: Departamento de Engenharia e Meio Ambiente				
Informações sobre as Transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Globa l	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o Exercício	Início	Fim	
1 - Convênio	ECV – 001/2013	P.M. Hulha Negra CNPJ: 94.702.784/001-43	R\$ 233.307,95	R\$ 19.875,00	0,00	R\$ 182.632,59	1º/06/2013	31/05/2015	1
4 – Termo de Compromisso		P.M. de Candiota CNPJ: 94.702.818/001-08	100.000,00	0,00	0,00	0,00	19/12/2014	18/12/2015	1

LEGENDA

Modalidade:	Situação da Transferência:
1 - Convênio	1 - Adimplente
2 - Contrato de Repasse	2 - Inadimplente
3 - Termo de Cooperação	3 - Inadimplência Suspensa
4 - Termo de Compromisso	4 - Concluído
	5 - Excluído
	6 - Rescindido
	7 - Arquivado

Fonte: Departamento de Engenharia e Meio Ambiente

Quadro A.6.5.1 – Caracterização dos instrumentos de transferências vigentes no exercício de referência

Posição em
31.12.2014

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras									
CNPJ: 000011800002-07					UG/GESTÃO: Diretoria de Transmissão				
Informações sobre as Transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Globa l	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o Exercício	Início	Fim	
1	ECV-PR-001/2011	040 711060001-37 0264682900037	R\$13.250.000,0	R\$5.350.000,00	-	R\$6300.0000	05.10.2011	05.10.2015	1

LEGENDA

Modalidade:	Situação da Transferência:
1 - Convênio	1 - Adimplente
2 - Contrato de Repasse	2 - Inadimplente
3 - Termo de Cooperação	3 - Inadimplência Suspensa
4 - Termo de Compromisso	4 - Concluído

	5 - Excluído
	6 - Rescindido
	7 - Arquivado

Fonte: Diretoria de Transmissão

**Quadro A.6.5.1 – Caracterização dos instrumentos de transferências vigentes
no exercício de referência**

Posição em
31.12.2014

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras									
CNPJ: 000011800002-07					UG/GESTÃO: Superintendência de Eficiência Energética (PF)				
Informações sobre as Transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Globa l	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o Exercício	Início	Fim	
1	ECV-DTP-002-2011 (UFMG/FUNDEP)	18.720.938/001-41	776.292,55	135.600,00	213.000,00	640.692,55	16/12/2011	15/12/2014	1
1	ECV-314-2010 (UFRN/FUNPEC)	08.469.280/001-93	6.746.569,23	1.147.143,00	1.515.497,42	4.841.677,52	15/04/2010	14/04/2015	1
1	ECV-DTP-001-2012 (UFSC/FEEESC)	82.895.327/001-33	4.352.757,52	821.647,52	890.340,00	2.570.920,00	25/04/2012	24/04/2016	1
1	ECV-DTP-001/2011 (ELETRO NORTE)	00.357.038/001-16	693.810,00	113.610,00	145.050,00	580.200,00	25/02/2011	24/02/2015	1
1	ECV-876/2001 (SMA-SP)	56.089.790/001-88	708.000,00	258.000,00	0,00	450.000,00	26/10/2001	25/10/2003	7
1	ECV-933/2003 (UFJF/FADEPE)	00.703.697/001-67	279.800,00	0,00	0,00	279.800,00	15/12/2003	14/12/2004	7
1	ECV-937/2003 (UFPEL/FDMS)	03.703.102/001-61	150.152,10	0,00	0,00	150.152,10	18/12/2003	17/12/2004	7
1	ECV-940/2003 (LAMOTRIZ) (UFPA/FADESP)	05.572.870/001-59	416.914,00	0,00	0,00	416.914,00	17/12/2003	16/12/2004	7
1	ECV-946/2003 (LAMOTRIZ) (UFMT)	04.845.150/001-57	416.914,00	0,00	0,00	416.914,00	18/12/2003	17/12/2004	7
1	ECV-023/2004 (LAMOTRIZ)	54.182.239/001-08	401.659,00	0,00	0,00	401.659,00	04/11/2004	03/11/2008	7

	(UFSJ/FAUF)								
1	ECV-024/2004 (LAMOTRIZ) (UFMS/FADEMS)	15.461.510/001-33	416.914,00	0,00	0,00	416.914,00	04/11/2004	03/11/2007	7
1	ECV-027/2004 (UFF/FEC)	03.438.229/001-09	487.000,00	122.000,00	0,00	365.000,00	03/11/2004	02/11/2006	7
1	ECV-032/2004 (LAMOTRIZ) (CEFET/FUNDETEC)	03.640.276/001-22	416.914,00	0,00	0,00	416.914,00	17/12/2004	16/12/2007	2
1	ECV-033/2004 (UFAL/FUNDEPES)	12.449.880/001-67	686.375,93	172.555,93	0,00	513.820,00	14/12/2004	11/12/2008	1
1	ECV-040/2004 (UFMG/FUNDEP)	18.720.938/001-41	221.130,60	0,00	0,00	221.130,60	31/12/2004	30/12/2007	7
1	ECV-048/2004 (UFPB/FUNAPE)	09.185.398/001-52	800.000,00	0,00	0,00	800.000,00	20/01/2005	19/01/2008	7
1	ECV-049/2004 (UFMS/FADEMS)	04.038.171/001-60	800.000,00	0,00	0,00	800.000,00	30/12/2004	29/12/2007	1
1	ECV-050/2004 (UFMG/FUCO)	18.218.909/001-86	800.000,00	0,00	0,00	800.000,00	30/12/2004	29/12/2007	7
1	ECV-051/2004 (UFPA/FADESP)	05.572.870/001-59	800.000,00	0,00	0,00	800.000,00	30/12/2004	29/12/2007	7
1	ECV-052/2004 (UFPR/FUNPAR)	78.350.188/001-95	800.000,00	0,00	0,00	800.000,00	30/12/2004	29/12/2007	7
1	ECV-149/2005 (PUC-RS)	88.630.413/002-81	1.003.000,00	516.000,00	0,00	487.000,00	02/01/2006	01/01/2008	1
1	ECV-191/2006 (LAMOTRIZ) (UNESP/FECE)	48.031.918/001-24	526.250,00	106.250,00	0,00	420.000,00	01/09/2006	31/08/2009	7

1	ECV-192/2006 (FIEB/IEL)	15.244.114/001-54	894.880,00	223.720,00	0,00	671.160,00	27/07/2006	26/07/2010	7
1	ECV-224/2006 (UFJF/FADEPE)	00.703.697/001-67	1.316.696,08	119.664,64	0,00	1.196.996,44	29/12/2006	28/12/2009	7
1	ECV-228/2006 (UFRGS/FAURGS)	74.704.008/001-75	1.165.862,12	233.200,00	0,00	932.662,12	18/12/2006	17/12/2009	7
1	ECV-230/2006 (UFPB/FUNAPE)	09.185.398/001-52	1.890.679,41	380.000,00	0,00	1.510.679,41	28/12/2006	27/12/2009	1
1	ECV-232/2006 (UNESP)	48.031.918/001-24	934.227,16	432.000,00	0,00	502.227,16	19/03/2007	18/03/2011	7
1	ECV-231/2007 (CNI)	33.665.126/001-34	2.667.720,60	714.160,60	0,00	1.953.560,00	28/02/2007	26/02/2011	7
1	ECV-244/2007 (LAMOTRIZ) (UCS-FUCS-RS)	88.648.761/001-03	900.580,00	145.790,00	0,00	754.790,00	08/08/2007	07/08/2010	7
1	ECV-256/2007 (CEPEL)	42.288.886/001-60	816.000,00	414.000,00	0,00	402.000,00	28/12/2007	27/12/2010	7
1	ECV-271/2008 (UFSC/FEEESC)	82.895.327/001-33	2.651.661,92	1.014.465,50	0,00	1.309.875,00	19/08/2010	19/02/2012	1
1	ECV-273/2008 (Eletronorte)	00357038/001-16	40.860,00	9.100,00	0,00	31.760,00	01/12/2008	30/11/2009	7
1	ECV-280/2008 (UFF/FEC)	03.438.229/001-09	3.933.991,13	2.258.641,20	0,00	796.796,24	02/12/2008	01/12/2011	1
1	ECV-294/2009 (IBAM-RJ)	33.645.482/001-96	606.883,00	111.243,00	0,00	495.640,00	05/08/2009	03/08/2011	1
1	ECV-308/2009 (USP/FUSP)	68.314.830/001-27	2.075.262,00	589.060,00	0,00	1.486.202,00	18/12/2009	17/12/2012	4
3	ACT-OLADE 12/12/2012	RUC (Reg. Único de Contribuinte) 1791791320001 OLADE	497.131,95	397.705,56	0,00	99.426,39	12/12/2012	11/06/2014	1

1	ECV 291/09 – (UNESP)	48.031.918/003-96	5.207.139,80	1.947.448,96	0,00	3.259.690,84	16/07/09	15/07/14	7
1	ECV DTD 001/10 – (Instituto UMA)	07.749.605/001-29	3.976.046,60	1.030.905,60	0,00	1.972.054,00	30/12/10	30/12/15	1
1	ECV DTD 002/11 – (UFMG/Fundação PaqTcPB)	09.261.843/001-16	5.915.941,66	915.070,76	0,00	3.338.323,90	16/02/11	16/02/16	1
1	ECV PFD 001/12 – (UNIFEL/FAPEPE)	00.662.065/001-00	2.623.530,53	394.938,46	0,00	1.728.073,80	28/09/12	27/09/16	1
1	ECV 074-B/08 – (UFMG/Fundação PaqTcPB)	09.261.843/001-16	717.464,52	273.096,72	0,00	444.367,80	01/11/05	30/10/09	7
1	ECV 075-C/08 – (UFPA/FUNAPE)	09.185.398/001-52	922.538,62	228.187,00	0,00	681.951,62	16/11/05	15/11/09	7
1	ECV 174-A/07 – (UFPA/FADESP)	05.572.870/001-59	4.156.944,39	1.119.844,00	0,00	3.037.100,39	12/06/06	11/06/10	7
1	ECV 184-A/08 – (PUC-MG/SMC)	17.178.195/001-67	1.072.277,00	160.000,00	0,00	912.277,00	09/10/06	08/10/09	7
1	ECV 275/08 – (UNIFEL)	21.040.001/001-30	875.946,72	146.400,00	0,00	729.546,72	11/09/08	10/09/11	7
1	ECV 199-A/08 – (ELETRO NORTE)	00.357.038/001-16	1.615.732,50	468.170,00	0,00	986.312,50	18/10/06	17/10/09	4

LEGENDA

Modalidade:	Situação da Transferência:
1 - Convênio	1 - Adimplente
2 - Contrato de Repasse	2 - Inadimplente
3 - Termo de Cooperação	3 - Inadimplência Suspensa
4 - Termo de Compromisso	4 - Concluído
	5 - Excluído
	6 - Rescindido
	7 - Arquivado

Fonte: Superintendência de Eficiência Energética (PF)

Obs.

- 1) A OLADE é um Organismo Internacional com sede em Quito/Equador.
- 2) O fechamento de câmbio da operação da OLADE (US\$ 250,000.00) foi realizado em 18/03/2013 pela Eletrobras (US\$ 200,000.00) e OLADE (US\$ 50,000.00), sendo:
 - a) conversão em Reais: US\$ 50,000.00 * 1,981 R\$/US\$..... = R\$ 99.050,00
 - b) IOF (0,38%).....: R\$ 99.050,00 + (0,38%) * R\$ 99.050,00 = R\$ 99.426,39(valor final)
 - c) conversão em Reais: US\$ 200,000.00 * 1,981 R\$/US\$..... = R\$ 396.200,00
 - d) IOF (0,38%).....: R\$ 396.200,00+ (0,38%) * R\$ 396.200,00= R\$ 397.705,56(valor final)

- 3) O processo de doação do convênio ECV-308/2009 (USP/FUSP) foi concluído em 2014. A USP “abriu mão” da **ECO-HOUSE** e a Eletrobras elaborou o processo de doação desse equipamento para a Eletrosul.
- 4) Os instrumentos de transferência de recursos classificados como “arquivados” (código 7) estão em processo de doação.

**Quadro A.6.5.1 – Caracterização dos instrumentos de transferências vigentes
no exercício de referência**

Posição em
31.12.2014

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras									
CNPJ: 000011800002-07					UG/GESTÃO: Departamento de Desenvolvimento de Eficiência Energética (PFD)				
Informações sobre as Transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Globa 1	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o Exercício	Início	Fim	
1	ECV 291/09-(UNESP)	48.031.918/0003-96	5.207.139,80	1.947.448,96	0,00	3.259.690,84	16/07/09	15/07/14	7
1	ECV DTD 001/10 (Instituto UMA)	07.749.605/0001-29	3.976.046,60	1.030.905,60	0,00	1.972.054,00	30/12/10	30/12/15	1
1	ECV DTD 002/11 (UFCG/Fundação PaqTcPB)	09.261.843/0001-16	5.915.941,66	915.070,76	0,00	3.338.323,90	16/02/11	16/02/16	1
1	ECV PFD 001/12 (UNIFEL/APEPE)	00.662.065/0001-00	2.623.530,53	394.938,46	0,00	1.728.073,80	28/09/12	27/09/16	1
1	ECV 074-B/08 (UFCG/Fundação PaqTcPB)	09.261.843/0001-16	717.464,52	273.096,72	0,00	444.367,80	01/11/05	30/10/09	7
1	ECV 075-C/08 (UFPB/FUNAPE)	09.185.398/0001-52	922.538,62	228.187,00	0,00	681.951,62	16/11/05	15/11/09	7
1	ECV 174-A/07 (UFPB/FADESP)	05.572.870/0001-59	4.156.944,39	1.119.844,00	0,00	3.037.100,39	12/06/06	11/06/10	7
1	ECV 184-A/08 (PUC-MG/SMC)	17.178.195/0001-67	1.072.277,00	160.000,00	0,00	912.277,00	09/10/06	08/10/09	7
1	ECV 275/08 (UNIFEL)	21.040.001/0001-30	875.946,72	146.400,00	0,00	729.546,72	11/09/08	10/09/11	7
1	ECV 199-A/08 (ELETRONORTE)	00.357.038/0001-16	1.615.732,50	468.170,00	0,00	986.312,50	18/10/06	17/10/09	4

LEGENDA	
Modalidade:	Situação da Transferência:
1 - Convênio	1 - Adimplente
2 - Contrato de Repasse	2 - Inadimplente
3 - Termo de Cooperação	3 - Inadimplência Suspensa
4 - Termo de Compromisso	4 - Concluído
	5 - Excluído
	6 - Rescindido
	7 - Arquivado

Fonte: Departamento de Desenvolvimento de Eficiência Energética (PFD)

Obs. Os instrumentos de transferência de recursos classificados como “arquivados” (código 7) estão em processo de doação.

Quadro A.6.5.1 – Caracterização dos instrumentos de transferências vigentes no exercício de referência

Posição em
31.12.2014

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras									
CNPJ: 000011800002-07					UG/GESTÃO: Assessoria Corporativa de Novos Negócios em Eficiência Energética (PFE)				
Informações sobre as Transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Globa 1	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o Exercício	Início	Fim	
3	ACT-OLADE-12/12/2012	RUC (Registro Único de Contribuinte) 1791791320 001 OLADE	497.131,95	397.705,56	0	99.426,39	12/12/2012	11/06/2014	1

LEGENDA

Modalidade:	Situação da Transferência:
1 - Convênio	1 - Adimplente
2 - Contrato de Repasse	2 - Inadimplente
3 - Termo de Cooperação	3 - Inadimplência Suspensa
4 - Termo de Compromisso	4 - Concluído
	5 - Excluído
	6 - Rescindido
	7 - Arquivado

Fonte: Assessoria Corporativa de Novos Negócios em Eficiência Energética (PFE)

Obs.

1) A OLADE é um Organismo Internacional com sede em Quito/Equador.

2) O fechamento de câmbio dessa operação (US\$ 250,000.00) foi realizado em 18/03/2013 pela Eletrobras (US\$ 200,000.00) e OLADE (US\$ 50,000.00), sendo:

a) conversão em reais: US\$ 50,000.00 * 1,981 R\$/US\$..... = R\$ 99.050,00

b) IOF (0,38%).....: R\$ 99.050,00 + (0,38%) * R\$ 99.050,00 = R\$ 99.426,39 (valor final)

c) conversão em reais: US\$ 200,000.00 * 1,981 R\$/US\$..... = R\$ 396.200,00

d) IOF (0,38%).....: R\$ 396.200,00+ (0,38%) * R\$ 396.200,00= R\$ 397.705,56 (valor final)

**Quadro A.6.5.1 – Caracterização dos instrumentos de transferências vigentes
no exercício de referência**

Posição em
31.12.2014

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras									
CNPJ: 000011800002-07				UG/GESTÃO: Departamento de Projetos de Eficiência Energética (PFP)					
Informações sobre as Transferências									
Modalidade	Nº do instrumento	Beneficiário	Valores Pactuados		Valores Repassados		Vigência		Sit.
			Globa l	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o Exercício	Início	Fim	
1	ECV-DTP-002-2011 (UFMG/FUNDEP)	18.720.938/001-41	776.292,55	135.600,00	213.000,00	640.692,55	16/12/2011	15/12/2014	1
1	ECV-314-2010 (UFRN/FUNPEC)	08.469.280/001-93	6.746.569,23	1.147.143,00	1.515.497,42	4.841.677,52	15/04/2010	14/04/2015	1
1	ECV-DTP-001-2012 (UFSC/FEEESC)	82.895.327/001-33	4.352.757,52	821.647,52	890.340,00	2.570.920,00	25/04/2012	24/04/2016	1
1	ECV-DTP-001/2011 (ELETRO NORTE)	00.357.038/001-16	693.810,00	113.610,00	145.050,00	580.200,00	25/02/2011	24/02/2015	1
1	ECV-876/2001 (SMA-SP)	56.089.790/001-88	708.000,00	258.000,00	0,00	450.000,00	26/10/2001	25/10/2003	7
1	ECV-933/2003 (UFJF/FADEPE)	00.703.697/001-67	279.800,00	0,00	0,00	279.800,00	15/12/2003	14/12/2004	7
1	ECV-937/2003 (UFPEL/FDMS)	03.703.102/001-61	150.152,10	0,00	0,00	150.152,10	18/12/2003	17/12/2004	7
1	ECV-940/2003 (LAMOTRIZ) (UFPA/FADESP)	05.572.870/001-59	416.914,00	0,00	0,00	416.914,00	17/12/2003	16/12/2004	7
1	ECV-946/2003 (LAMOTRIZ) (UFMT)	04.845.150/001-57	416.914,00	0,00	0,00	416.914,00	18/12/2003	17/12/2004	7
1	ECV-023/2004 (LAMOTRIZ) (UFSJ/FAUF)	54.182.239/001-08	401.659,00	0,00	0,00	401.659,00	04/11/2004	03/11/2008	7
1	ECV-	15.461.510/0	416.9	0,00	0,00	416.914,00	04/11/20	03/11/20	7

	024/2004 (LAMOTRIZ) (UFMS/FADEMS)	001-33	14,00				04	07	
1	ECV-027/2004 (UFF/FEC)	03.438.229/001-09	487.000,00	122.000,00	0,00	365.000,00	03/11/2004	02/11/2006	7
1	ECV-032/2004 (LAMOTRIZ) (CEFET/FUNDETEC)	03.640.276/001-22	416.914,00	0,00	0,00	416.914,00	17/12/2004	16/12/2007	2
1	ECV-033/2004 (UFAL/FUNDEPES)	12.449.880/001-67	686.375,93	172.555,93	0,00	513.820,00	14/12/2004	11/12/2008	1
1	ECV-040/2004 (UFMG/FUNDEP)	18.720.938/001-41	221.130,60	0,00	0,00	221.130,60	31/12/2004	30/12/2007	7
1	ECV-048/2004 (UFPB/FUNAPE)	09.185.398/001-52	800.000,00	0,00	0,00	800.000,00	20/01/2005	19/01/2008	7
1	ECV-049/2004 (UFMS/FADEMS)	04.038.171/001-60	800.000,00	0,00	0,00	800.000,00	30/12/2004	29/12/2007	1
1	ECV-050/2004 (UFMG/FUCO)	18.218.909/001-86	800.000,00	0,00	0,00	800.000,00	30/12/2004	29/12/2007	7
1	ECV-051/2004 (UFPA/FADESP)	05.572.870/001-59	800.000,00	0,00	0,00	800.000,00	30/12/2004	29/12/2007	7
1	ECV-052/2004 (UFPR/FUNPAR)	78.350.188/001-95	800.000,00	0,00	0,00	800.000,00	30/12/2004	29/12/2007	7
1	ECV-149/2005 (PUC-RS)	88.630.413/002-81	1.003.000,00	516.000,00	0,00	487.000,00	02/01/2006	01/01/2008	1
1	ECV-191/2006 (LAMOTRIZ) (UNESP/FECE)	48.031.918/001-24	526.250,00	106.250,00	0,00	420.000,00	01/09/2006	31/08/2009	7
1	ECV-192/2006 (FIEB/IEL)	15.244.114/001-54	894.880,00	223.720,00	0,00	671.160,00	27/07/2006	26/07/2010	7
1	ECV-224/2006	00.703.697/001-67	1.316.696,00	119.664,64	0,00	1.196.996,44	29/12/2006	28/12/2009	7

	(UFJF/FA DEPE)		8						
1	ECV-228/2006 (UFRGS/FAURGS)	74.704.008/001-75	1.165.862,12	233.200,00	0,00	932.662,12	18/12/2006	17/12/2009	7
1	ECV-230/2006 (UFPB/FUNAPE)	09.185.398/001-52	1.890.679,41	380.000,00	0,00	1.510.679,41	28/12/2006	27/12/2009	1
1	ECV-232/2006 (UNESP)	48.031.918/001-24	934.227,16	432.000,00	0,00	502.227,16	19/03/2007	18/03/2011	7
1	ECV-231/2007 (CNI)	33.665.126/001-34	2.667.720,60	714.160,60	0,00	1.953.560,00	28/02/2007	26/02/2011	7
1	ECV-244/2007 (LAMOTRIZ) (UCS-FUCS-RS)	88.648.761/001-03	900.580,00	145.790,00	0,00	754.790,00	08/08/2007	07/08/2010	7
1	ECV-256/2007(CEPEL)	42.288.886/001-60	816.000,00	414.000,00	0,00	402.000,00	28/12/2007	27/12/2010	7
1	ECV-271/2008 (UFSC/FEESC)	82.895.327/001-33	2.651.661,92	1.014.465,50	0,00	1.309.875,00	19/08/2010	19/02/2012	1
1	ECV-273/2008 (Eletronorte)	00357038/001-16	40.860,00	9.100,00	0,00	31.760,00	01/12/2008	30/11/2009	7
1	ECV-280/2008 (UFF/FEC)	03.438.229/001-09	3.933.991,13	2.258.641,20	0,00	796.796,24	02/12/2008	01/12/2011	1
1	ECV-294/2009 (IBAM-RJ)	33.645.482/001-96	606.883,00	111.243,00	0,00	495.640,00	05/08/2009	03/08/2011	1
1	ECV-308/2009 (USP/FUSP)	68.314.830/001-27	2.075.262,00	589.060,00	0,00	1.486.202,00	18/12/2009	17/12/2012	4

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

Fonte: Departamento de Projetos de Eficiência Energética (PFP)

Obs.

1) O processo de doação do convênio ECV-308/2009 (USP/FUSP) foi concluído em 2014. A USP “abriu mão” da **ECO-HOUSE** e a Eletrobras elaborou o processo de doação desse equipamento para a Eletrosul.

2) Os instrumentos de transferência de recursos classificados como “arquivados” (código 7) estão em processo de doação.

Quadro A.6.5.1 – Caracterização dos instrumentos de transferências vigentes no exercício de referência

Posição em 31.12.2014

Unidade Concedente ou Contratante									
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras									
CNPJ: 000011800002-07					UG/GESTÃO: Diretoria de Geração (DG)				
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, ECV- 277-C/2013)	Empreendimentos Energéticos Binacionales S.A – EBISA - IGJ nº 1.346 (código argentino)	R\$58.521.470,00 Composto por R\$27.604.500,00 (taxa de câmbio vigente em 06/08/2008 – DEL-104/2008) + R\$30.916.970,00 (taxa de câmbio vigente em 18/06/2010 – RES-744/2010)	R\$29.260.735,00 Composto por R\$13.802.250,00 (taxa de câmbio vigente em 06/08/2008 – DEL-104/2008) + R\$15.458.485,00 (taxa de câmbio vigente em 18/06/2010 – RES-744/2010)	2.005.018,39	8.411.530,16	01/09/2008	01/09/2018	1
1	ECV-303/2009 (Aditivos ECV- 303-A/2010, ECV- 303-B/2010, ECV- 277-C/2013)	Empreendimentos Energéticos Binacionales S.A – EBISA - IGJ nº 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)	2.015.012,80	3.838.355,46	22/10/2009	22/08/2017	1

1	ECV-316/2010 (Aditivos ECV-316-A/2011, ECV-316-B/2014)	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A – Eletronorte - CNPJ nº 00.357.038/0001-16	R\$15.550.000,00	R\$6.700.000,00	660.000,00	6.411.565,44	29/04/2010	16/07/2014	4
5	BRA/IICA/09/001	IICA	9.534.030,00	Não há.	1.800.000,00	9.013.530,00	18/03/2009	18/03/2016	1

LEGENDA

Modalidade:	Situação da Transferência:
1 - Convênio	1 - Adimplente
2 - Contrato de Repasse	2 - Inadimplente
3 - Termo de Cooperação	3 - Inadimplência Suspensa
4 - Termo de Compromisso	4 - Concluído
	5 - Excluído
	6 - Rescindido
	7 - Arquivado

Fonte: Diretoria de Geração (DG)

Quadro A.6.5.2 – Resumo dos instrumentos celebrados pela UJ nos três últimos exercícios

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome:	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras					
CNPJ:	000011800002-07					
UG/GESTÃO:	Departamento de Engenharia e Meio Ambiente					
Modalidade	Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício			Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00)		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Convênio		1	-		R\$ 182.632,59	-
Contrato de Repasse						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso	1		-	R\$ 100.000,00		
Totais	1	1	-	R\$ 100.000,00	R\$ 182.632,59	-

Fonte: Departamento de Engenharia e Meio Ambiente.

Quadro A.6.5.2 – Resumo dos instrumentos celebrados pela UJ nos três últimos exercícios

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome:	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras					
CNPJ:	000011800002-07					
UG/GESTÃO:	Diretoria de Transmissão					
Modalidade	Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício			Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00)		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Convênio						R\$ 6.300.000,00
Contrato de Repasse						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
Totais						

Fonte: Diretoria de Transmissão.

Quadro A.6.5.2 – Resumo dos instrumentos celebrados pela UJ nos três últimos exercícios

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome:	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras					
CNPJ:	000011800002-07					
UG/GESTÃO:	Superintendência de Eficiência Energética (PF)					
Modalidade	Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício			Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00)		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Convênio	1	2	4	2.763.887,42	3.584.579,72	8.452.949,20
Contrato de Repasse						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
Totais	1	2	4	2.763.887,42	3.584.579,72	8.452.949,20

Fonte: Superintendência de Eficiência Energética (PF).

Quadro A.6.5.2 – Resumo dos instrumentos celebrados pela UJ nos três últimos exercícios

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome:	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras					
CNPJ:	000011800002-07					
UG/GESTÃO:	Departamento de Desenvolvimento de Eficiência Energética (PFD)					
Modalidade	Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício			Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00)		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Convênio	0	0	1	0,00	619.025,47	4.934.004,33
Contrato de Repasse						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
Totais	0	0	1	0,00	619.025,47	4.934.004,33

Fonte: Departamento de Desenvolvimento de Eficiência Energética (PFD)

Quadro A.6.5.2 – Resumo dos instrumentos celebrados pela UJ nos três últimos exercícios

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome:	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras					
CNPJ:	000011800002-07					
UG/GESTÃO:	Assessoria Corporativa de Novos Negócios em Eficiência Energética (PFE)					
Modalidade	Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício			Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00)		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Convênio						
Contrato de Repasse						
Termo de Cooperação	0	1	0	0,00	99.426,39	0,00
Termo de Compromisso						
Totais	0	1	0	0,00	99.426,39	0,00

Fonte: Assessoria Corporativa de Novos Negócios em Eficiência Energética (PFE).

Quadro A.6.5.2 – Resumo dos instrumentos celebrados pela UJ nos três últimos exercícios

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome:	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras					
CNPJ:	000011800002-07					
UG/GESTÃO:	Departamento de Projetos em Eficiência Energética (PFP)					
Modalidade	Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício			Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00)		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Convênio	1	1	3	2.763.887,42	2.866.127,86	3.518.944,87
Contrato de Repasse						
Termo de Cooperação						
Termo de Compromisso						
Totais	1	1	3	2.763.887,42	2.866.127,86	3.518.944,87

Fonte: Departamento de Projetos em Eficiência Energética (PFP).

Quadro A.6.5.2 – Resumo dos instrumentos celebrados pela UJ nos três últimos exercícios

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome:	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras					
CNPJ:	000011800002-07					
UG/GESTÃO:	Diretoria de Geração (DG)					
Modalidade	Quantidade de Instrumentos Celebrados em Cada Exercício			Montantes Repassados em Cada Exercício, Independentemente do ano de Celebração do Instrumento (em R\$ 1,00)		
	2014	2013	2012	2014	2013	2012
Convênio	1 ^A	2 ^B	-	4.680.031,19	4.548.239,93	902.469,54
Contrato de Repasse	-	-	-		-	-
Termo de Cooperação	-	-	-		-	-
Termo de Compromisso	-	-	-		-	-
Totais	0	0	0	1.800.000,00	2.500.000,00	2.000.000,00

Fonte: Diretoria de Geração (DG).

Observações:

A – Aditivo ECV-316-B/2014 ao convênio ECV-316/2010.

B – Aditivos ECV-277-C/2013 e ECV-303-C/2013 aos convênios ECV-277/2008 e ECV-303/2009.

Quadro A.6.5.3 – 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: 000011800002-07		UG/GESTÃO: Departamento de Engenharia e Meio Ambiente		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montante Repassados	Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
		Convênios	Contratos de Repasse	
2014	Contas Prestadas	Quantidade	1	
		Montante Repassado	0,00	
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade		
		Montante Repassado		
2013	Contas Prestadas	Quantidade	0	
		Montante Repassado	R\$ 182.632,59	
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade		
		Montante Repassado		
2012	Contas Prestadas	Quantidade	-	

		Montante Repassado	-	
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade		
		Montante Repassado		
Anteriores a 2012	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	-	
		Montante Repassado	-	

Fonte: Departamento de Engenharia e Meio Ambiente

Quadro A.6.5.3 – 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: 000011800002-07		UG/GESTÃO: Diretoria de Transmissão		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montante Repassados	Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
		Convênios	Contratos de Repasse	
2014	Contas Prestadas	Quantidade		
		Montante Repassado		
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade		
		Montante Repassado		
2013	Contas Prestadas	Quantidade		
		Montante Repassado		
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade		
		Montante Repassado		
2012	Contas Prestadas	Quantidade	1	
		Montante Repassado	R\$ 3.000.000,00	
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	1	
		Montante Repassado	R\$ 3.300.000,00	
Anteriores a 2012	Contas NÃO Prestadas	Quantidade		
		Montante Repassado		

Fonte: Diretoria de Transmissão

Quadro A.6.5.3 – 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: 000011800002-07		UG/GESTÃO: Superintendência de Eficiência Energética (PF)		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montante Repassados	Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
		Convênios	Contratos de Repasse	
2014	Contas Prestadas	Quantidade	2	
		Montante Repassado	3.359.117,23	
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0	
		Montante Repassado	0,00	
2013	Contas Prestadas	Quantidade	6	
		Montante Repassado	5.286.257,27	
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0	
		Montante Repassado	0,00	
2012	Contas Prestadas	Quantidade	6	
		Montante Repassado	5.432.403,52	
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0	
		Montante Repassado	0,00	
Anteriores a 2012	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0	
		Montante Repassado	0,00	

Fonte: Superintendência de Eficiência Energética (PF)

Quadro A.6.5.3 – 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: 000011800002-07		UG/GESTÃO: Departamento de Desenvolvimento de Eficiência Energética (PFD)		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montante Repassados	Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
		Convênios	Contratos de Repasse	
2014	Contas Prestadas	Quantidade	1	
		Montante Repassado	3.259.690,84	
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0	
		Montante Repassado	0,00	
2013	Contas Prestadas	Quantidade	0	
		Montante Repassado	0,00	
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0	
		Montante Repassado	0,00	
2012	Contas Prestadas	Quantidade	2	
		Montante Repassado	1.800.558,80	
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0	
		Montante Repassado	0,00	
Anteriores a 2012	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0	
		Montante Repassado	0,00	

Fonte: Departamento de Desenvolvimento de Eficiência Energética (PFD)

Quadro A.6.5.3 – 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: 000011800002-07		UG/GESTÃO: Assessoria Corporativa de Novos Negócios em Eficiência Energética (PFE).		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montante Repassados	Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
		Convênios	Termo de Cooperação	
2014	Contas Prestadas	Quantidade		1
		Montante Repassado		99.426,39
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade		0
		Montante Repassado		0,00
2013	Contas Prestadas	Quantidade		0
		Montante Repassado		0,00
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade		0
		Montante Repassado		0,00
2012	Contas Prestadas	Quantidade		0
		Montante Repassado		0,00
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade		0
		Montante Repassado		0,00
Anteriores a 2012	Contas NÃO Prestadas	Quantidade		0
		Montante Repassado		0,00

Fonte: Assessoria Corporativa de Novos Negócios em Eficiência Energética (PFE).

Quadro A.6.5.3 – 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: 000011800002-07		UG/GESTÃO: Departamento de Projetos em Eficiência Energética (PFP)		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montante Repassados	Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
		Convênios	Contratos de Repasse	
2014	Contas Prestadas	Quantidade	0	
		Montante Repassado	0,00	
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0	
		Montante Repassado	0,00	
2013	Contas Prestadas	Quantidade	6	
		Montante Repassado	5.286.257,27	
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0	
		Montante Repassado	0,00	
2012	Contas Prestadas	Quantidade	4	
		Montante Repassado	3.631.844,72	
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0	
		Montante Repassado	0,00	
Anteriores a 2012	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	0	
		Montante Repassado	0,00	

Fonte: Departamento de Projetos em Eficiência Energética (PFP)

Quadro A.6.5.3 – 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: 000011800002-07		UG/GESTÃO: Diretoria de Geração (DG)		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montante Repassados	Instrumentos (Quantidade e Montante Repassado)		
		Convênios	Contratos de Repasse	
2014	Contas Prestadas	Quantidade	1 ^(A)	-
		Montante Repassado	R\$6.411.565,44	-
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	-	-
		Montante Repassado	-	-
2013	Contas Prestadas	Quantidade	-	-
		Montante Repassado	-	-
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	-	-
		Montante Repassado	-	-
2012	Contas Prestadas	Quantidade	-	-
		Montante Repassado	-	-
	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	-	-
		Montante Repassado	-	-
Anteriores a 2012	Contas NÃO Prestadas	Quantidade	-	-
		Montante Repassado	-	-

Fonte: Diretoria de Geração (DG)

Observações:

(A) No valor de R\$6.411.565,44 relativos ao ECV-316/2010, houve a devolução de R\$230.114,39 a concedente na prestação de contas final.

Quadro A.6.5.4 – Visão Geral da análise das prestações de contas de Convênios e Contratos de Repasse.

Posição 31/12
em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras					
CNPJ: 000011800002-07			UG/GESTÃO: Departamento de Engenharia e Meio Ambiente		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse
2014	Quantidade de Contas Prestadas			1	
	Com Prazo de Análise ainda não Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	0	
			Quantidade Reprovada	0	
			Quantidade de TCE	0	
			Montante Repassado (R\$)	0	
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	1		
		Montante Repassado (R\$)	0		
	Com Prazo de Análise Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada		
			Quantidade Reprovada		
			Quantidade de TCE		
			Montante Repassado (R\$)		
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
Montante Repassado (R\$)					
2013	Quantidade de contas prestadas			0	
	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	0		
		Quantidade Reprovada	0		
		Quantidade de TCE	0		
		Montante repassado	0		
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
Montante repassado (R\$)					
2012	Quantidade de Contas Prestadas				
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
		Montante Repassado			
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
		Montante Repassado			
	Exercício Anterior a 2012	Contas NÃO Analisadas	Quantidade		
Montante Repassado					

Fonte: Departamento de Engenharia e Meio Ambiente

Quadro A.6.5.4 – Visão Geral da análise das prestações de contas de Convênios e Contratos de Repasse.

Posição 31/12
em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras					
CNPJ: 000011800002-07			UG/GESTÃO: Diretoria de Transmissão		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse
2014	Quantidade de Contas Prestadas				
	Com Prazo de Análise ainda não Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada		
			Quantidade Reprovada	1	
			Quantidade de TCE		
			Montante Repassado (R\$)		
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
		Montante Repassado (R\$)	3.300.000,00		
	Com Prazo de Análise Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada		
			Quantidade Reprovada		
			Quantidade de TCE		
			Montante Repassado (R\$)		
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
Montante Repassado (R\$)					
2013	Quantidade de contas prestadas				
	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada			
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
		Montante repassado			
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
		Montante repassado (R\$)			
2012	Quantidade de Contas Prestadas				
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada	1		
		Quantidade Reprovada			
		Quantidade de TCE			
		Montante Repassado	3.000.000,00		
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	1		
		Montante Repassado	3.300.000,00		
Exercício Anterior a 2012	Contas NÃO Analisadas	Quantidade			
		Montante Repassado			

Fonte: Diretoria de Transmissão

Quadro A.6.5.4 – Visão Geral da análise das prestações de contas de Convênios e Contratos de Repasse.

Posição 31/12
em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras						
CNPJ: 000011800002-07			UG/GESTÃO: Superintendência de Eficiência Energética (PF)			
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos		
				Convênios	Contratos de Repasse	
2014	Quantidade de Contas Prestadas			20		
	Com Prazo de Análise ainda não Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	17		
			Quantidade Reprovada	1		
			Quantidade de TCE	0		
			Montante Repassado (R\$)	2.409.517,96		
	Com Prazo de Análise Vencido	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	1		
			Montante Repassado (R\$)	203.534,84		
			Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	8	
				Quantidade Reprovada	1	
	Quantidade de TCE	0				
	Montante Repassado (R\$)	757.748,71				
	2013	Contas Analisadas	Quantidade de contas prestadas			25
Quantidade Aprovada			25			
Quantidade Reprovada			0			
Quantidade de TCE			0			
Contas NÃO Analisadas		Montante repassado	4.809.709,46			
		Quantidade	0			
2012	Contas analisadas	Montante repassado (R\$)			0,00	
		Quantidade de Contas Prestadas			15	
		Quantidade Aprovada	14			
		Quantidade Reprovada	0			
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade de TCE	0			
		Montante Repassado	5.093.548,06			
		Quantidade	1			
		Montante Repassado	864.164,99			
Exercício Anterior a 2012	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0			
		Montante Repassado	0,00			

Fonte: Superintendência de Eficiência Energética (PF)

Quadro A.6.5.4 – Visão Geral da análise das prestações de contas de Convênios e Contratos de Repasse.

Posição 31/12
em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante							
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras							
CNPJ: 000011800002-07			UG/GESTÃO: Departamento de Desenvolvimento de Eficiência Energética (PFD)				
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos			
				Convênios	Contratos de Repasse		
2014	Quantidade de Contas Prestadas			8			
	Com Prazo de Análise ainda não Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	0			
			Quantidade Reprovada	1			
			Quantidade de TCE	0			
			Montante Repassado (R\$)	0,00			
	Contas NÃO Analisadas	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	1			
			Montante Repassado (R\$)	0,00			
			Com Prazo de Análise Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	5	
					Quantidade Reprovada	1	
	Quantidade de TCE	0					
	Montante Repassado (R\$)	0,00					
	Contas NÃO Analisadas	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0			
Montante Repassado (R\$)			0,00				
2013			Quantidade de contas prestadas			9	
			Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	9		
	Quantidade Reprovada	0					
	Quantidade de TCE	0					
	Montante repassado	619.025,47					
Contas NÃO Analisadas	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0				
		Montante repassado (R\$)	0,00				
2012	Quantidade de Contas Prestadas			7			
	Contas analisadas	Contas analisadas	Quantidade Aprovada	7			
			Quantidade Reprovada	0			
			Quantidade de TCE	0			
			Montante Repassado	4.934.004,33			
	Contas NÃO Analisadas	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0			
			Montante Repassado	0,00			
Exercício Anterior a 2012			Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0		
	Montante Repassado	0,00					

Fonte: Departamento de Desenvolvimento de Eficiência Energética (PFD)

Quadro A.6.5.4 – Visão Geral da análise das prestações de contas de Convênios e Contratos de Repasse.

Posição 31/12
em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante							
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras							
CNPJ: 000011800002-07			UG/GESTÃO: Assessoria Corporativa de Novos Negócios em Eficiência Energética (PFE).				
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos			
				Convênios	Contratos de Repasse		
2014	Quantidade de Contas Prestadas			1			
	Com Prazo de Análise ainda não Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	1			
			Quantidade Reprovada	0			
			Quantidade de TCE	0			
			Montante Repassado (R\$)	99.426,39			
	Contas NÃO Analisadas	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0			
			Montante Repassado (R\$)	0,00			
			Com Prazo de Análise Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	0	
					Quantidade Reprovada	0	
	Quantidade de TCE	0					
	Montante Repassado (R\$)	0,00					
	Contas NÃO Analisadas	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0			
Montante Repassado (R\$)			0,00				
2013			Quantidade de contas prestadas			0	
			Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	0		
	Quantidade Reprovada	0					
	Quantidade de TCE	0					
	Montante repassado	0,00					
	Contas NÃO Analisadas	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0			
			Montante repassado (R\$)	0,00			
	2012	Quantidade de Contas Prestadas			0		
Contas analisadas		Contas analisadas	Quantidade Aprovada	0			
			Quantidade Reprovada	0			
			Quantidade de TCE	0			
			Montante Repassado	0,00			
Contas NÃO Analisadas		Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0			
			Montante Repassado	0,00			
Exercício Anterior a 2012		Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0			
	Montante Repassado		0,00				

Fonte: Assessoria Corporativa de Novos Negócios em Eficiência Energética (PFE).

Quadro A.6.5.4 – Visão Geral da análise das prestações de contas de Convênios e Contratos de Repasse.

Posição 31/12
em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante						
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras						
CNPJ: 000011800002-07			UG/GESTÃO: Departamento de Projetos em Eficiência Energética (PFP)			
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos		
				Convênios	Contratos de Repasse	
2014	Quantidade de Contas Prestadas			11		
	Com Prazo de Análise ainda não Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	6		
			Quantidade Reprovada	0		
			Quantidade de TCE	0		
			Montante Repassado (R\$)	2.310.091,57		
	Com Prazo de Análise Vencido	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	1		
			Montante Repassado (R\$)	203.534,84		
			Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	3	
				Quantidade Reprovada	0	
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade de TCE	0			
		Montante Repassado (R\$)	757.748,71			
	2013	Quantidade de contas prestadas			16	
Contas Analisadas		Quantidade Aprovada	16			
		Quantidade Reprovada	0			
		Quantidade de TCE	0			
		Montante repassado	4.190.683,99			
Contas NÃO Analisadas		Quantidade	0			
	Montante repassado (R\$)	0,00				
2012	Quantidade de Contas Prestadas			8		
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada	7			
		Quantidade Reprovada	0			
		Quantidade de TCE	0			
		Montante Repassado	159.543,73			
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	1			
		Montante Repassado	864.164,99			
	Exercício Anterior a 2012	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	0		
Montante Repassado			0,00			
Fonte: Departamento de Projetos em Eficiência Energética (PFP)						

Quadro A.6.5.4 – Visão Geral da análise das prestações de contas de Convênios e Contratos de Repasse.

Posição 31/12
em R\$ 1,00

Unidade Concedente ou Contratante					
Nome: Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras					
CNPJ: 000011800002-07			UG/GESTÃO: Diretoria de Geração (DG)		
Exercício da Prestação das Contas	Quantitativos e Montantes Repassados			Instrumentos	
				Convênios	Contratos de Repasse
2014	Quantidade de Contas Prestadas			1	-
	Com Prazo de Análise ainda não Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	1	-
			Quantidade Reprovada	-	-
			Quantidade de TCE	-	-
			Montante Repassado (R\$)	R\$ 6.411.565,44 (A)	-
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	-	-	
		Montante Repassado (R\$)	-	-	
	Com Prazo de Análise Vencido	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	-	-
			Quantidade Reprovada	-	-
			Quantidade de TCE	-	-
			Montante Repassado (R\$)	-	-
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	-	-	
Montante Repassado (R\$)		-	-		
2013	Quantidade de contas prestadas			-	-
	Contas Analisadas	Quantidade Aprovada	-	-	
		Quantidade Reprovada	-	-	
		Quantidade de TCE	-	-	
		Montante repassado	-	-	
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	-	-	
Montante repassado (R\$)		-	-		
2012	Quantidade de Contas Prestadas			-	-
	Contas analisadas	Quantidade Aprovada	-	-	
		Quantidade Reprovada	-	-	
		Quantidade de TCE	-	-	
		Montante Repassado	-	-	
	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	-	-	
		Montante Repassado	-	-	
Montante Repassado		-	-		
Exercício Anterior a 2012	Contas NÃO Analisadas	Quantidade	-	-	
		Montante Repassado	-	-	

Fonte: Diretoria de Geração (DG)

Observações:

(A) No valor de R\$6.411.565,44 relativos ao ECV-316/2010, houve a devolução de R\$230.114,39 a concedente na prestação de contas final.

CEPEL

Quadro A.6.5.1 – Caracterização dos instrumentos de transferências vigentes no exercício de referência.

O CEPEL, Associação Civil, é instituição social sem fins lucrativos, regida pelo Código Civil em seus artigos 53 a 61. Nesta moldura, não é possível preenchimento do quadro, dado a natureza dos seus itens. Entretanto, para efeito de disponibilização das informações, apresentam-se, a seguir, dados sobre convênios firmados.

Convênios						
Ministério de Minas e Energia						
CNPJ: 37.115.383/0001-53						
Nº do instrumento	Valores do Convênio		Valores Recebidos pelo CEPEL		Vigência	
	Global	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o exercício	Início	Fim
769362/2012	59.276.345	3.267.500	16.079.471	20.990.271	28.05.12	27.06.16
773762/2012	300.000	384.000	0	300.000	28/08/12	24/12/14
796238/2013	1.100.000	100.000	250.000	250.000	20/06/14	19/06/14

Fonte: SICONV

Convênios						
FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos						
CNPJ: 33.749.086/0001-09						
Nº do instrumento	Valores do Convênio		Valores Recebidos pelo CEPEL		Vigência	
	Global	Contrapartida	No Exercício	Acumulado até o exercício	Início	Fim
01.09.0539.00	1.858.996	959.900	247.000	660.000	19/11/09	04/08/15
01.10.0513.00	663.829	123.929	0	501.458	25/10/10	25/10/15
01.10.0617.00	4.736.378	1.503.653	0	2.710.925	30/11/10	03/01/16
01.12.0324.00	22.266.180	4.266.180	0	410.731	06/08/12	06/08/15
01.11.0222.00	1.402.094	1.402.094	0	0	05/09/11	05/09/16

Fonte: SICONV

Quadro A.6.5.2 – Resumo dos instrumentos celebrados pela UJ nos três últimos exercícios

O CEPEL, Associação Civil, é instituição social sem fins lucrativos, regida pelo Código Civil em seus artigos 53 a 61. Nesta moldura, não é possível preenchimento do quadro, dado a natureza dos seus itens. Entretanto, para efeito de disponibilização das informações, apresentam-se, a seguir, dados sobre convênios firmados.

Convênios 773762/12, 796238/13 e 769362/12					
Ministério de Minas e Energia					
CNPJ: 37.115.383/0001-53					
Número de Convênios			Montantes (em R\$ 1,00)		
2014	2013	2012	2014	2013	2012
0	1	2	16.329.471	4.910.800	300.000

Convênio 01.12.0324.00					
FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos					
CNPJ: 33.749.086/0001-09					
Número de Convênios			Montantes (em R\$ 1,00)		
2014	2013	2012	2014	2013	2012
0	0	1	247.000	332.694	309.498

Quadro A.6.5.3 – Resumo da prestação de contas sobre transferências concedidas pela UJ na modalidade de convênio, termo de cooperação e de contratos de repasse.

O CEPEL, Associação Civil, é instituição social sem fins lucrativos, regida pelo Código Civil em seus artigos 53 a 61. Nesta moldura, não é possível preenchimento do quadro, dado a natureza dos seus itens. Entretanto, para efeito de disponibilização das informações, apresentam-se, a seguir, dados sobre convênios firmados.

Convênios 037/2005, 721906/2009 e 004/2007					
Ministério de Minas e Energia					
CNPJ: 37.115.383/0001-53					
Número de Convênios			Contas Prestadas - Montantes (em R\$ 1,00)		
2014	2013	2012	2014	2013	2012
0	2	1	0	2.150.000	800.000

Convênio 01.06.0962					
FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos					
CNPJ: 33.749.086/0001-09					
Número de Convênios			Contas Prestadas - Montantes (em R\$ 1,00)		
2014	2013	2012	2014	2013	2012
0	0	1	0	0	15.000.000

Quadro A.6.5.4 – Visão geral da análise das prestações de contas de Convênios e Contratos de Repasse.

O CEPEL, Associação Civil, é instituição social sem fins lucrativos, regida pelo Código Civil em seus artigos 53 a 61. Nesta moldura, não é possível preenchimento do quadro, dado a natureza dos seus itens. Entretanto, para efeito de disponibilização das informações, apresentam-se, a seguir, dados sobre convênios firmados.

Convênios 004/2007, 018/2004, 025/2004, 026/2004, 027/2004, 028/2004037/05, 706321/2009, 721906/2009 e 029/2004.							
Ministério de Minas e Energia							
CNPJ: 37.115.383/0001-53							
Número de Convênios				Contas Prestadas e não analisadas - Montantes (em R\$ 1,00)			
2014	2013	2012	Anterior a 2012	2014	2013	2012	Anterior a 2012
0	2	1	7	0	2.150.000	800.000	8.669.700

Convênio 01.06.0962							
FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos							
CNPJ: 33.749.086/0001-09							
Número de Convênios				Contas Prestadas e não analisadas - Montantes (em R\$ 1,00)			
2014	2013	2012	Anterior a 2012	2014	2013	2012	Anterior a 2012
0	0	1	2	0	0	15.000.000	1.049.500

6.5.5 Análise Crítica

Constata-se que todos os convênios estão adimplentes e que as prestações de contas estão sendo realizadas dentro dos prazos previstos. Todos os convênios, com prestação de contas final já realizada, encontram-se em análise por conta dos órgãos concedentes. O CEPEL é conveniente em todos os convênios celebrados até 2014.

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

7.1. Estrutura de pessoal da unidade.

ELETROBRAS

7.1.1. Demonstração e distribuição da força de trabalho à disposição da unidade jurisdicionada.

Quadro A.7.1.1.1 – Força de Trabalho da UJ

QUADRO A.7.1.1.1 - FORÇA DE TRABALHO DA UJ - SITUAÇÃO APURADA EM 31/12/2014				
Tipologias dos Cargos	Lotação		Ingressos no Exercício	Egressos no Exercício
	Autorizada	Efetiva		
1. Servidores em Cargos Efetivos (1.1 + 1.2)	1206	1145	34	31
1.1. Membros de poder e agentes políticos	0	0		
1.2. Servidores de Carreira (1.2.1+1.2.2+1.2.3+1.2.4)	1206	1145	34	31
1.2.1. Servidores de carreira vinculada ao órgão	1206	990	20	21
1.2.2. Servidores de carreira em exercício	0	0		
1.2.3. Servidores de carreira em exercício	0	0		
1.2.4. Servidores requisitados de outros órgãos e esferas	0	155	14	10
2. Servidores com Contratos Temporários	0	0		
3. Servidores sem Vínculo com a Administração Pública	31	27		
4. Total de Servidores (1+2+3)	1237	1172	34	31

Quadro A.7.1.1.2 – Distribuição da Lotação Efetiva

Tipologias dos Cargos	Lotação Efetiva	
	Área Meio	Área Fim
1. Servidores de Carreira (1.1)	990	
1.1. Servidores de Carreira (1.2.1+1.2.2+1.2.3+1.2.4)		
1.1.2. Servidores de carreira vinculada ao órgão	990	
1.1.3. Servidores de carreira em exercício descentralizado		
1.1.4. Servidores de carreira em exercício provisório		
1.1.5. Servidores requisitados de outros órgãos e esferas	155	
2. Servidores com Contratos Temporários		
3. Servidores sem Vínculo com a Administração Pública	27	
4. Total de Servidores (1+2+3)	1172	

Quadro A.7.1.1.3 – Detalhamento da estrutura de cargos em comissão e funções gratificadas da UJ

Tipologias dos Cargos em Comissão e das Funções Gratificadas	Lotação		Ingressos no Exercício	Egressos no Exercício
	Autorizada	Efetiva		
1. Cargos em Comissão	31	27		
1.1. Cargos Natureza Especial	0			
1.2. Grupo Direção e Assessoramento Superior	0			
1.2.1. Servidores de Carreira Vinculada ao Órgão	0			
1.2.2. Servidores de Carreira em Exercício Descentralizado	0			
1.2.3. Servidores de Outros Órgãos e Esferas	0			
1.2.4. Sem Vínculo	31	27		
1.2.5. Aposentados	0			
2. Funções Gratificadas	0			
2.1. Servidores de Carreira Vinculada ao Órgão	0			
2.2. Servidores de Carreira em Exercício Descentralizado	0			
2.3. Servidores de Outros órgãos e Esferas	0			
3. Total de Servidores em Cargo e em Função (1+2)	31	27	0	0

Não foram identificados problemas no resultado dos quadros 7.1.1.1, 7.1.1.2 e 7.1.1.3.

Houve na Eletrobras, em 2013 e 2014, saída de pessoal em função de Programa de Incentivo ao Desligamento (PID) e entrada de pessoal em função da Lei de Anistia nº 8.878/94.

7.1.2. Qualificação e capacitação da força de trabalho

O modelo de funcionamento da educação corporativa das empresas Eletrobras tem como premissa a atuação integrada e cooperativa do conjunto das empresas, em sintonia com os propósitos estratégicos de integração, competitividade e rentabilidade.

Esse modelo é composto pela Universidade das Empresas Eletrobras (Unise) e por 15 (quinze) unidades de educação corporativa associadas, correspondentes a cada uma das empresas, e tem por objetivo promover o desenvolvimento de todos os empregados nas competências requeridas.

A Unise tem como papel fundamental desenvolver as competências gerais definidas no Plano de Carreira e Remuneração (PCR), as competências da liderança, a disseminação dos valores e as competências específicas críticas, para viabilização das estratégias das empresas Eletrobras.

Na Unise, foram realizadas 58 ações educacionais, em 2014, distribuídas em suas escolas: excelência operacional, estratégias de mercado, gestão, liderança, responsabilidade social corporativa.

As unidades de educação corporativa das Empresas Eletrobras, são responsáveis por desenvolver as competências específicas de seus negócios, e em 2014 foram realizadas ações de pós-graduação *stricto sensu* (32), pós-graduação *lato sensu* (107).

7.1.3. Custos de pessoal da unidade jurisdicionada

QUADRO A.7.1.3 – QUADRO DE CUSTOS DE PESSOAL NO EXERCÍCIO DE REFERÊNCIA E NOS DOIS ANTERIORES											Valores em R\$ 1,00
Tipologia/ Exercícios	Vencimentos e vantagens fixas	Despesas Variáveis							Despesas de Exercícios Anteriores	Despesas Judiciais	Total
		Retribuições	Gratificações	Adicionais	Indenizações	Benefícios Assistenciais e previdenciários	Demais despesas variáveis				
Membros de poder e agentes políticos											
Exercícios	2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servidores de Carreira que não ocupam cargo de prolatamento em comissão											
Exercícios	2014	72.970.536,29	577.809,54	7.106.463,54	12.630.795,26	12.297.369,49	(*)	16.372.632,11	-	121.955.606,23	
	2013	86.092.479,75	1.475.276,91	7.890.220,01	19.100.557,45	13.640.603,41	(*)	75.988.402,19	-	204.187.539,72	
	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	
Servidores com Contratos Temporários											
Exercícios	2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Servidores Cedidos com ônus ou em Licença											
Exercícios	2014	14.113.052,80	337.761,31	1.362.132,37	2.024.652,94	2.310.245,01	(*)	1.830.151,91	-	21.977.996,34	
	2013	14.693.208,09	446.432,61	1.286.448,27	2.068.654,20	2.588.703,98	(*)	7.236.534,95	-	28.319.982,10	
	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	
Servidores ocupantes de Cargos de Natureza Especial											
Exercícios	2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Servidores ocupantes de cargos do Grupo Direção e Assessoramento Superior											
Exercícios	2014	9.072.442,29	-	830.921,79	987.723,56	659.020,78	(*)	1.045.915,88	-	12.596.024,29	
	2013	9.373.648,66	-	812.575,22	976.140,49	640.993,53	(*)	1.363.035,95	-	13.166.393,85	
	2012	11.853.311,33	-	1.047.521,75	996.368,35	1.262.969,04	(*)	1.511.917,22	-	16.672.087,69	
Servidores ocupantes de Funções gratificadas											
Exercícios	2014	38.163.514,33	4.686.375,92	4.040.754,82	4.978.885,97	3.086.961,51	(*)	6.394.348,82	-	61.350.041,37	
	2013	33.877.798,06	3.581.826,99	3.972.564,18	5.360.346,46	2.367.536,40	(*)	23.282.636,70	-	72.442.708,79	
	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	

Fonte: Folha de Pagamento Eletrobras

Observações:

- Os requisitados não estão sendo contemplados, exceto nos casos de diretores;
- Os cedidos não apresentam ônus para a Eletrobras;
- Vinculos utilizados:

Servidores de Carreira que não ocupam cargo de prolatamento em comissão
 Servidores Cedidos com ônus ou em Licença
 Servidores ocupantes de cargos do Grupo Direção e Assessoramento Superior
 Servidores ocupantes de Funções gratificadas

Empregados
 Cedidos e/ou empregados de licença recebendo complementação pela Eletrobras
 Art 37
 Empregados com funções gratificadas

(*) Benefícios Assistenciais e Previdenciários - Nos controles disponíveis os valores são agrupados. Assim, seguem abaixo os dados totais de Benefícios

2010 - R\$ 11.042.847,38
 2011 - R\$ 10.642.454,51
 2012 - R\$ 12.878.618,68
 2013 - R\$ 14.516.828,36
 2014 - R\$ 17.725.623,48

7.1.4. Irregularidades na área de pessoal

7.1.4.1. Acumulação indevida de cargos, funções e empregos públicos

Na Eletrobras não houve acumulação indevida de cargos, funções e empregos públicos.

7.1.4.2. Terceirização irregular de cargos

Na Eletrobras não há terceirização irregular de cargos.

As contratações na Eletrobras estão de acordo com a Súmula 331 do TST.

7.1.5. Riscos identificados na gestão de pessoas

Existe um Departamento na Eletrobras específico em acompanhar os riscos em diversos segmentos na empresa visando mitigar os possíveis problemas que são identificados na gestão. Esses riscos são identificados, analisados e são elaborados planos de ação.

7.1.6. Indicadores gerenciais sobre recursos humanos

Existem indicadores quantitativos, que identificam o quadro de pessoal e suas estratificações como exemplo: tempo de empresa, idade, gênero, eixo de atuação, etc., remuneração e encargos, saúde ocupacional e qualidade de vida, segurança do trabalho, processos trabalhistas, dirigentes,

benefícios, treinamento e desenvolvimento, previdência privada, por meio do Sistema de Informações de Gestão de Pessoas das Empresas Eletrobras – SIGPES.

Há também indicadores qualitativos, por meio dos quais é efetuada uma comparação os dados de gestão de pessoas com outras empresas de energia elétrica, por seguimento de atuação em geração, transmissão e distribuição e de pesquisa de mercado.

CEPEL

Quadro A.7.1.1.1 – Força de Trabalho da UJ

O CEPEL, Associação Civil, é instituição social sem fins lucrativos, regida pelo Código Civil em seus artigos 53 a 61. Nesta moldura, não é possível preenchimento do quadro, dado a natureza dos seus itens. Entretanto, para efeito de disponibilização das informações, apresentam-se, a seguir, dados sobre a força de trabalho efetiva do Centro.

Quadro Efetivo			Ingressos no Exercício	Egressos no Exercício
	Limite	Atual		
Empregados	570	378	37	13
Função de Confiança*	5	5		
Total	575	383	37	13

Fonte: Relatório Gerencial do DGP.

(*) Art. 18º, item X, do Estatuto do CEPEL.

Quadro A.7.1.1.2 – Distribuição da Lotação Efetiva

O CEPEL, Associação Civil, é instituição social sem fins lucrativos, regida pelo Código Civil em seus artigos 53 a 61. Nesta moldura, não é possível preenchimento do quadro, dado a natureza dos seus itens. Entretanto, para efeito de disponibilização das informações, apresentam-se, a seguir, dados sobre a força de trabalho efetiva do Centro.

Quadro Efetivo	
Área Meio	Área Fim
96	287

Fonte: Relatório Gerencial do DGP.

Quadro A.7.1.1.3 – Detalhamento da estrutura de cargos em comissão e funções gratificadas da UJ

Não se aplica.

7.1.2 – Qualificação e capacitação da Força de Trabalho

No período foram realizados 210 cursos e treinamentos para 142 empregados, totalizando 4.430 horas. As demandas, encaminhamentos e registros, são realizados pela Divisão de Capacitação e Desenvolvimento (DVCD), em face das necessidades do Centro e da legislação pertinente.

Os cursos e treinamentos efetuados abordaram os seguintes títulos: Prevenção de Acidentes para Componentes da CIPA, NR 35 - Trabalho em Altura, Perspectivas e Oportunidades sobre o Mercado Brasileiro, Desafios da Expansão da Transmissão do Sistema, XIII SEPOPE,

INTERCORR 2014 - Congresso Internacional de Corrosão, ILUMIEXPO 2014, 11º COBEE - Congresso Brasileiro de Eficiência Energética, CONARH 2014 - 40º Congresso Nacional sobre Gestão de Pessoas, CONAEND & IEV 2014 - Congresso Nacional de Ensaio Não Destrutivos e Inspeção, CPEM 2014 - Conference on Precision Electromagnetic Measurements, Curso de Construção de Linhas de Transmissão, Montagem de Estruturas e Lançamento de Cabos, Treinamento Interno e Simulado de Incêndio para o Plano de Escape, VII Workspot - Workshop Internacional sobre Transformadores de Potência, Equipamentos, Subestações e Materiais, II Seminário Brasileiro de Pintura Anticorrosiva, Treinamento de Reciclagem de Auditor Interno com Base na Análise dos requisitos das Normas ABNT NBR ISO/IEC 17025:2005 E 17065:2013, entre outros.

7.1.3 – Custos de Pessoal da Unidade Jurisdicionada

O CEPEL, Associação Civil, é instituição social sem fins lucrativos, regida pelo Código Civil em seus artigos 53 a 61. Nesta moldura, não é possível preenchimento do quadro, dado a natureza dos seus itens. Entretanto, para efeito de disponibilização das informações, apresentam-se, a seguir, dados sobre a força de trabalho efetiva do Centro.

7.1.4 – Irregularidades na área de pessoal

Não há um procedimento implantado, tendo em vista a não acumulação de cargos.

		Vencimentos	Adicionais	Benefícios Assistenciais e Previdenciários	Demais Despesas	Despesas de Exercícios Anteriores	Decisões Judiciais	Total
Exercícios	2014	38.454.433	8.093.890	10.699.131	12.775.510	56.852	3.070.715	73.150.531
	2013	42.899.390	10.508.146	7.505.342	19.125.138		284.217	80.322.233

7.1.4.1 – Acumulação Indevida de Cargos, Funções e Empregos Públicos.

Não se aplica.

7.1.4.2 – Terceirização Irregular de Cargos

Não se aplica.

7.1.5 – Riscos identificados na gestão de pessoas

O CEPEL realiza a captação de talentos para o seu quadro de pessoal, por meio do processo de seleção pública; a existência e aplicação do Plano de Carreira e Remuneração do Sistema Eletrobras, o Sistema de Avaliação de Desempenho, salários compatíveis, auxílios, benefícios, cursos, treinamentos e um ambiente de trabalho aberto às perspectivas de progressão profissional, são ferramentas importantes para reter talentos, entretanto, compreende que o risco na gestão de pessoas é um processo inerente à competitividade do próprio mercado.

7.1.6 – Indicadores Gerenciais sobre Recursos Humanos

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

Esclarecemos que o CEPEL faz parte do Sistema Eletrobras e que há um estudo 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 2014, com registro no DGP:

- **Absenteísmo:**

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

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

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

- **Acidentes de Trabalho:**

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

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

- **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 $(\Sigma \text{ de Horas de Educação e Treinamento no Ano} / \text{Média de Empregados Efetivos no Ano})$, 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.

7.1.7. Informações sobre as Entidades Fechadas de Previdência Complementar Patrocinadas

a) Informações sobre Entidades Fechadas de Previdência Complementar Patrocinadas, em Especial quanto à Correta Aplicação dos Recursos Repassadas e à Conformidade com a Legislação Pertinente e com os Objetivos a que se Destinarem

i. Nome: ELETROS
ii. Razão Social: Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS;
iii. CNPJ: 34.268.789/0001-88;

iv. Demonstrativo Anual:

1. Valor total da folha de pagamento dos empregados participantes:

FOLHA DE PAGAMENTO DE ASSISTIDOS PLANO CD/ELETROBRAS

MÊS/ANO	FOLHA DE ASSISTIDOS
jan/2014	4.135.419,31
fev/2014	3.544.135,30
mar/2014	2.506.027,67
abr/2014	2.515.608,39
mai/2014	2.519.620,31
jun/2014	2.568.694,49
jul/2014	2.595.498,84
ago/2014	2.595.578,43
set/2014	2.595.578,43
out/2014	2.599.437,42
nov/2014	2.585.613,49
dez/2014	5.251.181,85
TOTAL	36.012.393,93

FOLHA DE PAGAMENTO DE ASSISTIDOS - PLANO BD

MÊS/ANO	FOLHA DE ASSISTIDOS
jan/2014	13.073.419,02
fev/2014	13.183.274,75
mar/2014	13.165.362,57
abr/2014	13.189.860,23
mai/2014	13.182.069,72
jun/2014	13.179.479,66
jul/2014	13.153.605,53
ago/2014	13.113.434,35
set/2014	13.090.262,11
out/2014	13.144.744,44
nov/2014	13.185.199,91
dez/2014	26.292.062,35
TOTAL	170.952.774,64

2. Valor total das contribuições pagas pelos empregados da Eletrobras participantes:

Demonstrativo das Demonstrações Previdenciárias - 2014 (Plano 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	189.010,88	219.620,47	5.845,70	4.131,82	0,00	418.608,87
Fev	196.635,51	198.571,21	6.081,51	6.226,53	0,00	407.514,76
Mar	189.393,92	189.467,37	5.857,54	5.859,81	0,00	390.578,64
Abr	185.930,93	185.930,93	5.750,44	5.750,44	0,00	383.362,74
Mai	192.615,20	192.615,20	5.957,23	5.957,23	0,00	397.144,86
Jun	203.150,65	203.514,95	6.283,01	6.293,95	4.242,07	423.484,63
Jul	198.729,06	197.112,08	6.144,76	6.096,25	0,00	408.082,15
Ago	192.858,04	192.858,04	5.964,68	5.964,68	0,00	397.645,44
Set	192.916,98	192.916,98	5.966,50	5.966,50	0,00	397.766,96
Out	194.131,22	194.233,85	6.004,06	6.007,14	0,00	400.376,27
Nov	192.960,77	192.960,77	5.967,87	5.967,87	95.439,92	493.297,20
Dez e 13° sal	183.406,37	183.406,37	5.672,36	5.672,36	0,00	378.157,46
Total	2.311.739,53	2.343.208,22	71.495,66	69.894,58	99.681,99	4.896.019,98

Contribuições Extraordinárias - Déficit Equacionado - 2014 (Plano BD)

Mês	Contribuição Patroc. (Art.61)	Sobrecarga Patroc. (Art.61)	Contribuição Patrocinadora	Contribuição Participantes	Sobrecarga Patrocinadora	Sobrecarga Participantes	Total
	31.11.02.01.03	31.11.02.01.04	31.11.02.02.01	31.13.01.02.02.01	31.11.02.02.04	31.13.01.02.02.04	
Jan	670.411,74	20.734,38	58.386,06	30.536,07	1.805,75	944,41	782.818,41
Fev	674.606,18	20.864,11	-20.030,36	-56.588,21	-619,49	-1.750,15	616.482,08
Mar	678.800,63	20.993,83	30.918,75	108.643,76	956,25	2.521,24	842.834,46
Abr	845.698,13	26.155,61	75.330,79	85.741,87	2.329,82	1.128,97	1.036.385,19
Mai	852.176,91	26.355,99	86.079,23	87.558,35	2.662,24	1.185,09	1.056.017,81
Jun	857.359,94	26.516,29	39.447,95	88.688,39	1.220,04	1.220,04	1.014.452,65
Jul	859.519,54	26.583,08	38.689,25	88.447,39	1.196,57	1.196,57	1.015.632,40
Ago	860.815,31	26.623,15	0,00	125.547,91	1.177,81	1.177,81	1.015.341,99
Set	862.887,66	25.886,63	37.946,38	87.089,53	1.173,60	1.173,60	1.016.157,40
Out	866.478,76	26.798,31	38.135,34	88.762,00	1.179,44	1.179,44	1.022.533,29
Nov	869.885,61	26.903,68	37.752,30	88.815,88	1.167,60	1.167,60	1.025.692,67
Dez e 13º sal	874.204,80	27.037,26	54.484,18	63.955,62	1.684,56	411,73	1.021.778,15
Total	9.772.845,21	301.452,32	477.139,87	887.198,56	15.934,19	11.556,35	11.466.126,50

Demonstrativo das Demonstrações Previdenciárias - 2014 (Plano
CD)

Mês	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	31.13.01.01.04.01	
Jan	1.887.761,78	1.900.132,39	58.384,09	58.459,28	0,00	0,00	3.904.737,54
Fev	1.045.077,23	1.056.648,17	32.322,01	32.322,01	0,00	0,00	2.166.369,42
Mar	1.121.600,78	1.133.115,04	34.689,31	34.689,31	0,00	0,00	2.324.094,44
Abr	1.053.903,56	1.066.195,54	32.595,20	32.595,20	0,00	0,00	2.185.289,50
Mai	1.014.250,82	1.024.484,99	31.368,69	31.368,69	0,00	0,00	2.101.473,19
Jun	1.124.196,15	1.134.219,57	34.769,00	34.650,78	0,00	0,00	2.327.835,50
Jul	1.163.272,63	1.174.595,28	35.977,35	35.977,35	0,00	0,00	2.409.822,61
Ago	1.143.282,60	1.154.351,19	35.359,17	35.359,17	0,00	0,00	2.368.352,13
Set	1.106.501,12	1.117.652,31	34.221,59	34.221,59	0,00	0,00	2.292.596,61
Out	1.137.594,35	1.162.507,28	35.183,21	35.183,21	0,00	0,00	2.370.468,05
Nov	1.102.008,63	1.112.666,75	34.082,66	34.082,66	0,00	0,00	2.282.840,70
Dez e 13° sal	1.092.773,06	1.103.980,10	33.796,92	33.796,90	0,00	0,00	2.264.346,98
Total	13.992.222,71	14.140.548,61	432.749,20	432.706,15	0,00	0,00	28.998.226,67

Contribuições Extraordinárias - 2014 (Plano CD)

Mês	Contribuição Participantes	Sobrecarga Participantes	Total
	31.13.01.02.99.01	31.13.01.02.99.02	
Jan	11.535,43	356,77	11.892,20
Fev	26.624,78	823,45	27.448,23
Mar	0,00	0,00	0,00
Abr	0,00	0,00	0,00
Mai	0,00	0,00	0,00
Jun	13.000,00	0,00	13.000,00
Jul	0,00	0,00	0,00
Ago	0,00	0,00	0,00
Set	0,00	0,00	0,00
Out	3.000,00	0,00	3.000,00
Nov	4.000,00	0,00	4.000,00
Dez e 13° sal	729.524,49	276,59	729.801,08
Total	787.684,70	1.456,81	789.141,51

3. Valor total das contribuições pagas pela Eletrobras:

Conforme Tabelas apresentadas no item 2.

4. Valor total de outros recursos repassados pela Eletrobras:

Mês	Convênio c/INSS	Convênio c/Eletros Saúde	Renda Mínima Global	Fatura Encontro de Contas	Total
	ECV-333/10	ECV-DAG- 001/12	RES. DEE- 879/89	RES.DEE-737/88 e 409/93	
Jan	96.502,82	206.322,25	128.288,33	48.721,74	479.835,14
Fev	96.502,82	206.322,25	138.592,39	47.807,84	489.225,30
Mar	96.502,82	206.322,25	149.592,25	47.681,87	500.099,19
Abr	96.502,82	206.322,25	164.109,32	47.542,73	514.477,12
Mai	96.502,82	206.322,25	177.940,69	47.537,79	528.303,55
Jun	96.502,82	206.322,25	189.027,52	47.846,54	539.699,13
Jul	96.502,82	206.322,25	193.597,93	47.858,89	544.281,89
Ago	96.502,82	206.322,25	195.255,85	46.524,10	544.605,02
Set	96.502,82	206.322,25	199.421,83	40.319,74	542.566,64
Out	96.502,82	206.322,25	210.065,66	47.888,53	560.779,26
Nov	96.502,82	206.322,25	216.808,59	47.560,02	567.193,68
Dez	96.502,82	206.322,25	449.820,79	91.993,02	844.638,88
Total	1.158.033,84	2.475.867,00	2.412.521,15	609.282,81	6.655.704,80

5. Discriminação da razão ou motivo do repasse de recursos que não sejam contribuições:

Conforme Tabela apresentada no item 4.

6. Valor total por tipo de aplicação e respectiva fundamentação legal:

Conforme a seguir:

				Em 31 de Dezembro de 2014
BD	\$	%	Rent. Ano	Rent. Acum. Real
Renda Fixa	1.202.347.522	68,53%	11,76%	5,20%
Renda Variável	289.494.367	16,50%	-0,66%	-6,48%
Imóveis	170.336.461	9,71%	8,26%	1,92%
Empréstimos	84.854.168	4,84%	12,56%	5,97%
Inv. Estruturados	7.367.968	0,42%	-4,80%	-10,38%
Total	1.754.400.485	100,00%	9,04%	2,64%
Real			2,64%	

CD ELETROBRAS	\$	%	Rent. Ano	Rent. Acum. Real
Renda Fixa	943.137.351	75,85%	14,46%	7,75%
Renda Variável	190.347.189	15,31%	-0,66%	-6,48%
Imóveis	64.479.765	5,19%	8,26%	1,92%
Empréstimos	43.532.185	3,50%	13,04%	6,41%
Inv. Estruturados	1.929.301	0,16%	0,42%	-5,47%
Total	1.243.425.791	100,00%	11,12%	4,60%
Real			4,60%	

Relatório de Enquadramento dos Investimentos

PLANO BD		Referência: 31/12/2014	
Renda Fixa	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Títulos Públicos Federais	916.603.651	52,24%	100,0%
LETRAS FINANCEIRAS DO TESOURO	9.066.491	0,52%	
LETRAS DO TESOURO NACIONAL	63.389.971	3,61%	
NOTAS D TESOURO NACIONAL - SÉRIE B	441.597.569	25,17%	
NOTAS D TESOURO NACIONAL - SÉRIE C	402.549.620	22,94%	
Outros Títulos de Renda Fixa	294.952.969	16,81%	80,0%
LETRAS HIPOTECÁRIAS	168.309.930	9,59%	
Caixa Econômica Federal	168.309.930	9,59%	
LETRAS FINANCEIRAS	96.832.995	5,52%	
Bradesco	60.186.351	3,43%	
Itaú	22.907.144	1,31%	
Safra	8.587.850	0,49%	
Alfa	5.151.650	0,29%	
DEBÊNTURES	13.656.774	0,78%	
Brasil Telecom	8.712.014	0,50%	
Vale	4.944.760	0,28%	
Cemig 2012	-	0,00%	
Ferreira Guimarães	-	0,00%	
CDB	-	0,00%	
Itaú	-	0,00%	
FUNDOS RENDA FIXA	-	0,00%	
Cotas Referenciados	-	0,00%	
FUNDOS FDIC	16.153.270	0,92%	20,0%
Braskem	16.153.270	0,92%	
BMG 8 Senio	-	0,00%	
Total - Renda Fixa	1.211.556.619	69,05%	100,0%
Renda Variável	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Ações Mercado à Vista	263.779.046	15,03%	70,0%
NOVO MERCADO	123.272.768	7,03%	70,0%
BOVESPA NÍVEL 1	100.301.459	5,72%	60,0%
BOVESPA NÍVEL 2	2.039.466	0,12%	45,0%
DEMAIS AÇÕES	38.165.352	2,18%	35,0%
FUNDOS RENDA VARIÁVEL	15.619.856	0,89%	
Total de Renda Variável	279.398.902	15,92%	70,0%
Investimentos Estruturados	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Fundos Multimercado	-	0,00%	20,0%
Fundos Investimentos em Participação	7.367.968	0,42%	10,0%
Total de Investimentos Estruturados	7.367.968	0,42%	20,0%
Imóveis	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Total Imóveis	170.414.315	9,71%	8,0%
Empréstimos e Fin. Imobiliários	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Empréstimos	84.853.655	4,84%	15,0%
Total de Empréstimos	84.853.655	4,84%	15,0%
Derivativos	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Total de Derivativos	-		
Outros Valores	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
VALORES A PAGAR/A RECEBER/PROVISÕES RF	-9.452		
VALORES A PAGAR/A RECEBER/PROVISÕES RV	913.860		
VALORES A PAGAR/A RECEBER/PROVISÕES ESTRUTURADO	0		
VALORES A PAGAR/A RECEBER CP	-12.015		
Total de Outros Valores	892.393		
Patrimônio Total do Plano	1.754.483.851	100,0%	



Fundação Eletrobrás de Administração Saneamento

Relatório de Enquadramento dos Investimentos

TOTAL CD ELETROBRÁS		Referência: 31/12/2014	
Renda Fixa	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Titulos Públicos Federais	622.182.041	50,04%	100,0%
LETRAS FINANÇERAS DO TESOIRO	13.428.135	1,08%	
LETRAS DO TESOIRO NACIONAL	282.010.514	22,88%	
NOTAS D TESOIRO NACIONAL - SRAE B	326.713.392	26,27%	
NOTAS D TESOIRO NACIONAL - SRAE C	-	0,00%	
Outros Titulos de Renda Fixa	327.034.902	26,30%	80,0%
LETRAS HIPOTECÁRIAS	-	0,00%	
Caixa Econômica Federal	-	0,00%	
LETRAS FINANÇERAS	301.985.399	24,29%	
Bradesco	194.733.897	15,66%	
Itaú	60.158.381	4,86%	
Safra	29.435.471	2,37%	
Alfa	17.657.649	1,42%	
DEBENTURES	14.357.572	1,15%	
Brasil Telecom	14.357.572	1,15%	
Vale	-	0,00%	
Comig 2012	-	0,00%	
Ferreira Guimarães	-	0,00%	
CDB	-	0,00%	
Itaú	-	0,00%	
FUNDOS RENDA FIXA	-	0,00%	
Cotas Referenciadas	-	0,00%	
FUNDOS FDIC	10.691.932	0,86%	20,0%
Braskem	10.691.932	0,86%	
BMG B Sento	-	0,00%	
Total - Renda Fixa	949.216.944	76,34%	100,0%
Renda Variável	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Ações Mercado à Vista	173.438.953	13,95%	70,0%
NOVO MERCADO	81.093.822	6,52%	70,0%
BOVESPA NIVEL 1	65.949.818	5,30%	60,0%
BOVESPA NIVEL 2	1.340.982	0,11%	45,0%
DEMAIS AÇÕES	25.054.331	2,02%	35,0%
FUNDOS RENDA VARIÁVEL	10.270.306	0,83%	
Total de Renda Variável	183.709.259	14,77%	70,0%
Investimentos Estruturados	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Fundos Multimercado	-	0,00%	20,0%
Fundos Investimentos em Participação	1.929.301	0,16%	10,0%
Total de Investimentos Estruturados	1.929.301	0,16%	20,0%
Imóveis	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Total Imóveis	64.509.149	5,19%	8,0%
Empréstimos e Fin. Imobiliários	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Empréstimos	43.531.391	3,50%	15,0%
Total de Empréstimos	43.531.391	3,50%	15,0%
Derivativos	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
Total de Derivativos	-	-	-
Outros Valores	Valor Aplicado	% do PL Plano	% Limite 3.792
VALORES A PAGAR/A RECEBER/PROVISÕES RF	-31.395		
VALORES A PAGAR/A RECEBER/PROVISÕES RV	600.877		
VALORES A PAGAR/A RECEBER/PROVISÕES ESTRUTURADO	0		
VALORES A PAGAR/A RECEBER CP	7.943		
Total de Outros Valores	576.426	-	-
Patrimônio Total do Plano	1.243.472.469	100,0%	-

7. Avaliação da política de investimentos da entidade fechada de previdência complementar, evidenciado o retorno das aplicações, bem como sua conformidade com a Resolução 3792/2009, do Conselho Monetário Nacional:

Conforme a seguir:

Título:

Política de Investimento de 2014

Autor:

Jair Ribeiro Pereira Filho (com as aprovações relatadas na última página deste documento)

Objetivo:

O objetivo desta Nota Técnica é recomendar a Política de Investimento da ELETROS para o exercício de 2014

Conteúdo:

1. INTRODUÇÃO

A Política de Investimento da ELETROS para o exercício de 2014 (“PI 2014”) deve ser aplicada aos planos de benefícios previdenciários e administrativo geridos pela entidade.

Após cumprir as etapas do processo decisório interno, que inclui a avaliação e a recomendação dos comitês internos, a PI 2014 é submetida pela Diretoria Executiva à aprovação do Conselho Deliberativo. Para a função de Administrador Estatutário Tecnicamente Qualificado (AETQ) está designado o Diretor Financeiro, que por essa razão é o responsável pelos investimentos junto ao órgão supervisor.

A PI 2014 está em conformidade com a legislação, regulamentos, políticas e demais condições estabelecidas para cada plano e, em linha com as melhores práticas de gestão em fundos de pensão, é uma importante ferramenta do planejamento estratégico dos investimentos.

Em 2014, a expectativa é de que as taxas de juro real no Brasil sejam mais elevadas do que nos anos anteriores e aumente a atratividade do segmento de renda fixa, especialmente a dos títulos com prazos mais longos.

A PI 2014 apresenta e define diretrizes, objetivos, alocação e seleção de ativos, administração de riscos, responsabilidade e dá outras orientações. Destina-se aos participantes, em especial, mas também aos colaboradores e público em geral que

precisem entender e se integrar aos seus objetivos, facilitando a comunicação, a transparência, o acompanhamento da gestão e o desempenho dos planos.

2. DIRETRIZES DE INVESTIMENTOS

A PI 2014 baseia-se nas seguintes diretrizes:

- ✓ Na aplicação por plano, a saber:
 - Plano BD Eletrobrás
 - Plano CD Eletrobrás, composto por:
 - Plano CD Saldado (BPDS)
 - Plano CD Eletrobrás Puro
 - Plano CD ONS
 - Plano CV EPE
 - Plano CD Ceron
 - Plano de Gestão Administrativa (PGA)
- ✓ Na premissa de que os ativos que compõem os recursos garantidores (“patrimônio”) são investidos com uma visão de médio e de longo prazo, orientada por metas adequadas de retorno e risco.
- ✓ Na alocação de ativos como fator determinante da rentabilidade, razão pela qual as decisões a ela relacionadas são as mais importantes a serem tomadas ao longo do exercício.
- ✓ Na diversificação entre os segmentos e entre os ativos que os compõem como princípio geral de redução de risco dos investimentos, orientada por fatores específicos de administração de riscos da entidade.
- ✓ Na integração com o cenário macroeconômico e dos investimentos apresentados no anexo, os quais, pela sua dinâmica, estão sujeitos a revisões ao longo do ano.

3. OBJETIVOS PARA 2014

A preservação do valor econômico-financeiro do patrimônio é uma meta permanente da ELETROS e adicionam-se os seguintes objetivos para 2014, por ordem de prioridade:

- ✓ Buscar superar as seguintes metas reais de rentabilidade¹, as quais devem estar ajustadas aos riscos dos investimentos:

	Exercício de 2014	Médio prazo (2014 a 2016)	Longo prazo (2014 a 2018)
Plano BD	5,7%	6,7%	6,8%
Plano CD Puro	5,1%	6,4%	6,6%
Plano CD Saldado (BPDS)	5,1%	6,3%	6,4%
Plano CD ONS	5,2%	6,6%	6,7%
Plano CV EPE	5,1%	6,4%	6,5%
Plano CD Ceron	5,0%	6,3%	6,5%
PGA	4,2%	5,5%	5,6%

- ✓ Obter rentabilidade adicional a fim de contribuir para o equilíbrio econômico-financeiro do plano BD Eletrobrás e para aumentar do valor do patrimônio dos demais planos.

Para o alcance dos objetivos acima, a ELETROS buscará implementar as propostas de alocação e seleção de ativos, sujeitas aos limites e parâmetros definidos nesta política.

4. TAXAS REAIS DE JURO UTILIZADAS NAS PROJEÇÕES ATUARIAIS

	Exercício de 2014 (taxa ao ano acima do INPC)
Plano BD	5,50%
Plano CD Puro	5,50%
Plano CD Saldado (BPDS)	5,50%
Plano CD ONS	5,50%
Plano CV EPE	5,50%
Plano CD Ceron	5,50%

¹ Metas reais brutas, sem quaisquer custos, acima da variação do INPC.

5. ALOCAÇÃO E SELEÇÃO DE ATIVOS POR PLANO

A gestão de investimentos da ELETROS se baseia na segregação entre alocação e seleção de ativos.

A tomada de decisão cabe à Diretoria Executiva com base em recomendações da equipe interna – exceto nos fundos de investimento com gestão externa.

A equipe de gestão interna possui a atribuição de analisar, elaborar e executar as operações, além de propor critérios para os investimentos em conformidade com normas e procedimentos aprovados.

A alocação de ativos é definida como o conjunto de atividades relacionadas à distribuição do patrimônio de cada plano entre os segmentos de renda fixa, renda variável, imóveis, empréstimos, investimentos estruturados e no exterior.

- ✓ A alocação de ativos é de responsabilidade da equipe interna, exceto na alocação em renda variável dos perfis de investimento que pode ser uma opção do participante.
- ✓ A alocação de ativos é avaliada pelo CAA e as propostas são encaminhadas por esse comitê ao CEI, a quem cabe decidir, exceto nos casos previstos nesta política.

A seleção de ativos é definida como o conjunto de atividades relacionadas à distribuição de cada segmento do plano entre as modalidades (incluindo títulos e fundos de investimento) permitidas pela legislação, compreendendo a análise e a execução de operações.

- ✓ A seleção de ativos é de responsabilidade da equipe interna, no caso da gestão feita diretamente pela entidade, ou dos gestores externos, no caso dos fundos de investimento.
- ✓ A seleção de ativos é avaliada pelo CGC e as propostas são encaminhadas por esse comitê ao CEI, a quem cabe decidir, exceto nos casos previstos nesta política.

Para o alcance dos objetivos da PI 2014, as estratégias de seleção de ativos deverão, no mínimo, superar as metas definidas para cada segmento, obedecendo aos respectivos limites, requisitos e condições.

4.1 RENDA FIXA

Objetivos:

- ✓ Obter ganhos reais que contribuam para o atingimento das metas definidas nesta política.
- ✓ Vincular os recebimentos de juros e principal aos desembolsos financeiros previdenciários.

A meta de rentabilidade do segmento de renda fixa em 2014 será equivalente à variação de 105% do CDI acumulada no ano.

4.1.1 ALOCAÇÃO E RENTABILIDADE DA RENDA FIXA POR PLANO

A renda fixa permanecerá como o segmento de maior alocação no patrimônio, o que indica a tendência conservadora da política de investimento para 2014.

Alocação e rentabilidade da renda fixa para 2014

Plano	Alocação em relação ao patrimônio			Rentabilidade		
	Estimada Dez/2013	Mínima	Alvo	Máxima	Nominal	Real*
Plano BD EletoBrás	67%	49%	65%	88%	12,2%	5,8%
Plano CD EletoBrás Total	66%	45%	67%	85%	11,3%	4,9%
Plano CD EletoBrás Puro**	64%	43%	66%	85%	11,3%	4,9%
Plano CD Saldado (BPDS)	63%	51%	70%	88%	11,3%	4,9%
Plano CD ONS**	69%	49%	66%	87%	11,3%	4,9%
Plano CV EPE	81%	61%	78%	90%	11,3%	4,9%
Plano CD Ceron	82%	66%	78%	90%	11,3%	4,9%
PGA	100%	100%	100%	100%	10,5%	4,2%

* Real acima do INPC estimado em 6,1% para 2014.

** Somando todos os perfis de investimento.

4.1.2 SELEÇÃO DE ATIVOS NA RENDA FIXA

São elegíveis para compor o segmento de renda fixa de cada plano as modalidades de investimento permitidas pela legislação em vigor, com as restrições aprovadas nesta política.

A negociação de ativos no segmento deve estar em conformidade com as condições e requisitos da legislação, com o processo decisório, no caso da gestão interna, e com o regulamento dos fundos de investimento, no caso da gestão externa, considerando-se que:

- ✓ Os limites de enquadramento, de concentração por emissor e por investimento dispostos na legislação em vigor se aplicam em cada plano, adicionando-se:
 - Na aquisição para a gestão interna e para os fundos de investimento exclusivos, o limite de um emissor privado, incluindo aplicações já existentes, não poderá ultrapassar 10% do total da carteira de renda fixa da ELETROS.
- ✓ A classificação de risco (“rating”) mínima aplicável à aquisição de ativos de emissor não financeiro para a gestão interna e para os fundos de investimento exclusivos de renda fixa será, no mínimo, de:
 - “AA” da agência Fitch Ratings Brasil, ou o seu equivalente, no caso de ativos com prazo médio acima de cinco anos.
 - “A” da agência Fitch Ratings Brasil, ou o seu equivalente, nos demais casos.

A seleção de ativos de renda fixa do plano BD Eletrobrás permanecerá orientada pelo fluxo de desembolsos previdenciários, o qual orienta a composição da carteira ALM (exclusiva do plano). Complementarão o segmento do BD Eletrobrás (i) outros títulos indexados à inflação e (ii) demais modalidades com objetivo de superar os índices de referência do segmento.

Como regra geral, a seleção de ativos de renda fixa dos planos CD Eletrobrás, CD ONS, CV EPE, CD Ceron e PGA seguirá as mesmas estratégias em 2014, orientando-se para a proteção contra a inflação e para ganhos frente aos índices de referência do segmento.

A liquidez do segmento de renda fixa é provedora de primeira ordem dos compromissos financeiros dos planos. Deverá ser mais elevada no BD Eletrobrás em razão do seu fluxo de caixa com desembolsos superiores às contribuições previdenciárias, situação que também ocorre no CD Eletrobrás Saldado (BPDS), embora em menor dimensão.

4.2 RENDA VARIÁVEL

Objetivos:

- ✓ Proporcionar rentabilidade superior à da renda fixa.
- ✓ Obter ganhos em relação aos índices de referência para o segmento, os quais deverão estar vinculados às estratégias de médio e de longo prazo.

A meta de rentabilidade do segmento de renda variável em 2014 será equivalente à variação do **IBrX acrescida de 2%** acumulada no ano.

4.2.1 ALOCAÇÃO E RENTABILIDADE DA RENDA VARIÁVEL POR PLANO

A renda variável permanecerá como o segundo segmento de maior alocação no patrimônio dos planos em 2014, superada apenas pela renda fixa.

Alocação e rentabilidade da renda variável para 2014

Plano	Alocação em relação ao patrimônio			Rentabilidade		
	Estimada Dez/2013	Mínima	Alvo	Máxima	Nominal	Real*
Plano BD Eletrobrás	17%	5%	18%	25%	12,3%	5,9%
Plano CD Eletrobrás Total	20%	9%	20%	32%	12,3%	5,9%
Plano CD Eletrobrás Puro **	22%	10%	22%	35%	12,3%	5,9%
Perfil ELETROS do CD Puro ***	22%	10%	22%	35%	12,3%	5,9%
Plano CD Saldado (BPDS)	16%	5%	16%	25%	12,3%	5,9%
Plano CD ONS **	23%	10%	25%	35%	12,3%	5,9%
Perfil ELETROS do CD ONS ***	23%	10%	25%	35%	12,3%	5,9%
Plano CV EPE	16%	10%	15%	25%	12,3%	5,9%
Plano CD Ceron	15%	10%	15%	20%	12,3%	5,9%

* Real acima do INPC estimado em 6,1% para 2014.

** Somando todos os perfis de investimento.

*** Alocação em relação ao total do perfil ELETROS.

PERFIS DE INVESTIMENTO

A alocação em renda variável permanecerá como opção do participante nos planos que possuam perfis de investimento, o qual poderá escolher por:

Perfil	Alocação em renda variável
Perfil Super Conservador	0%
Perfil Conservador	15%
Perfil Moderado	30%
Perfil Agressivo	45%
Perfil ELETROS	De acordo com a PI 2014

Os meses para alteração do perfil permanecerão em maio e novembro. Essas e outras condições devem ser observadas pelo participante, as quais estarão disponíveis para conhecimento, além de poder contar com o atendimento da ELETROS para esclarecimento de dúvidas.

4.2.2 SELEÇÃO DE ATIVOS NA RENDA VARIÁVEL

São elegíveis para compor o segmento de renda variável de cada plano as ações de emissão de companhias abertas e os correspondentes bônus de subscrição, recibos de subscrição e certificados de depósitos, e as cotas de fundos de índice referenciados em cesta de ações de companhias abertas, admitidas à negociação em bolsa de valores. Os investimentos nas demais modalidades de renda variável permitidas pela legislação deverão ser aprovados caso a caso pelo Conselho Deliberativo.

A negociação de ativos no segmento deve estar em conformidade com as condições, requisitos, limites de enquadramento, de concentração por emissor e por investimento dispostos na legislação em vigor, com o processo decisório, no caso da gestão interna, e regulamentos dos fundos de investimento, no caso da gestão externa.

4.3 IMÓVEIS

Objetivos:

- ✓ Proporcionar rentabilidade superior à da renda fixa.
- ✓ Avaliar oportunidades de alienação parcial da carteira.

A meta de rentabilidade do segmento de imóveis em 2014 será equivalente à variação do INPC acrescida de 4%.

O objetivo de alienar parte da carteira atual de imóveis fará com que a alocação no segmento tenda a se reduzir, embora o plano BD Eletrobrás possa continuar acima do limite legal por efeito das reavaliações ocorridas nos últimos exercícios.

Alocação e rentabilidade dos imóveis para 2014

Plano	Alocação em relação ao patrimônio				Rentabilidade	
	Estimada Dez/2013	Proposta para 2014			Nominal	Real*
		Mínima	Alvo	Máxima		
Plano BD Eletrobrás	9%	4%	6%	9%	10,3%	4,0%
Plano CD Eletrobrás Total	5%	3%	4%	6%	10,3%	4,0%
Plano CD Eletrobrás Puro**	5%	3%	4%	6%	10,3%	4,0%
Plano CD Saldado (BPDS)	6%	3%	4%	6%	10,3%	4,0%

* Real acima do INPC estimado em 6,1% para 2014.

** Somando todos os perfis de investimento.

São elegíveis para compor o segmento de imóveis da ELETROS as modalidades de investimento permitidas pela legislação em vigor, nos limites de enquadramento ali dispostos.

As operações com imóveis deverão obedecer ao processo decisório interno. A aquisição e a alienação de bens imóveis e a constituição de ônus reais sobre os mesmos compete ao Conselho Deliberativo.

A participação no setor imobiliário poderá ser feita de forma indireta através de outros segmentos – como são os casos dos fundos de recebíveis e dos fundos imobiliários.

4.4 OPERAÇÕES COM PARTICIPANTES (EMPRÉSTIMOS)

As operações de empréstimo aos participantes e assistidos deverão permanecer restritas aos planos BD, CD Eletrobrás e CD ONS, tendo por objetivo superar a rentabilidade da renda fixa.

A meta de rentabilidade do segmento de operações com participantes em 2014 será equivalente à taxa de juro utilizada nas projeções atuariais do respectivo plano ou (i) à variação do IPCA acrescido de 6,0% ao ano, o que for maior, respectivamente no caso dos planos BD e CD Saldado, ou (ii) à variação de 105,7% do CDI, o que for maior, para o plano CD Eletrobrás Puro, ou (iii) à variação de 104,5% do CDI, o que for maior, para o CD ONS e demais planos.

Os empréstimos obedecerão aos requisitos da legislação e às normas internas. Os encargos financeiros das operações deverão ser aprovados pelo Conselho Deliberativo.

Alocação e rentabilidade dos empréstimos para 2014

Plano	Alocação em relação ao patrimônio			Rentabilidade		
	Estimada Dez/2013	Mínima	Alvo	Máxima	Nominal	Real*
Plano BD Eletrobrás	5%	3%	5%	7%	12,4%	6,0%
Plano CD Eletrobrás Total	4%	3%	4%	7%	12,4%	6,0%
Plano CD Eletrobrás Puro**	3%	2%	3%	6%	11,9%	5,5%
Plano CD Saldado (BPDS)	5%	4%	5%	8%	11,9%	5,5%
Plano CD ONS**	4%	2%	4%	6%	11,9%	5,5%
Plano CV EPE	0%	0%	2%	4%	11,9%	5,5%
Plano CD CERON	0%	0%	2%	4%	11,9%	5,5%

* Real acima do INPC estimado em 6,1% para 2014.

** Somando todos os perfis de investimento.

4.5 INVESTIMENTOS ESTRUTURADOS

Objetivos:

- ✓ Continuar a estratégia de investir gradualmente em fundos de investimento em participações (FIP) e fundos multimercado
- ✓ Prosseguir na avaliação dos fundos de investimento imobiliário (FII).

A meta de rentabilidade do segmento de investimentos estruturados em 2014 nos fundos multimercado será equivalente à variação de **110% do CDI** acumulada no ano.

Alocação e rentabilidade dos investimentos estruturados para 2014

Plano	Alocação em relação ao patrimônio			Rentabilidade		
	Estimada Dez/2013	Mínima	Alvo	Máxima	Nominal	Real*
Plano BD Eletrobrás	3%	0%	4%	6%	11,0%	4,6%
Plano CD Eletrobrás Total	3%	0%	3%	6%	11,0%	4,6%
Plano CD Eletrobrás Puro**	3%	0%	3%	6%	11,0%	4,6%
Plano CD Saldado (BPDS)	3%	0%	3%	6%	11,0%	4,6%
Plano CD ONS**	3%	0%	3%	6%	11,0%	4,6%
Plano CV EPE	3%	0%	3%	6%	11,0%	4,6%
Plano CD Ceron	0%	0%	3%	6%	11,0%	4,6%

* Real acima do INPC estimado em 6,1% para 2014.

** Somando todos os perfis de investimento.

As propostas referentes ao segmento deverão obedecer ao processo decisório interno e deverão ser aprovadas caso a caso pelo Conselho Deliberativo.

4.6 INVESTIMENTOS NO EXTERIOR

A busca por uma relação mais atrativa entre retorno e risco de mercado faz com que a ELETROS avalie também a possibilidade de investir direta ou indiretamente no exterior e a forma mais adequada para fazê-lo dependerá dos estudos internos.

Alocação e rentabilidade dos investimentos no exterior para 2014

Plano	Alocação em relação ao patrimônio			Rentabilidade		
	Estimada Dez/2013	Mínima	Alvo	Máxima	Nominal	Real*
Plano BD Eletrobrás	0%	0%	2%	4%	12,3%	5,9%
Plano CD Eletrobrás Total	0%	0%	2%	4%	12,3%	5,9%
Plano CD Eletrobrás Puro**	0%	0%	2%	4%	12,3%	5,9%
Plano CD Saldado (BPDS)	0%	0%	2%	4%	12,3%	5,9%
Plano CD ONS**	0%	0%	2%	4%	12,3%	5,9%
Plano CV EPE	0%	0%	2%	4%	12,3%	5,9%
Plano CD Ceron	0%	0%	2%	4%	12,3%	5,9%

* Real acima do INPC estimado em 6,1% para 2014.

** Somando todos os perfis de investimento.

4.7 RENTABILIDADE ESPERADA PARA O PATRIMÔNIO EM 2014

Com base nas alocações-alvo dos itens anteriores, a rentabilidade nominal e real esperada para cada plano em 2014 é:

Plano	Rentabilidade	
	Nominal	Real*
Plano BD Eletrobrás	12,1%	5,7%
Plano CD Puro (perfil ELETROS)	11,5%	5,1%
Plano CD Saldado (BPDS)	11,5%	5,1%
Plano CD ONS (perfil ELETROS)	11,6%	5,2%
Plano CV EPE	11,5%	5,1%
Plano CD Ceron	11,4%	5,0%
Plano PGA	10,5%	4,2%

* Real acima do INPC estimado em 6,1% para 2014.

6. ADMINISTRAÇÃO DE RISCOS DOS INVESTIMENTOS

A metodologia e os critérios de avaliação de risco dos investimentos compreendem risco de crédito, de mercado, de liquidez, operacional, legal e sistêmico.

6.1 RISCO DE CRÉDITO

6.1.1 Para a concessão de crédito de emissor não financeiro, a ELETROS utiliza critérios desenvolvidos e aplicados pela equipe interna que se baseiam na avaliação da capacidade de pagamento, em informações de mercado e de consultoria externa. A classificação de risco deverá ser, no mínimo, “AA” da agência Fitch Ratings Brasil, ou o seu equivalente, para títulos com prazo médio acima de cinco anos e, no mínimo, “A” da mesma agência, ou o seu equivalente, para os demais casos.

6.1.2 Para a concessão de crédito de emissor financeiro, a ELETROS contrata duas empresas especializadas em risco bancário, cujas avaliações são incorporadas aos critérios desenvolvidos e aplicados pela equipe interna, baseados em indicadores de liquidez, solvência e outros.

6.2 RISCO DE MERCADO

A ELETROS vem aperfeiçoando a sua administração de risco de mercado e avançando na construção do modelo proprietário integrado de risco. Para 2014, as ações do planejamento estratégico da entidade estarão voltadas para a continuação dos projetos em desenvolvimento, incluindo os estudos ALM do plano BD Eletrobrás iniciados em 2013.

Considera-se que a administração de risco de mercado compreenda tanto as atividades de gestão quanto as de monitoramento. O modelo integrado em desenvolvimento na ELETROS prevê a administração de risco de mercado por prazos e diferenciada por planos, buscando empregar metodologias que melhor se aplicam a essas variáveis.

6.3 RISCO DE LIQUIDEZ

A medida do risco de liquidez do patrimônio é baseada na relação entre as receitas de investimentos e o fluxo de caixa previdenciário (receitas menos desembolsos previdenciários). Nas receitas de investimentos incluem-se as operações

compromissadas lastreadas em títulos públicos federais que vencem e são renovadas diariamente, constituindo-se em importante fator de liquidez.

O segmento de renda fixa é o provedor de primeira ordem de liquidez para os planos. No BD Eletrobrás, o fluxo de caixa previdenciário é negativo e a cobertura necessária de liquidez é reforçada com títulos de renda fixa de longo prazo, com vencimentos vinculados aos desembolsos do passivo previstos nos estudos ALM.

A medida de liquidez de um ativo é baseada no número de dias em que se transforma em disponibilidade financeira. A ELETROS possui ativos com baixa liquidez, como é o caso de alguns títulos de renda fixa de longo prazo, imóveis e empréstimos aos participantes, mas que não interferem na gestão financeira integrada dos planos.

Os investimentos estruturados tendem a apresentar restrições importantes de liquidez, alguns dos quais são constituídos sob a forma de condomínio fechado, sem possibilidade de resgate antecipado, além de demandarem prazo médio de retorno superior a cinco anos, como é caso dos fundos de investimento em participações e dos fundos de investimento imobiliário.

6.4 RISCO OPERACIONAL

Parte do patrimônio dos planos da ELETROS é gerida internamente e isso requer estrutura de governança com normas, procedimentos e verificação de conformidades.

O risco operacional é mitigado com a segregação de funções entre gestão, administração, liquidação e custódia de títulos.

O risco associado à execução das operações na gestão interna com títulos mobiliários é mitigado através dos procedimentos contratuais com o agente custodiante, responsável por pagamentos e recebimentos ligados aos investimentos, pela custódia e controladoria de fundos de investimentos exclusivos e das carteiras.

6.5 RISCO LEGAL

O risco legal na gestão dos investimentos associado a falhas contratuais, documentação insuficiente e falta de representatividade é mitigado pela intervenção da área jurídica, que emite parecer prévio para todas as ocasiões em que a entidade deva ser representada legalmente.

As provisões para inadimplências associadas aos investimentos são registradas de acordo com a legislação e as contingências de natureza judicial não possuem fluxo previsto na PI 2014.

O agente custodiante deve informar sobre qualquer mudança na legislação que implique em revisão ou ajustamento dos regulamentos dos fundos de investimento dos quais a ELETROS seja cotista, bem como deve prestar as informações necessárias para o cumprimento, por parte da ELETROS, dos dispositivos legais e regulamentares.

6.6 RISCO SISTÊMICO

O risco sistêmico dos investimentos deve estar representado pelos testes de estresse com base na definição de cenários críticos para os segmentos que possuam títulos mobiliários, através dos quais perdas extremas são estimadas para cada plano, mas não implicam em tomada de decisão automática.

7. OUTRAS ORIENTAÇÕES

7.1 CUSTÓDIA E LIQUIDAÇÃO DE ATIVOS

A ELETROS tem contrato com o Bradesco para a prestação de (i) serviços de custódia qualificada, que consiste na liquidação física e financeira dos ativos, sua guarda e informação de eventos associados aos ativos e (ii) de controladoria de fundos de investimento exclusivos e carteiras, que consiste na execução dos processos que compõem a respectiva controladoria dos ativos e do passivo, bem como a execução dos procedimentos contábeis.

7.2 USO DE DERIVATIVOS

A ELETROS tem tradição no uso de derivativos, sendo permitido no segmento de renda fixa ou de renda variável desde que esteja de acordo (i) com o processo decisório interno, no caso da gestão própria ou (ii) com o regulamento dos fundos, no caso da gestão externa.

7.3 PRECIFICAÇÃO DOS INVESTIMENTOS:

O agente custodiante é responsável pelo apreamento dos ativos dos fundos de investimento exclusivos e das carteiras da ELETROS.

A equipe interna da ELETROS é responsável pelo apreçamento do segmento de operações com participantes e de imóveis, exceto no caso de reavaliações, as quais serão feitas por empresa contratada na forma da legislação.

7.4 RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL

A ELETROS é aderente aos princípios gerais de responsabilidade socioambiental ao adotar e valorizar as boas práticas de governança corporativa, ciente das consequências sociais e ambientais que sua atuação possui como prestadora de serviço.

8. RESPONSABILIDADES

8.1 O Conselho Deliberativo será responsável por (i) aprovar esta política; (ii) reavaliá-la quando necessário; aprovar caso a caso (iii) os investimentos nas modalidades de renda variável permitidas pela legislação e não previstas na PI 2014, (iv) o uso de derivativos que impacte o total dos recursos garantidores de um plano em valor superior a três por cento e (v) o aporte no segmento de investimentos estruturados. Será responsável pela (vi) aquisição, alienação e constituição de ônus sobre bens imóveis e (vii) pela definição dos encargos financeiros por plano das operações com participantes.

8.2 A Diretoria Executiva será responsável por (i) elaborar esta política e propor a sua alteração ao Conselho Deliberativo, a quem também deve propor a aprovação (ii) dos investimentos nas modalidades de renda variável permitidas pela legislação e não previstas na PI 2014, (iii) do uso de derivativos, (iv) do aporte no segmento de investimentos estruturados, (v) da aquisição, alienação e a constituição de ônus sobre bens imóveis, (vi) dos encargos financeiros por plano das operações com participantes. Deverá ser responsável pelas decisões de alocação e seleção de ativos, e implementar a gestão interna dos investimentos, incluindo os riscos associados.

8.3 O Diretor Financeiro é designado para a função de Administrador Estatutário Tecnicamente Qualificado (AETQ), sendo o responsável pela gestão dos investimentos junto ao órgão supervisor.

8.4 A equipe interna será responsável por (i) elaborar e recomendar a alocação de ativos à Diretoria Executiva, exceto em renda variável dos perfis Conservador, Moderado e Agressivo, e por (ii) elaborar e recomendar a seleção de ativos à Diretoria Executiva, além de (iii) executar as operações na gestão interna de todos os planos e

perfis de investimento; (iv) realizar o apuração dos imóveis, exceto no caso de reavaliações, e das operações com participantes.

8.5 O gestor externo dos fundos de investimento exclusivos deverá fazer a seleção de ativos seguindo o mandato acordado com a ELETROS e com o respectivo regulamento.

8.6 O agente custodiante será o responsável (i) pelos pagamentos e recebimentos ligados aos investimentos na forma contratada; (ii) por informar mudanças na legislação que afetem o regulamento dos fundos de investimento; (iii) por prestar informações necessárias para o cumprimento dos dispositivos legais e regulamentares; (iv) pelo apuração dos ativos dos fundos de investimento exclusivos e das carteiras da ELETROS, e pela execução dos procedimentos contábeis.

8.7 A área jurídica da ELETROS deverá emitir parecer prévio para todas as ocasiões em que a entidade seja representada legalmente.

8.8 O Comitê de Gestão de Riscos e Auditoria e a Gestão de Riscos Corporativos e Compliance ocupam posições centrais no monitoramento de riscos dos investimentos da ELETROS.

GLOSSÁRIO

BD Eletrobrás – plano de benefício definido dos participantes e assistidos das patrocinadoras Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel e Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS.

CAA – Comitê de Alocação de Ativos.

CD Eletrobrás – plano de contribuição definida dos participantes e assistidos das patrocinadoras Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel e Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS, composto por plano CD Eletrobrás Puro e plano CD Saldado (BPDS).

CD Ceron – plano de contribuição definida dos participantes e assistidos da patrocinadora Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - CERON.

CD ONS – plano de contribuição definida dos participantes e assistidos da patrocinadora Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

CDI – Certificado de Depósito Interfinanceiro (renda fixa).

CEI – Comitê Executivo de Investimentos.

CGC – Comitê de Gestão de Carteiras.

CV EPE – plano de contribuição variável dos participantes e assistidos da patrocinadora Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

INPC – Índice Nacional de Preços ao Consumidor (inflação).

IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo (inflação).

IBrX – Índice Brasil (renda variável).

PI 2014 – política de investimento da ELETROS para o exercício de 2014.

PIB – Produto Interno Bruto (atividade econômica).

Anexo

CENÁRIO MACROECONÔMICO E DOS INVESTIMENTOS

O cenário macroeconômico mais provável para o período de 2014 a 2018, com probabilidade de ocorrência de 50%, é de um crescimento do PIB inferior a 3% ao ano e uma taxa média real de juros medida pelo CDI de 5,1% no período.

Variáveis macroeconômicas

	Estimativas	Projeções				
	2013*	2014	2015	2016	2017	2018
Crescimento do PIB	2,3%	2,0%	1,7%	2,4%	2,7%	3,2%
Juros CDI no ano	8,1%	10,0%	11,1%	11,5%	10,7%	10,0%
Inflação INPC no ano	5,7%	6,1%	5,3%	4,9%	4,6%	4,5%
Juros reais CDI sobre INPC	2,2%	3,7%	5,4%	6,2%	5,8%	5,2%
Dólar no final do ano em R\$	2,30	2,40	2,49	2,57	2,65	2,72
Risco Brasil no final do ano (em pontos base)	225	250	220	200	160	140

* As projeções para todo o ano de 2013 foram feitas a partir de dados realizados até novembro/13.

Dos cenários alternativos, o de tendência mais negativa, com probabilidade de 25%, envolveria um crescimento do PIB menor e uma inflação um pouco mais elevada, enquanto o cenário de tendência mais positiva, também com probabilidade de 25%, teria um crescimento do PIB acima de 3% ao ano e inflação próxima do centro da meta de 4,5% ao ano.

Cenário para os investimentos

Os juros reais mais elevados da economia brasileira aumentam o retorno esperado para a renda fixa, que é o segmento de maior peso no patrimônio dos planos, e têm um impacto relevante sobre as expectativas de rentabilidade dos planos. Em decorrência, as metas de rentabilidade para os próximos anos são superiores às projetadas na política de investimento do ano anterior.

A renda variável compõe com a renda fixa o conjunto de ativos que forma a base das políticas de investimento. A carteira de ações tradicionalmente apresenta o maior risco

de mercado do patrimônio, o qual é compensado com a expectativa de maior retorno real em prazos mais longos. Embora esse prêmio de retorno real não tenha ocorrido nos últimos anos no Brasil, se constitui em premissa importante para as decisões de investimento, valendo-se da hipótese de reversão à média que fundamenta os ganhos reais desses ativos acima da renda fixa à medida que maior seja o horizonte de análise.

As demais classes de investimento que compõem o patrimônio dos planos, embora recebam atenção pela possibilidade de diversificação, não projetam grande impacto na rentabilidade esperada.

Informações sobre o processo decisório de aprovação da Política de Investimento de 2014:

Elaborada por:

Jair Ribeiro Pereira Filho
Consultor

Revisada por:

Max Leandro Ferreira Tavares
Gerente

Recomendada pela 418ª reunião do Comitê de Gestão de Carteiras em 11/12/13 para aprovação do Comitê Executivo de Investimentos.

Aprovada pela 782ª reunião do Comitê Executivo de Investimentos em 11/12/13 e pela 777ª reunião de Diretoria Executiva em 12/12/13 para encaminhamento ao Conselho Deliberativo da ELETROS.

Aprovada na 243ª reunião do Conselho Deliberativo da ELETROS em 20/12/13.

v. Conclusões contidas no relatório da auditoria independente:



RJPAR-015/005

**RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES
SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**

Aos Participantes, Patrocinadoras, Conselheiros e Diretores da
FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDA 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 2014, 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 provisões técnicas do plano de benefícios, para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

2. Responsabilidade da Administração

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 (CNPB), 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 2014, 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 Conselho Nacional de Previdência Complementar (CNPIC).

5. Outras Informações

As diretrizes do equacionamento do *deficit* de 2013, consignadas no Plano de Equacionamento de 2013, aprovado pelo Conselho Deliberativo, em 17 de outubro de 2014, ocasionou uma redução na variação anual das Provisões Matemáticas de R\$23.710 mil, contribuindo para apuração de um *superavit* no período de R\$8.598 mil, reduzindo o *deficit* acumulado.

Rio de Janeiro, 02 de março de 2015.

FERNANDO MOTTA & ASSOCIADOS
Auditores Independentes
CRCMG - 757/O - F - RJ



Luiz Alberto Rodrigues Mourão
Contador - CRCRJ - 046.110/O

vi. Demonstração do resultado atuarial no exercício de referência do relatório de gestão e nos dois anteriores, acompanhada de justificativas e análises de eventuais deficitários:

e

vii. Conclusões do último estudo atuarial

Conforme a seguir:



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

ENTIDADE	
Código: 0032-6	CNPJ: 34.268.789/0001-88
Sigla: ELETROS	
Razão Social: FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS	

PLANO	
CNPB: 1979.0021-18	Sigla: BD ELETROBRÁS
Nome: PLANO COMPLEMENTAR À PREVIDÊNCIA SOCIAL	
Situação: ATIVO / EM EXTINÇÃO	Característica: PATROCINADOR
Modalidade: BENEFÍCIO DEFINIDO	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 DURAÇÃO 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.

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

DEMONSTRATIVO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL**GRUPO DE CUSTEIO: 1 - Pats. BD ELETROBRÁS****Patrocinadores e Instituidores**

CNPJ	Razão Social
34.268.789/0001-88	FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS
42.288.886/0001-60	CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA CEPEL
00.001.180/0001-26	CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA

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.

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: 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% + anuênio 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.

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 assumira 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 Rotatividade (Percentual)

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	
Quantidade de benefícios concedidos:	136	Valor médio do benefício (R\$): 5.785,23
Idade média dos assistidos:	67	
Benefícios Concedidos		R\$ 129.584.853,82
Contribuição Definida		R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos		R\$ 0,00
Benefício Definido		R\$ 129.584.853,82
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos		R\$ 129.584.853,82
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\$ 8.645.688,93
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: [1979.0021-18] 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

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

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

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

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

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

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

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.

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 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

PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS

Contabilizado no Ativo	R\$ 0,00
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	R\$ 122.251.992,21
Déficit equacionado	R\$ 30.607.761,16
Patrocinador	R\$ 15.303.880,58
Participantes ativos	R\$ 11.986.240,20
Assistidos	R\$ 3.317.640,38
Serviço passado	R\$ 91.644.231,05
Patrocinador	R\$ 91.644.231,05
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

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

FUNTE 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

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.

Varição 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.



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

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

ENTIDADE	
Código: 0032-6	CNPJ: 34.268.789/0001-88
Sigla: ELETROS	
Razão Social: FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS	

PLANO	
CNPB: 2006.0015-74	Sigla: CD ELETROBRÁS
Nome: PLANO DE CONTRIBUIÇÃO DEFINIDA	
Situação: ATIVO / EM FUNCIONAMENTO	Característica: PATROCINADOR
Modalidade: CONTRIBUIÇÃO DEFINIDA	Legislação Aplicável: LC 108/109

ATUÁRIO	
Nome: HUGO LEGIS FERNANDES ELSENBUSCH	
MIBA: 1029	MTE: 1029
Empresa:	

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.	

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 SESENTA).

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 SESENTA).

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.

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

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.

DEMONSTRATIVO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL

GRUPO DE CUSTEIO: 1 - Pats. CD Eletrobras

Patrocinadores e Instituidores

CNPJ	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 PATRIMONIO

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

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.

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:	6,18
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 Rotatividade (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	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\$ 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	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: _____

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\$):	5.986,53
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	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 160.865.220,00
Benefício Definido Capitalização não Programado	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 15.617.601,94
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	R\$ 0,00
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

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	Valor médio do benefício (R\$):	135.967,10
Idade média dos assistidos:	0	Custo do Ano (R\$):	434.248,62
		Custo do Ano (%):	0,21

Provisões Matemáticas	R\$ 0,00
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

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	R\$ 8.203.304,77
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\$ 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

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	R\$ 1.116.236,77
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

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	R\$ 0,00
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

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	R\$ 756.168.530,81
Benefícios Concedidos	R\$ 170.316.986,86
Contribuição Definida	R\$ 138.782.243,59
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\$ 417.043.347,45
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

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

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\$ 1.044.524.849,89	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\$ 1.371.534,75
Recursos utilizados no exercício	R\$ 1.342.085,66
Saldo	R\$ 65.366,92

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

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

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:

INFORMAÇÕES CONSOLIDADAS

TOTAL DAS RESERVAS

Custo Normal do Ano	R\$ 42.639.078,60
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

PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS

Contabilizado no Ativo	R\$ 0,00
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	R\$ 12.637.675,23
Déficit equacionado	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
Serviço passado	R\$ 12.637.675,23
Patrocinador	R\$ 12.637.675,23
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

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

FUNTE 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

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.

Varição 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.



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: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

Atuário Responsável			
SERGIO MENDES DE AZEVEDO TINOCO			
MIBA:	305	MTE:	305

DA transmitida à Previc em 21/03/2014 às 18:07:44

Número de protocolo : 008478

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

INFORMAÇÕES CADASTRAIS

ENTIDADE	
Código: 0032-6	CNPJ: 34.268.789/0001-88
Sigla: ELETROS	
Razão Social: FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS	

PLANO	
CNPB: 1979.0021-18	Sigla: BD ELETROBRÁS
Nome: PLANO COMPLEMENTAR À PREVIDÊNCIA SOCIAL	
Situação: ATIVO / EM EXTINÇÃO	Característica: PATROCINADOR
Modalidade: BENEFÍCIO DEFINIDO	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:	31/12/2013	Data da Avaliação:	31/12/2013
Tipo: COMPLETA			
Observações:			
Relatórios Complementares apresentados pelo Atuário (não enviados à PREVIC):			
Quantidade de Grupos de Custeio: 1			

INFORMAÇÕES SOBRE A DURATION DO PASSIVO DO PLANO DE BENEFÍCIOS

Duration do Passivo (em meses):	552
Observações:	
O Fluxo Atuarial foi projetado para cerca de 46 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.	

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

DEMONSTRATIVO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL**GRUPO DE CUSTEIO: 1 - Pats. BD ELETROBRÁS****Patrocinadores e Instituidores**

CNPJ	Razão Social
00.001.180/0001-26	CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA
34.268.789/0001-88	FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS
42.288.886/0001-60	CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA CEPEL

Participantes Ativos: 328	Tempo médio de contribuição (meses): 284
Folha de Salário de Participação: R\$ 39.526.165,90	Tempo médio para aposentadoria (meses): 62

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 para o próximo exercício, tomando por base a variação do INPC.

Opinião do atuário:

Manter a hipótese vigente.

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 premissas atuariais definidas na avaliação atuarial, os dados cadastrais do Plano e os encargos decorrentes do benefício de pensão por morte, ajustados estatisticamente.

Opinião do atuário:

Manter a hipótese vigente.

Hipótese: Indexador do Plano (Reajuste dos Benefícios)

Valor: INPC (IBGE)

Quantidade esperada no exercício seguinte: 6,00

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 5,56

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

A divergência entre o valor esperado (6,00%) e o valor ocorrido (5,56%) no ano de 2013 é irrelevante e não afetou o resultado da avaliação atuarial do Plano.

Justificativa da EFPC:

O indexador do Plano é o INPC conforme definição regulamentar.

Opinião do atuário:

Manter a hipótese vigente.

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

Hipótese: Projeção de Crescimento Real de Salário	
Valor: 3,00	
Quantidade esperada no exercício seguinte:	3,00
Quantidade ocorrida no exercício encerrado:	3,40
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 representa uma expectativa média de longo prazo e mostra-se adequada com o índice de reajuste coletivo da patrocinadora instituidora Eletrobras (Em 2013: dissídio de 7,29% + anuênio de 1%). Diante do exposto, optou-se por manter a hipótese vigente.	
Hipótese: Taxa Real Anual de Juros	
Valor: 5,50	
Quantidade esperada no exercício seguinte:	5,50
Quantidade ocorrida no exercício encerrado:	-6,91
Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:	
A rentabilidade do Plano (-1,73%) ficou abaixo da meta atuarial de 2013 equivalente a INPC + 5,38% (11,24%).	
Justificativa da EFPC:	
Ocorrência conjuntural, influenciado pelo segmento de Renda Fixa. Critério de marcação a mercado dos investimentos afetou negativamente o resultado. A taxa real de juros adotada está embasada na expectativa de rentabilidade de longo prazo, indicada para o Plano na política de investimentos da Fundação.	
Opinião do atuário:	
Nas simulações com os fluxos projetados, o Plano se mostra resiliente à taxa média proposta de 5,50%. No início do exercício de 2014, parte expressiva da carteira de títulos federais foi contabilizada considerando-se marcação na curva acima da premissa de taxa de juros real vigente.	
Hipótese: Tábua de Entrada em Invalidez	
Valor: IAPB 57	
Quantidade esperada no exercício seguinte:	1,00
Quantidade ocorrida no exercício encerrado:	0,00
Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:	
O intervalo de confiança da variável, calculado considerando-se 95% de probabilidade de ocorrência, de [0;2,96] foi confirmado. A ocorrência desse evento constitui um processo estocástico.	
Justificativa da EFPC:	
Grande parte da massa de participantes ativos do Plano está elegível ao benefício de aposentadoria, indicando que o impacto da premissa em questão não é significativo.	
Opinião do atuário:	
A hipótese mostrou-se aderente historicamente e em razão do Plano estar fechado e a massa de participantes ativos exposta a esse risco ser reduzida, entendemos que a variação comportou-se dentro do esperado.	
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 entre o esperado e o ocorrido.	
Justificativa da EFPC:	
A hipótese mostrou-se aderente historicamente.	
Opinião do atuário:	
Manter a hipótese vigente.	

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

Hipótese:	Tábua de Mortalidade Geral
Valor:	AT 2000
Quantidade esperada no exercício seguinte:	42,00
Quantidade ocorrida no exercício encerrado:	37,00
Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:	A divergência observada decorreu da simplificação metodológica na qual consideramos o grupo e a idade média do mesmo em 2012.
Justificativa da EFPC:	A hipótese mostrou-se aderente historicamente e é bastante conservadora.
Opinião do atuário:	Manter a hipótese vigente mitigando o risco da longevidade e a partir desse exercício calculamos o quantitativo esperado individualmente.

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 Rotatividade (Percentual)

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

Quantidade de benefícios concedidos:	135	Valor médio do benefício (R\$):	6.017,39
Idade média dos assistidos:	65		

Benefícios Concedidos	R\$ 128.833.912,13
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 128.833.912,13
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 128.833.912,13
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\$ 6.837.316,09
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

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA ESPECIAL

Quantidade de benefícios concedidos: 41 **Valor médio do benefício (R\$):** 15.058,14

Idade média dos assistidos: 74

Benefícios Concedidos	R\$ 75.369.318,48
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 75.369.318,48
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 75.369.318,48
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: 21 **Valor médio do benefício (R\$):** 8.869,68

Idade média dos assistidos: 82

Benefícios Concedidos	R\$ 16.334.251,78
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 16.334.251,78
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 16.334.251,78
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

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR INVALIDEZ

Quantidade de benefícios concedidos: 55 **Valor médio do benefício (R\$):** 4.067,05

Idade média dos assistidos: 63

Benefícios Concedidos	R\$ 23.061.642,04
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 23.061.642,04
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 23.061.642,04
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\$ 6.500.380,11
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: 1056 **Valor médio do benefício (R\$):** 9.338,80

Idade média dos assistidos: 69

Benefícios Concedidos	R\$ 1.383.527.613,17
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 1.383.527.613,17
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.383.527.613,17
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\$ 250.812.628,13
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

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE PENSÃO

Quantidade de benefícios concedidos: 343 **Valor médio do benefício (R\$):** 5.975,58

Idade média dos assistidos: 68

Benefícios Concedidos	R\$ 250.663.139,24
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 250.663.139,24
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 250.663.139,24
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\$ 25.122.601,11
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\$): 20.416.840,18	Custo do Ano (%): 27,51
Benefícios a Conceder	
Benefício Definido Capitalização Programado	
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 14.965.951,91
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 14.965.951,91
Benefício Definido Capitalização não Programado	
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 1.710.272,33
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 1.710.272,33

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

CONSOLIDADO DO GRUPO CUSTEIO 1 - Pats. BD ELETROBRÁS

Custo Normal do Ano (R\$)	20.416.840,18
Custo Normal do Ano (%)	27,51
Provisões Matemáticas	R\$ 2.133.710.353,80
Benefícios Concedidos	R\$ 1.877.789.876,84
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 1.877.789.876,84
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.604.065.095,56
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 273.724.781,28
Benefícios a Conceder	R\$ 255.920.476,96
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\$ 227.718.040,40
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 257.649.944,22
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 14.965.951,91
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 14.965.951,91
Benefício Definido Capitalização não Programado	R\$ 28.202.436,56
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 31.622.981,22
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 1.710.272,33
(–) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 1.710.272,33
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	R\$ 0,00

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\$ 125.453.998,72
Déficit equacionado	R\$ 37.546.595,22
Patrocinador (72 meses restantes)	R\$ 18.773.297,61
Participantes ativos (72 meses restantes)	R\$ 9.219.060,38
Assistidos (72 meses restantes)	R\$ 9.554.237,23
Serviço passado	R\$ 87.907.403,50
Patrocinador (72 meses restantes)	R\$ 87.907.403,50
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\$ 1.804.711.486,76	Insuficiência de cobertura:	R\$ 203.544.868,32
--------------------------	----------------------	-----------------------------	--------------------

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	6.624.976,47		10.155.247,51		21.858.977,77		38.639.201,75
Contribuições previdenciárias	6.624.976,47	16,77	10.155.247,51	25,69	21.858.977,77	55,31	38.639.201,75
Normais	5.437.057,08	13,76	9.542.726,02	24,14	5.437.057,08	13,76	20.416.840,18
Extraordinárias	1.187.919,39	3,01	612.521,49	1,55	16.421.920,69	41,55	18.222.361,57
Déficit equacionado	1.187.919,39	3,01	612.521,49	1,55	1.800.440,88	4,56	3.600.881,76
Serviço Passado	0,00	0,00	0,00	0,00	14.621.479,81	36,99	14.621.479,81
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: 01/04/2014

PARECER ATUARIAL DO GRUPO DE CUSTEIO

Evolução dos custos:

A previsão de contribuições normais de participantes e aposentados reduziu de R\$ 16,1 milhões em 2013 para R\$ 15,0 milhões em 2014 em função do número considerável de aposentadorias e desligamentos decorrentes do PID (Programa de Incentivo ao Desligamento) das patrocinadoras Eletrobras e Cepel.

A seguir, informamos o Plano de Custeio aprovado pelo Conselho Deliberativo da Eletros, válido a partir de 01/04/2014:

- Contribuições normais para participantes ativos (custeio válido até 31/03/2014 que será mantido a partir de 01/04/2014):

8,16% do salário-real-de-contribuição até o valor do teto de contribuição para a Previdência Social;
17,13% da parcela do salário-real-de-contribuição entre o valor do teto de contribuição para a Previdência Social e 3 vezes esse valor;
24,48% da parcela do salário-real-de-contribuição entre 3 vezes o valor do teto de contribuição para a Previdência Social e 6 vezes esse valor;
29,60% da parcela do salário-real-de-contribuição que exceder a 6 vezes o valor do teto de contribuição para a Previdência Social.

Obs.: a) As faixas contributivas excedentes a 3 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.

- Contribuições normais para assistidos (custeio válido até 31/03/2014):

Até o máximo de 2,5% (I) do complemento de aposentadoria até a metade do teto de contribuição para a Previdência Social;

Até o máximo de 3,0% (II) 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% (III) da parcela do complemento de aposentadoria entre o valor do teto de contribuição para a Previdência Social e 3 vezes esse valor;

Até o máximo de 9,0% (IV) da parcela do complemento de aposentadoria entre 3 vezes o teto de contribuição para a Previdência Social e 6 vezes esse valor;

Até o máximo de 19,0% (V) da parcela do complemento de aposentadoria que exceder a 6 vezes o valor do teto de contribuição para a Previdência Social.

Conforme aprovado pelo Conselho Deliberativo da Eletros, para vigorar a partir de 01/04/2014:

- O percentual (II) será alterado para 3,70% em 01/04/2014, 4,40% em 01/01/2015 e 5,00% em 01/01/2016;

- O percentual (III) será alterado para 7,20% em 01/04/2014, 8,10% em 01/01/2015 e 9,00% em 01/01/2016;

- O percentual (IV) será alterado para 11,00% em 01/04/2014, 13,00% em 01/01/2015 e 15,00% em 01/01/2016.

Ressaltamos que, por se tratar de um Plano de Benefício Definido, o Plano de Custeio deve ser revisto anualmente, em função do método de financiamento atual (agregado).

Dotações Adicionais Relativas a Serviço Passado de Responsabilidade de Patrocinadora:

- Serviço passado relativo à Atividade Especial

R\$ 4.800.735,41 a ser integralizado na forma aprovada pela patrocinadora, observado o disposto na legislação pertinente.

- Serviço passado relativo à exigência regulamentar (artigo 61 do Regulamento):

R\$ 83.106.668,09 a ser integralizado na forma aprovada pela patrocinadora, observado o disposto na legislação pertinente.

Contribuições Extraordinárias:

3,0054% incidindo sobre o salário-real-de-contribuição dos participantes e sobre o valor do benefício de complementação Eletros dos aposentados a partir do fechamento do Plano a novas adesões.

A sobrecarga administrativa de 3,00% incide sobre as contribuições normais e extraordinárias. Adicionalmente, incide sobre o Patrimônio do Plano a taxa de 0,5% ao ano.

Varição das provisões matemáticas:

As Provisões Matemáticas evoluíram de R\$ 2.089,8 milhões para R\$ 2.133,7 milhões.

Alteração da massa de participantes, da premissa de taxa real de juros, do Plano de Custeio, junto aos benefícios pagos, juros e inflação no período, entre outros fatores, justificam a oscilação observada.

Principais riscos atuariais:

Os riscos atuariais do Plano foram mitigados pelo equacionamento obtido a partir das contribuições extraordinárias futuras, ajustes no Plano de Custeio Normal e adoção de premissa de taxa real de juros alinhada com a política de investimentos da Fundação.

Pensões por morte que tenham registrado alteração de beneficiários cadastrados na Eletros a partir de

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

01/04/2006 (fechamento do Plano), cujo risco tenha sido agravado por essa alteração, estarão sujeitos à cálculo de proporcionalidade por equivalência atuarial na concessão do benefício de pensão.

Soluções para insuficiência de cobertura:

Conforme estabelecido na Resolução CNPC Nº 13, de 04 de novembro de 2013, será estabelecido até o encerramento do exercício de 2014 o Plano para equacionamento da insuficiência de Cobertura apresentada nesta demonstração (R\$ 203,5 milhões), que correspondeu a 10,14% das Provisões Matemáticas do Plano (líquidas das Provisões Matemáticas a Constituir).

INFORMAÇÕES CONSOLIDADAS

Participantes ativos do plano: 328
Tempo médio de contribuição do plano (meses): 284
Tempo médio para aposentadoria do plano (meses): 62

TOTAL DAS RESERVAS

Custo Normal do Ano	R\$ 20.416.840,18
Provisões Matemáticas	R\$ 2.133.710.353,80
Benefícios Concedidos	R\$ 1.877.789.876,84
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 1.877.789.876,84
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.604.065.095,56
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 273.724.781,28
Benefícios a Conceder	R\$ 255.920.476,96
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\$ 227.718.040,40
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 257.649.944,22
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 14.965.951,91
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 14.965.951,91
Benefício Definido Capitalização não Programado	R\$ 28.202.436,56
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 31.622.981,22
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 1.710.272,33
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 1.710.272,33
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	R\$ 0,00

PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS

Contabilizado no Ativo	R\$ 0,00
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	R\$ 125.453.998,72
Déficit equacionado	R\$ 37.546.595,22
Patrocinador	R\$ 18.773.297,61
Participantes ativos	R\$ 9.219.060,38
Assistidos	R\$ 9.554.237,23
Serviço passado	R\$ 87.907.403,50
Patrocinador	R\$ 87.907.403,50
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

RESULTADO DO PLANO

Resultado do exercício	-R\$ 203.544.868,32
Déficit Técnico	R\$ 203.544.868,32
Superávit Técnico	R\$ 0,00
Reserva de Contingência	R\$ 0,00
Reserva Especial para Revisão de Plano	R\$ 0,00

FUNTE DOS RECURSOS

	Participantes		Assistidos		Patrocinador		Total em Valores
	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	
Total de recursos	6.624.976,47		10.155.247,51		21.858.977,77		38.639.201,75
Contribuições previdenciárias	6.624.976,47	16,77	10.155.247,51	25,69	21.858.977,77	55,31	38.639.201,75
Normais	5.437.057,08	13,76	9.542.726,02	24,14	5.437.057,08	13,76	20.416.840,18
Extraordinárias	1.187.919,39	3,01	612.521,49	1,55	16.421.920,69	41,55	18.222.361,57
Déficit equacionado	1.187.919,39	3,01	612.521,49	1,55	1.800.440,88	4,56	3.600.881,76
Serviço Passado	0,00	0,00	0,00	0,00	14.621.479,81	36,99	14.621.479,81
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

PARECER ATUARIAL DO PLANO

Qualidade da base cadastral:

Os dados individuais, posicionados em 31/12/2013, dos Participantes e Beneficiários do Plano foram, após a realização de testes apropriados e devidos acertos efetuados, considerados adequados para fins desta avaliação atuarial.

Regras de constituição e reversão dos fundos previdenciais:

O Plano não possui fundos previdenciais.

Variação do resultado:

Apesar da alteração da premissa de taxa real de juros do Plano de 5,38% a.a. (em 31/12/2012) para 5,50% (em 31/12/2013), o resultado do exercício foi negativo em R\$ 203,5 milhões em função da rentabilidade dos ativos do Plano ter sido bem inferior a meta atuarial. Decorreu do efeito conjuntural dos resultados dos investimentos, mitigado pela otimização da alocação dos recursos.

Natureza do resultado:

A rentabilidade do Plano (-1,73%) ficou abaixo da meta atuarial de 2013 equivalente a INPC + 5,38% (11,24%). O desempenho negativo da carteira de renda fixa ocorreu em função da marcação dos títulos a mercado, cujos resultados foram influenciados pela alta dos juros no ano de 2013.

Soluções para equacionamento de déficit:

Estabelecimento de contribuições extraordinárias.

No início do exercício de 2014, parte expressiva da carteira de títulos federais foi contabilizada considerando-se marcação na curva acima da premissa de taxa de juros real vigente.

O serviço passado decorrente de eventuais crescimentos salariais muito superiores às hipóteses adotadas, calculados cumulativamente, poderão, se relevantes, vir a ser cobrados da patrocinadora e participantes (paritariamente).

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 Geral utilizada é a "AT-2000 básica" masculina.

Efetuuou-se a revisão do plano de custeio.

Haverá aplicação de proporcionalidade, por equivalência atuarial, das pensões por morte concedidas a partir de abril de 2012, quando a substituição de beneficiários agravar o risco do Plano.

Para cálculo das estatísticas referentes ao benefício de "Complementação de pensão" foram utilizados os grupos familiares do participante gerador.

Os percentuais expressos nos itens "Fonte de Recursos" e "Custo do ano" foram calculados baseados na Folha de Salário de Participação.



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: 31/12/2014

TIPO: COMPLETA

Atuário Responsável			
NATASHA LEAL AYRES			
MIBA:	930	MTE:	930

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2014

TIPO: COMPLETA

INFORMAÇÕES CADASTRAIS

ENTIDADE	
Código: 0032-6	CNPJ: 34.268.789/0001-88
Sigla: ELETROS	
Razão Social: FUNDACAO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS	

PLANO	
CNPB: 1979.0021-18	Sigla: BD ELETROBRÁS
Nome: PLANO COMPLEMENTAR À PREVIDÊNCIA SOCIAL	
Situação: ATIVO / EM EXTINÇÃO	Característica: PATROCINADOR
Modalidade: BENEFÍCIO DEFINIDO	Legislação Aplicável: LC 108/109

ATUÁRIO	
Nome: NATASHA LEAL AYRES	
MIBA: 930	MTE: 930
Empresa: TOWERS WATSON CONSULTORIA LTDA	

INFORMAÇÕES SOBRE A AVALIAÇÃO ATUARIAL

Motivo da Avaliação:	ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO		
Data do cadastro:	31/07/2014	Data da Avaliação:	31/12/2014
Tipo:	COMPLETA		
Observações:	O Plano de Benefícios BD Eletrobrás encontra-se em extinção desde 01/04/2006.		
Relatórios Complementares apresentados pelo Atuário (não enviados à PREVIC):	Consta na Entidade o Parecer Atuarial completo, o relatório do estudo de aderência da taxa de juros, bem como o referente às hipóteses biométricas, demográficas e de crescimento real dos salários.		
Quantidade de Grupos de Custeio:	1		

INFORMAÇÕES SOBRE A DURATION DO PASSIVO DO PLANO DE BENEFÍCIOS

Duration do Passivo (em meses):	119
Observações:	Duration calculada com base nos resultados da avaliação atuarial de 2014 adotando a metodologia definida pela PREVIC na Resolução nº 15 de 19/11/2014 e na Portaria nº 91 de 20/02/2015.

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

DEMONSTRATIVO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL

GRUPO DE CUSTEIO: 1 - Pats. BD ELETROBRÁS

Patrocinadores e Instituidores

CNPJ	Razão Social
42.288.886/0001-60	CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA CEPEL
34.268.789/0001-88	FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS
00.001.180/0001-26	CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA

Participantes Ativos: 236	Tempo médio de contribuição (meses): 264
Folha de Salário de Participação: R\$ 31.241.914,00	Tempo médio para aposentadoria (meses): 76

HIPÓTESES ATUARIAIS

Hipótese: Fator de Determinação do Valor Real Longo do Tempo Ben INSS

Valor: 0,97

Quantidade esperada no exercício seguinte: 0,97

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 0,97

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

As projeções de inflação de longo prazo estão em torno de 5% a.a. quando medida pelo IPCA (2024), resultando no fator de capacidade de aproximadamente 97%. Não há divergência entre o esperado e o observado.

Justificativa da EFPC:

A adoção do fator de 97% reflete a expectativa de inflação anual de aproximadamente 5,0% a.a. Isso significa que nas projeções de longo prazo, haverá uma perda do poder aquisitivo dos salários em torno de 3%.

Opinião do atuário:

Fator aplicado sobre os salários a fim de determinar um valor médio e constante, em termos reais, durante o período de um ano. O fator de capacidade no valor de 97% reflete uma inflação de longo prazo entre 5% e 6,06% a.a. Na seleção da hipótese de inflação foi observada a projeção de inflação medida pela meta de inflação para o cenário mais longo disponibilizado por uma consultoria renomada que realiza estudos macroeconômicos. Ao longo de 2014 foi verificado nos relatórios disponibilizados pela Consultoria referente ao mês de outubro que as projeções de inflação para o cenário básico de mais longo prazo (2024) justificam a adoção de uma fator de capacidade de 97%.

Hipótese: Fator de Determinação Valor Real ao Longo do Tempo Salários

Valor: 0,97

Quantidade esperada no exercício seguinte: 0,97

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 0,97

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

As projeções de inflação de longo prazo estão em torno de 5,0% a.a., quando medidas pelo IPCA (2024), resultando no fator de capacidade de 97%. Observando o esperado (100%) e o ocorrido (97%), a hipótese foi ajustada para refletir, nos resultados da avaliação atuarial de 2014, os impactos das mudanças das projeções inflacionárias de longo prazo, que estão em torno de 5% a.a. quando medidas pelo IPCA (2024).

Justificativa da EFPC:

A adoção do fator de 97% reflete a expectativa de inflação anual de aproximadamente 5,0% a.a. Isso significa que nas projeções de longo prazo, haverá uma perda do poder aquisitivo dos salários em torno de 3%.

Opinião do atuário:

Fator aplicado sobre os salários a fim de determinar um valor médio e constante, em termos reais, durante o período de um ano. O fator de capacidade no valor de 97% reflete uma inflação de longo prazo entre 5% e 6,06% a.a. Na seleção da hipótese de inflação foi observada a projeção de inflação medida pela meta de inflação para o cenário mais longo disponibilizado por uma consultoria renomada que realiza estudos macroeconômicos. Ao longo de 2014 foi verificado nos relatórios disponibilizados pela Consultoria referente ao mês de outubro que as projeções de inflação para o cenário básico de mais longo prazo (2024) justificam a adoção de uma fator de capacidade de 97%.

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2014

TIPO: COMPLETA

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:	As projeções de inflação de longo prazo estão em torno de 5% a.a. quando medida pelo IPCA (2024), resultando no fator de capacidade de aproximadamente 97%. Não há divergência entre o esperado e o observado.
Justificativa da EFPC:	A adoção do fator de 97% reflete a expectativa de inflação anual de aproximadamente 5,0% a.a. Isso significa que nas projeções de longo prazo, haverá uma perda do poder aquisitivo dos salários em torno de 3%.
Opinião do atuário:	O fator de capacidade no valor de 97% reflete uma inflação de longo prazo entre 5% e 6,06% a.a. Na seleção da hipótese de inflação foi observada a projeção de inflação medida pela meta de inflação para o cenário mais longo disponibilizado por uma consultoria renomada que realiza estudos macroeconômicos. Ao longo de 2014 foi verificado nos relatórios disponibilizados pela Consultoria referente ao mês de outubro que as projeções de inflação para o cenário básico de mais longo prazo (2024) justificam a adoção de uma fator de capacidade de 97%.
Hipótese:	Hipótese sobre Rotatividade (Percentual)
Valor:	Nula.
Quantidade esperada no exercício seguinte:	0,00
Quantidade ocorrida no exercício encerrado:	4,00
Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:	A quantidade esperada para 2014 era de 0. Observou-se uma divergência entre o esperado e o ocorrido, mas levando-se em consideração as características do Plano de Benefícios BD Eletrobrás, um plano de benefício definido fechado a novas adesões, em que os participantes estão próximos da aposentadoria, a hipótese de rotatividade é nula.
Justificativa da EFPC:	A hipótese de rotatividade deve ser relacionada a fatores específicos das patrocinadoras do plano de benefícios, política de recursos humanos, periculosidade, localização do emprego, característica dos participantes, entre outros, e baseada na experiência observada.
Opinião do atuário:	As tábuas biométricas e demográficas são instrumentos que permitem medir as probabilidades de ocorrências de eventos, como morte, invalidez e rotatividade de uma população em função da idade e do sexo. Considerando que a idade média dos participantes do plano é elevada e que consequentemente a maioria dos participantes ativos está próxima da aposentadoria e que se trata de um plano fechado para novas entradas, recomendamos manter a hipótese nula, visto que é esperado que os atuais participantes ativos se tornem assistidos e não ocorram desligamentos na população avaliada.
Hipótese:	Indexador do Plano (Reajuste dos Benefícios)
Valor:	INPC (IBGE)
Quantidade esperada no exercício seguinte:	5,00
Quantidade ocorrida no exercício encerrado:	6,23
Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:	Apesar da divergência entre o esperado (6,00%) e o ocorrido (6,23%), o resultado financeiro do plano já reflete o reajuste dos benefícios concedidos do plano em 2014.
Justificativa da EFPC:	Índice utilizado para o reajuste dos benefícios de acordo com o regulamento do plano.
Opinião do atuário:	O indexador do plano (reajuste dos benefícios) não é utilizado nas projeções de benefício uma vez que os cálculos atuariais são feitos com taxas reais, sem considerar a inflação.

Hipótese:	Projeção de Crescimento Real de Salário
Valor:	1,00
Quantidade esperada no exercício seguinte:	1,00
Quantidade ocorrida no exercício encerrado:	8,59
Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:	Verificou-se um aumento salarial médio real de 8,59%, quando se compararam os salários dos participantes ativos informados pela ELETROS na avaliação atuarial de 2014 com os salários dos mesmos participantes posicionados no exercício anterior. Vários são os fatores que colaboram para variações salariais de uma massa de empregados de uma empresa, assim sendo divergências ocorridas entre o esperado e o realizado devem ser monitoradas até que a hipótese seja devidamente ajustada baseada nos estudos de aderência realizados anualmente.
Justificativa da EFPC:	A taxa de crescimento salarial é utilizada para projeção dos salários para a data de ocorrência dos eventos avaliados (morte, invalidez ou aposentadoria). As patrocinadoras, com base em estudos realizados pela Towers Watson, consideram que a taxa de projeção do crescimento real dos salários de 1,0% a.a. reflete suas expectativas com relação à evolução futura média dos salários ao longo da carreira do empregado, de acordo com a política de Recursos Humanos.
Opinião do atuário:	A taxa de projeção do crescimento real de salário deve ser baseada na política de recursos humanos de longo prazo das patrocinadoras do plano de benefícios de modo a refletir o aumento real médio de salário que as empresas estimam que um empregado tenha ao longo de toda a sua carreira. Os resultados do estudo de aderência da projeção de crescimento real de salário elaborado pela Towers Watson indicam a taxa de 1,0% a.a. O impacto desse aumento real de salários acima do esperado está refletido nos resultados da avaliação atuarial de 2014.
Hipótese:	Projeção de Crescimento Real dos Benefícios do Plano
Valor:	0,00
Quantidade esperada no exercício seguinte:	0,00
Quantidade ocorrida no exercício encerrado:	0,00
Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:	Não houve divergência entre o ocorrido e o esperado no período, uma vez que o reajuste aplicado sobre o benefício corresponde ao máximo entre o INPC e o reajuste dado pela Previdência Social e os reajustes da Previdência Social têm acompanhado o índice de inflação INPC.
Justificativa da EFPC:	Não há previsão de aumentos reais dos benefícios previstos no regulamento.
Opinião do atuário:	Não há previsão de aumentos reais dos benefícios previstos no regulamento.
Hipótese:	Taxa Real Anual de Juros
Valor:	5,50
Quantidade esperada no exercício seguinte:	5,50
Quantidade ocorrida no exercício encerrado:	2,64
Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:	O retorno dos Investimentos de 2014 de 9,04%, informado pela ELETROS, líquido da inflação anual de 6,23% (variação do INPC do ano de 2014, de acordo com o indexador do plano), resultou em uma rentabilidade líquida de 2,64% a.a., que é inferior à hipótese da taxa real anual de juros de 5,5% a.a. utilizada na avaliação atuarial de 2014. Por ser uma premissa de longo prazo, a divergência observada em apenas um exercício não justifica qualquer inferência sobre o ocorrido, entretanto o monitoramento dessa hipótese está sendo feito anualmente na forma estabelecida na legislação vigente.
Justificativa da EFPC:	A taxa de juros, utilizada para trazer a valor presente os pagamentos dos benefícios definidos é determinada com base em estudos técnicos que comprovem a aderência das hipóteses de rentabilidade dos investimentos ao plano de custeio e ao fluxo futuro de receitas de contribuições e de pagamento de benefícios. Com base no estudo realizado pela Towers Watson, as patrocinadoras do Plano optaram por adotar a taxa real anual de juros de 5,5% a.a. O estudo foi aprovado pela Diretoria Executiva e pelo Conselho Deliberativo da ELETROS em 19/12/2014 e atestado pelo Conselho Fiscal em 30/01/2015.
Opinião do atuário:	Em 2014 a Towers Watson, responsável pela avaliação atuarial do Plano BD Eletrobrás, realizou estudo de aderência da taxa de juros do plano com base na rentabilidade projetada dos investimentos e nos fluxos de benefícios e contribuições, elaborados com as hipóteses recomendadas pelos estudos de aderência das hipóteses biométricas, demográficas, econômicas e financeiras realizados pela Towers Watson. A TIR apurada com base nos resultados desse estudo apontou com o intervalo de 87% de confiança suporte para a adoção da taxa real de juros de 5,5% a.a. Assim, pode-se afirmar com elevado nível de confiabilidade estatística a aderência da taxa real de juros de 5,5% a.a., condição que sinaliza a cobertura da taxa real de juros frente a taxa de retorno real esperada dos recursos garantidores.

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2014

TIPO: COMPLETA

Hipótese:	Tábua de Entrada em Invalidez
Valor:	LIGHT FRACA
Quantidade esperada no exercício seguinte:	0,63
Quantidade ocorrida no exercício encerrado:	2,00
Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:	A quantidade esperada para 2014 era de 1,0. A divergência entre o esperado e o ocorrido está dentro do esperado.
Justificativa da EFPC:	A tábua foi selecionada dentre um conjunto de tábuas geralmente aceitas no Brasil para a avaliação dos compromissos com benefícios de longo prazo.
Opinião do atuário:	As tábuas biométricas e demográficas são instrumentos que permitem medir as probabilidades de ocorrências de eventos, como morte, invalidez e rotatividade de uma população em função da idade e do sexo. A tábua foi selecionada observando os resultados dos estudos de aderência realizados em 2014 pela Towers Watson. Recomendamos o acompanhamento dentro do prazo estabelecido pela legislação, das ocorrências de forma que se verifique a necessidade de alteração da tábua em questão, baseada nos resultados dos estudos de aderência.
Hipótese:	Tábua de Mortalidade de Inválidos
Valor:	RRB 83
Quantidade esperada no exercício seguinte:	3,08
Quantidade ocorrida no exercício encerrado:	0,00
Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:	A quantidade esperada para 2014 era de 1,00. A divergência entre o esperado e o ocorrido está dentro do esperado.
Justificativa da EFPC:	A tábua foi selecionada dentre um conjunto de tábuas geralmente aceitas no Brasil para a avaliação dos compromissos com benefícios de longo prazo.
Opinião do atuário:	As tábuas biométricas e demográficas são instrumentos que permitem medir as probabilidades de ocorrências de eventos, como morte, invalidez e rotatividade de uma população em função da idade e do sexo. A tábua foi selecionada observando os resultados dos estudos de aderência realizados em 2014 pela Towers Watson. Recomendamos o acompanhamento, dentro do prazo estabelecido pela legislação, das ocorrências de forma que se verifique a necessidade de alteração da tábua, baseada nos resultados dos estudos de aderência.
Hipótese:	Tábua de Mortalidade Geral
Valor:	AT 2000
Quantidade esperada no exercício seguinte:	38,57
Quantidade ocorrida no exercício encerrado:	40,00
Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:	A quantidade esperada para 2014 era de 42,0. A divergência entre o esperado e o ocorrido está dentro do esperado.
Justificativa da EFPC:	A tábua foi selecionada dentre um conjunto de tábuas geralmente aceitas no Brasil para a avaliação dos compromissos com benefícios de longo prazo.
Opinião do atuário:	As tábuas biométricas e demográficas são instrumentos que permitem medir as probabilidades de ocorrências de eventos, como morte, invalidez e rotatividade de uma população em função da idade e do sexo. A tábua foi selecionada observando os resultados dos estudos de aderência realizados em 2014 pela Towers Watson. Recomendamos o acompanhamento das ocorrências, dentro do prazo estabelecido pela legislação, de forma que se verifique a necessidade de alteração da tábua em questão no futuro.

HIPÓTESES ATUARIAIS NÃO UTILIZADAS NESTA DEMONSTRAÇÃO

Hipótese de Entrada em Aposentadoria
Hipótese sobre Composição de Família de Pensionistas
Hipótese sobre Gerações Futuras de Novos Entrados
Projeção de Crescimento Real do Maior Sal Ben INSS
Tábua de Morbidez

BENEFÍCIOS

Assinatura do Atuário: _____

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2014

TIPO: COMPLETA

Benefício: BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO

Quantidade de benefícios concedidos:	133	Valor médio do benefício (R\$):	6.520,00
Idade média dos assistidos:	67		

Benefícios Concedidos	R\$ 137.558.164,90
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 137.558.164,90
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 137.558.164,90
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\$ 6.749.356,46
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	

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA ESPECIAL

Quantidade de benefícios concedidos:	41	Valor médio do benefício (R\$):	16.277,90
Idade média dos assistidos:	75		

Benefícios Concedidos	R\$ 84.303.792,45
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 84.303.792,45
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 84.303.792,45
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	

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2014

TIPO: COMPLETA

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR IDADE			
Quantidade de benefícios concedidos:	21	Valor médio do benefício (R\$):	8.290,45
Idade média dos assistidos:	83		

Benefícios Concedidos	R\$ 16.764.585,18
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 16.764.585,18
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 16.764.585,18
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	

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR INVALIDEZ			
Quantidade de benefícios concedidos:	56	Valor médio do benefício (R\$):	4.401,00
Idade média dos assistidos:	65		

Benefícios Concedidos	R\$ 32.323.319,11
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 32.323.319,11
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 32.323.319,11
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\$ 4.463.239,74
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2014

TIPO: COMPLETA

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR TEMPO DE SERVIÇO

Quantidade de benefícios concedidos:	1129	Valor médio do benefício (R\$):	9.952,42
Idade média dos assistidos:	70		

Benefícios Concedidos	R\$ 1.600.914.633,33
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 1.600.914.633,33
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.600.914.633,33
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\$ 201.439.492,04
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	

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE PENSÃO

Quantidade de benefícios concedidos:	349	Valor médio do benefício (R\$):	6.559,00
Idade média dos assistidos:	69		

Benefícios Concedidos	R\$ 292.851.983,54
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 292.851.983,54
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 292.851.983,54
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\$ 2.841.602,00
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2014

TIPO: COMPLETA

BENEFÍCIOS ESTRUTURADOS NO MÉTODO DE FINANCIAMENTO AGREGADO

Custo do Ano (R\$):	19.866.582,88	Custo do Ano (%):	35,31
Benefícios a Conceder			
Benefício Definido Capitalização Programado			
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores		R\$ 19.369.019,23	
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes		R\$ 19.369.019,23	
Benefício Definido Capitalização não Programado			
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores		R\$ 702.382,73	
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes		R\$ 702.382,73	

CONSOLIDADO DO GRUPO CUSTEIO 1 - Pats. BD ELETROBRÁS

Custo Normal do Ano (R\$)	19.866.582,88
Custo Normal do Ano (%)	35,31
Provisões Matemáticas	R\$ 2.340.067.364,83
Benefícios Concedidos	R\$ 2.164.716.478,51
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 2.164.716.478,51
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.839.541.175,86
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 325.175.302,65
Benefícios a Conceder	R\$ 175.350.886,32
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\$ 169.450.810,04
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 208.188.848,50
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 19.369.019,23
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 19.369.019,23
Benefício Definido Capitalização não Programado	R\$ 5.900.076,28
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 7.304.841,74
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 702.382,73
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 702.382,73
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	R\$ 0,00

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\$ 355.521.014,77
Déficit equacionado	R\$ 109.968.155,15
Patrocinador (60 meses restantes)	R\$ 51.035.694,26
Participantes ativos (60 meses restantes)	R\$ 26.516.128,83
Assistidos (282 meses restantes)	R\$ 32.416.332,06
Serviço passado	R\$ 245.552.859,62
Patrocinador (60 meses restantes)	R\$ 245.552.859,62
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\$ 1.789.599.562,42	Insuficiência de cobertura:	R\$ 194.946.787,64
--------------------------	----------------------	-----------------------------	--------------------

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	8.115.289,33		15.493.039,85		45.513.945,88		69.122.275,06
Contribuições previdenciárias	8.115.289,33	31,03	15.493.039,85	18,23	45.513.945,88	179,26	69.122.275,06
Normais	3.409.425,88	13,55	13.047.731,12	8,21	3.409.425,88	13,55	19.866.582,88
Extraordinárias	4.705.863,45	17,48	2.445.308,73	10,02	42.104.520,00	165,71	49.255.692,18
Déficit equacionado	4.705.863,45	17,48	2.445.308,73	10,02	7.827.511,50	29,47	14.978.683,68
Serviço Passado	0,00	0,00	0,00	0,00	34.277.008,50	136,24	34.277.008,50
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: 01/04/2015

PARECER ATUARIAL DO GRUPO DE CUSTEIO

Evolução dos custos:

Taxas de contribuição abaixo em % da folha de salário real de contribuição/benefícios e incluindo as despesas administrativas que equivalem a 3% das contribuições realizadas

Plano de custeio de abril/2015 a março/2016

Patrocinadoras

Normal: 13,55% (estimado com base na tabela de contribuição aprovada pelo Conselho Deliberativo)

Déficit Equacionado 2011: 18,22% pelo prazo restante de 5 anos

Déficit Equacionado 2013 referente aos assistidos não amparados pelo artigo 61 do regulamento: 4,89% pelo prazo de 23 anos e 1 mês

Déficit Equacionado 2013 referente aos participantes ativos: 7,24% pelo prazo de 8 anos e 4 meses

Adicionalmente, a patrocinadora Eletrobrás deverá efetuar as contribuições referentes ao serviço passado - atividade especial e artigo 61, essa última definida no Termo de Compromisso firmado com a Eletros:

- Serviço Passado - Artigo 61: 75,30% pelo período restante de 5 anos

- Serviço Passado - Artigo 61 Adicional: 60,94% pelo prazo de 14 anos e 11 meses.

Participantes Ativos

Normal: 13,55% (estimado com base na tabela de contribuição aprovada pelo Conselho Deliberativo)

Déficit Equacionado 2011: 8,95% pelo prazo de 5 anos

Déficit Equacionado 2013: 9,05% pelo prazo de 8 anos e 4 meses

Participantes Assistidos

Normal: 8,21% (estimado com base na tabela de contribuição aprovada pelo Conselho Deliberativo)

Déficit Equacionado 2011: 2,65% (somente os não amparados pelo art 61 do regulamento) pelo prazo de 23 anos e 6 meses

Déficit Equacionado 2013: 7,67% (somente os não amparados pelo art 61 do regulamento) pelo prazo de 23 anos e 1 mês

Variação das provisões matemáticas:

Comparando o passivo atuarial encerrado em 31/12/2014 (R\$ 2.340.067.364,84) com o passivo atuarial do Balancete de 30/11/2014 atualizado para 31/12/2014, pelo índice de Novembro/2014 do INPC (0,53%) e pela taxa de juros mensal de 0,45% (2.213.417.151,29) a variação encontrada é de 5,72%. A provisão matemática de benefícios a conceder reduziu de R\$212.359.555,30 para R\$175.350.886,33 enquanto a provisão matemática de benefícios concedidos aumentou de R\$2.001.057.595,99 para R\$2.164.716.478,51, indicando que participantes ativos iniciaram o recebimento de benefício. Além disso, os compromissos atuariais variaram devido às alterações das premissas atuariais, cujo impacto é de aproximadamente 3,0% das provisões matemáticas, além da alteração da metodologia considerando a mudança do atuário do plano.

Principais riscos atuariais:

Os principais riscos atuariais são: sobrevivência superior ao previsto nas tábuas de mortalidade, rentabilidade do patrimônio abaixo da taxa de desconto atuarial acrescida da variação acumulada do INPC, alteração das regras da previdência social, composição familiar real dos aposentados diferente da hipótese estabelecida. Esses riscos devem ser monitorados através de estudos regulares de aderência das hipóteses atuariais. Esses riscos poderão ser mitigados através da adequação das hipóteses aos resultados dos estudos de aderência.

Soluções para insuficiência de cobertura:

Para o déficit técnico acumulado do Plano de Benefícios BD Eletrobrás apurado em 31/12/2013 (R\$ 203.544.868,32), a ELETROS elaborou plano de equacionamento déficit, em atendimento à Resolução MPS/CGPC nº 26 de 29/09/2008, alterada pela Resolução CNPC nº 13/2013.

Para o déficit técnico acumulado apurado em 31/12/2014 (R\$ 194.946.787,66, que corresponde a 9,82% das provisões matemáticas), a ELETROS optou pelo diferimento do mesmo, com base no artigo 28 da Resolução CGPC nº 26/2008, alterada pela Resolução CNPC nº 13/2013, que estabelece que as entidades têm até o final do exercício subsequente ao da apuração do terceiro resultado deficitário anual consecutivo, para realizar o equacionamento, caso o déficit técnico acumulado seja igual ou inferior a dez por cento das provisões matemáticas.

INFORMAÇÕES CONSOLIDADAS

Participantes ativos do plano: 236
Tempo médio de contribuição do plano (meses): 264
Tempo médio para aposentadoria do plano (meses): 76

TOTAL DAS RESERVAS

Custo Normal do Ano	R\$ 19.866.582,88
Provisões Matemáticas	R\$ 2.340.067.364,83
Benefícios Concedidos	R\$ 2.164.716.478,51
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 2.164.716.478,51
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.839.541.175,86
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 325.175.302,65
Benefícios a Conceder	R\$ 175.350.886,32
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\$ 169.450.810,04
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 208.188.848,50
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 19.369.019,23
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 19.369.019,23
Benefício Definido Capitalização não Programado	R\$ 5.900.076,28
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 7.304.841,74
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 702.382,73
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 702.382,73
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	R\$ 0,00

PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS

Contabilizado no Ativo	R\$ 0,00
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	R\$ 355.521.014,77
Déficit equacionado	R\$ 109.968.155,15
Patrocinador	R\$ 51.035.694,26
Participantes ativos	R\$ 26.516.128,83
Assistidos	R\$ 32.416.332,06
Serviço passado	R\$ 245.552.859,62
Patrocinador	R\$ 245.552.859,62
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

RESULTADO DO PLANO

Resultado do exercício	-R\$ 194.946.787,65
Déficit Técnico	R\$ 194.946.787,64
Superávit Técnico	R\$ 0,00
Reserva de Contingência	R\$ 0,00
Reserva Especial para Revisão de Plano	R\$ 0,00

FONTE DOS RECURSOS

	Participantes		Assistidos		Patrocinador		Total em Valores
	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	
Total de recursos	8.115.289,33		15.493.039,85		45.513.945,88		69.122.275,06
Contribuições previdenciárias	8.115.289,33	31,03	15.493.039,85	18,23	45.513.945,88	179,26	69.122.275,06
Normais	3.409.425,88	13,55	13.047.731,12	8,21	3.409.425,88	13,55	19.866.582,88
Extraordinárias	4.705.863,45	17,48	2.445.308,73	10,02	42.104.520,00	165,71	49.255.692,18
Déficit equacionado	4.705.863,45	17,48	2.445.308,73	10,02	7.827.511,50	29,47	14.978.683,68
Serviço Passado	0,00	0,00	0,00	0,00	34.277.008,50	136,24	34.277.008,50
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

PARECER ATUARIAL DO PLANO

Qualidade da base cadastral:

Para fins da avaliação atuarial referente ao exercício de 2014 do Plano de Benefícios BD Eletrobrás, administrado pela ELETROS Fundação Eletrobrás de Seguridade Social, utilizamos o cadastro de dados individuais fornecido pela entidade posicionado em 31/07/2014. Após a análise detalhada desses dados e correções feitas pela entidade, verificamos que os mesmos estavam suficientemente completos, não havendo necessidade de qualquer ajuste para realização da avaliação atuarial.

Regras de constituição e reversão dos fundos previdenciais:

Não há Fundos Previdenciais.

Variação do resultado:

O déficit de 2013 foi equacionado com as contribuições iniciadas em 2015. As principais causas do novo déficit de 2014 foram o patrimônio do plano não ter alcançado, no exercício de 2014, a meta atuarial (INPC + 5,5%), as alterações em 2014 das hipóteses atuariais e o diferimento do equacionamento do déficit de 2013.

Natureza do resultado:

A natureza do resultado é predominantemente estrutural.

Soluções para equacionamento de déficit:

Para o déficit técnico acumulado do Plano de Benefícios BD Eletrobrás apurado em 31/12/2013 (R\$ 203.544.868,32), a ELETROS elaborou plano de equacionamento déficit, em atendimento à Resolução MPS/CGPC nº 26 de 29/09/2008, alterada pela Resolução CNPC nº 13/2013.

Para o déficit técnico acumulado apurado em 31/12/2014 (R\$ 194.946.787,66, que corresponde a 9,82% das provisões matemáticas), a ELETROS optou pelo diferimento do mesmo, com base no artigo 28 da Resolução CGPC nº 26/2008, alterada pela Resolução CNPC nº 13/2013, que estabelece que as entidades têm até o final do exercício subsequente ao da apuração do terceiro resultado deficitário anual consecutivo, para realizar o equacionamento, caso o deficit técnico acumulado seja igual ou inferior a dez por cento das provisões matemáticas.

Adequação dos métodos de financiamento:

O método de financiamento é adequado a natureza do plano e atende ao limite mínimo estabelecido na legislação vigente.

Outros fatos relevantes:

O Patrimônio de Cobertura do Plano não considera o Fundo Administrativo, de R\$ 48.015.264,92 nem o Fundo de Investimentos de R\$ 4.862.974,70, em 31/12/2014.

O campo Participantes Ativos inclui 23 participantes aguardando o benefício proporcional diferido e aqueles que tiveram tal opção presumida.

O campo Folha Salário de Participação está no conceito de pico e capacidade.

A tábua de mortalidade geral é a AT-2000 basic segregada por sexo.

A probabilidade de aposentadoria adotada na avaliação é de 100% na primeira idade elegível ao benefício integral.

Para Benefícios Concedidos, utiliza-se o cônjuge informado para os aposentados e a composição familiar informada para os pensionistas.

Para Benefícios a Conceder, utiliza-se a hipótese de que 95% dos participantes possuem cônjuge na data do evento (mulher 4 anos mais jovem do que o homem).

O número de pensionistas representa o número de grupos familiares. A idade média dos pensionistas reflete a idade média do dependente principal.

Assinatura do Atuário: _____

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2014

TIPO: COMPLETA

Os benefícios/institutos do Plano de Benefícios BD Eletrobrás são avaliados pelo regime financeiro de Capitalização e pelo método Agregado.

Provisões Matemáticas a Constituir

Das Provisões Matemáticas a Constituir - Serviço Passado (R\$245.552.859,62), R\$5.305.887,68, corresponde ao Serviço Passado Atividade Especial, informado pela ELETROS e deverá ser integralizado pela patrocinadora; R\$ 82.919.940,26 corresponde aos compromissos estabelecidos no artigo 61 do Regulamento do Plano de Benefícios BD Eletrobrás e no Termo de Compromisso firmado entre a Eletrobras e a ELETROS; e R\$157.327.031,68 corresponde à reavaliação deste valor, conforme Plano de Equacionamento do Déficit de 31/12/2013, atualizado para 31/12/2014.

As Provisões Matemáticas a Constituir - Déficit Equacionado correspondem à soma do Déficit Equacionado de 2011 e do Déficit Equacionado de 2013.

As alterações promovidas na Resolução CGPC nº 18/2006 pela Resolução MPS/CGPC nº 15 de 24/11/2014 produzirá efeitos, de forma facultativa e a critério da EFPP, a partir da data de publicação, e de forma obrigatória, a partir de 1º de janeiro de 2015. A ELETROS decidiu aplicar somente na avaliação regular de 2015.



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: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

Atuário Responsável			
HUGO LEGIS FERNANDES ELSENBUSCH			
MIBA:	1029	MTE:	1029

DA transmitida à Previc em 21/03/2014 às 18:07:03

Número de protocolo : 008556

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

INFORMAÇÕES CADASTRAIS

ENTIDADE	
Código: 0032-6	CNPJ: 34.268.789/0001-88
Sigla: ELETROS	
Razão Social: FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS	

PLANO	
CNPB: 2006.0015-74	Sigla: CD ELETROBRÁS
Nome: PLANO DE CONTRIBUIÇÃO DEFINIDA	
Situação: ATIVO / EM FUNCIONAMENTO	Característica: PATROCINADOR
Modalidade: CONTRIBUIÇÃO DEFINIDA	Legislação Aplicável: LC 108/109

ATUÁRIO	
Nome: HUGO LEGIS FERNANDES ELSENBUSCH	
MIBA: 1029	MTE: 1029
Empresa:	

INFORMAÇÕES SOBRE A AVALIAÇÃO ATUARIAL

Motivo da Avaliação:	ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO		
Data do cadastro:	31/12/2013	Data da Avaliação:	31/12/2013
Tipo:	COMPLETA		
Observações:			
Relatórios Complementares apresentados pelo Atuário (não enviados à PREVIC):			
Quantidade de Grupos de Custeio: 1			

INFORMAÇÕES SOBRE A DURATION DO PASSIVO DO PLANO DE BENEFÍCIOS

Duration do Passivo (em meses):	165
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.	

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 COMPLEMENTAR 55 (CINQUENTA E CINCO) ANOS DE IDADE, ESTANDO O REFERIDO NÚMERO DE MESES(M) LIMITADO A 360 (TREZENTOS E SESENTA).

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 SESENTA).

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.

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

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.

DEMONSTRATIVO DA AVALIAÇÃO ATUARIAL

GRUPO DE CUSTEIO: 1 - Pats. CD Eletrobras

Patrocinadores e Instituidores

CNPJ	Razão Social
42.288.886/0001-60	CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA CEPEL
00.001.180/0002-07	CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA
34.268.789/0001-88	FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS

Participantes Ativos: 1310	Tempo médio de contribuição (meses): 63
Folha de Salário de Participação: R\$ 175.256.957,72	Tempo médio para aposentadoria (meses): 144

HIPÓTESES ATUARIAIS

Hipótese: Fator de Determinação Valor Real Longo do Tempo Ben Entidade

Valor: 0,98

Quantidade esperada no exercício seguinte: 0,97

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 0,98

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

Verificamos que a variação acumulada do indexador inflacionário no exercício foi de 5,56%, enquanto a projeção do Banco Central, para a taxa de inflação medida pelo INPC e projetada para o ano de 2013 era de cerca de 5,6%. Para 2014, projetou-se o INPC em 6,06%.

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: Indexador do Plano (Reajuste dos Benefícios)

Valor: COTAS DO PATRIMONIO

Quantidade esperada no exercício seguinte: 11,89

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 3,19

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 desse perfil foi de 3,19%, não superior a meta atuarial = INPC + 4,20% (9,99% em 2013). 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 esse Patrimônio foi de 3,95%, não superando a meta atuarial = INPC + 4,90% (10,73% em 2013). Para 2014, a previsão do INPC foi de 6,06%.

Justificativa da EFPC:

No ano de 2013, o segmento de Renda Variável, no perfil Eletros, que contempla cerca de 70% do Patrimônio total do Plano, apresentou um desempenho de -6,57%, enquanto os segmentos de Renda Fixa, Investimentos Estruturados, Empréstimos aos participantes e Imóveis apresentaram resultado acumulado no ano de, respectivamente, -0,94%, 3,76%, 5,72% e 0,44%. O desempenho negativo da carteira de renda fixa ocorreu em função da marcação dos títulos a mercado e da alta dos juros no ano de 2013.

Opinião do atuário:

A hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD PURO" que era de 4,20% ao ano no encerramento do exercício 2012 foi alterada, com vigência a partir de 31 de dezembro de 2013, para a taxa de 5,50% ao ano. Já a hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD Saldado" que era de 4,90% ao ano no encerramento do exercício de 2012 foi alterada para 5,50% ao ano, com vigência a partir de 31 de dezembro de 2013. Tais alterações estão alinhadas com as taxas de rentabilidade real de longo prazo previstas na política de investimentos da Fundação, em conformidade com a tendência de alta de juros da economia brasileira observada ao longo de 2013 e sua previsão de manter-se nos níveis atuais.

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

Hipótese: Taxa Real Anual de Juros	
Valor: 5,50	
Quantidade esperada no exercício seguinte:	5,50
Quantidade ocorrida no exercício encerrado:	-2,25
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 desse perfil foi de 3,19%, não superior a meta atuarial = INPC + 4,20% (9,99% em 2013). 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 esse Patrimônio foi de 3,95%, não superando a meta atuarial = INPC + 4,90% (10,73% em 2013). Para 2014, a previsão do INPC foi de 6,06%.	
Justificativa da EFPC: No ano de 2013, o segmento de Renda Variável, no perfil Eletros, que contempla cerca de 70% do Patrimônio total do Plano, apresentou um desempenho de -6,57%, enquanto os segmentos de Renda Fixa, Investimentos Estruturados, Empréstimos aos participantes e Imóveis apresentaram resultado acumulado no ano de, respectivamente, -0,94%, 3,76%, 5,72% e 0,44%. O desempenho negativo da carteira de renda fixa ocorreu em função da marcação dos títulos a mercado e da alta dos juros no ano de 2013.	
Opinião do atuário: A hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD PURO" que era de 4,20% ao ano no encerramento do exercício 2012 foi alterada, com vigência a partir de 31 de dezembro de 2013, para a taxa de 5,50% ao ano. Já a hipótese de taxa real de juros para a modalidade "Plano CD Saldado" que era de 4,90% ao ano no encerramento do exercício de 2012 foi alterada para 5,50% ao ano, com vigência a partir de 31 de dezembro de 2013. Tais alterações estão alinhadas com as taxas de rentabilidade real de longo prazo previstas na política de investimentos da Fundação, em conformidade com a tendência de alta de juros da economia brasileira observada ao longo de 2013 e sua previsão de manter-se nos níveis atuais.	
Hipótese: Tábua de Entrada em Invalidez	
Valor: LIGHT	
Quantidade esperada no exercício seguinte:	5,25
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 2013 um número de entradas em invalidez (10,54) 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: Utilizamos 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: Manter a hipótese atual.	

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

Hipótese:	Tábua de Mortalidade Geral
Valor:	AT 2000
Quantidade esperada no exercício seguinte:	6,80
Quantidade ocorrida no exercício encerrado:	3,00
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 2013 um número de falecimentos (6,18) maior do que o observado no último exercício (3,00).	
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 Composição de Família de Pensionistas

Hipótese sobre Gerações Futuras de Novos Entrados

Hipótese sobre Rotatividade (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\$ 13.911.955,87
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\$ 13.911.955,87
Contribuição Definida	R\$ 13.911.955,87
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 9.881.765,08
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 4.030.190,79
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

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

Benefício: BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO SALDADO

Quantidade de benefícios concedidos:	161	Valor médio do benefício (R\$):	6.686,37
Idade média dos assistidos:	61		

Benefícios Concedidos	R\$ 183.668.312,01
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 183.668.312,01
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 166.617.492,54
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 17.050.819,47
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\$ 87.770.558,94
Benefício Definido Capitalização não Programado	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 7.936.982,89
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\$):	385.565,31
		Custo do Ano (%):	0,22

Provisões Matemáticas	R\$ 0,00
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

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

Benefício: CRÉDITO ADICIONAL POR MORTE

Quantidade de benefícios concedidos:	1	Valor médio do benefício (R\$):	800.116,26
Idade média dos assistidos:	53	Custo do Ano (R\$):	368.039,61
		Custo do Ano (%):	0,21

Provisões Matemáticas	R\$ 0,00
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

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

Benefício: RENDA MENSAL DE PENSÃO POR MORTE

Quantidade de benefícios concedidos:	26	Valor médio do benefício (R\$):	2.316,66
Idade média dos assistidos:	42	Custo do Ano (R\$):	0,00
		Custo do Ano (%):	0,00

Provisões Matemáticas	R\$ 14.989.439,96
Benefícios Concedidos	R\$ 14.989.439,96
Contribuição Definida	R\$ 14.571.591,74
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 14.571.591,74
Benefício Definido	R\$ 417.848,22
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 417.848,22
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

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

Benefício: RENDA MENSAL POR INVALIDEZ

Quantidade de benefícios concedidos: 1 **Valor médio do benefício (R\$):** 4.689,54

Idade média dos assistidos: 57 **Custo do Ano (R\$):** 0,00

Custo do Ano (%): 0,00

Provisões Matemáticas	R\$ 1.089.642,33
Benefícios Concedidos	R\$ 1.089.642,33
Contribuição Definida	R\$ 1.089.642,33
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 1.089.642,33
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

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

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	R\$ 0,00
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	

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

Benefício: RENDA PROGRAMADA REVERSÍVEL EM RENDA VITALÍCIA

Quantidade de benefícios concedidos:	327	Valor médio do benefício (R\$):	4.076,87
Idade média dos assistidos:	63	Custo do Ano (R\$):	36.085.407,60
		Custo do Ano (%):	20,59

Provisões Matemáticas	R\$ 808.366.099,57
Benefícios Concedidos	R\$ 363.030.432,34
Contribuição Definida	R\$ 331.659.282,25
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 331.659.282,25
Benefício Definido	R\$ 31.371.150,09
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 31.371.150,09
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Benefícios a Conceder	R\$ 445.335.667,23
Contribuição Definida	R\$ 445.335.667,23
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 296.320.147,99
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 149.015.519,24
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

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

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\$)	36.839.012,52
Custo Normal do Ano (%)	21,02

Provisões Matemáticas	R\$ 1.117.732.991,57
Benefícios Concedidos	R\$ 562.777.826,64
Contribuição Definida	R\$ 347.320.516,32
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 347.320.516,32
Benefício Definido	R\$ 215.457.310,32
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 198.406.490,85
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 17.050.819,47
Benefícios a Conceder	R\$ 554.955.164,93
Contribuição Definida	R\$ 459.247.623,10
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 306.201.913,07
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 153.045.710,03
Benefício Definido Capitalização Programado	R\$ 87.770.558,94
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 87.770.558,94
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização não Programado	R\$ 7.936.982,89
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 7.936.982,89
(-) 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

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\$ 12.970.010,88
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\$ 12.970.010,88
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 12.970.010,88
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\$ 1.109.217.391,78	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\$ 0,00
Recursos utilizados no exercício	R\$ 65.366,92
Saldo	R\$ 0,00

Finalidade	Fundo de Riscos
Fonte de custeio	Contribuições para benefícios não programáveis
Recursos recebidos no exercício	R\$ 5.129.464,19
Recursos utilizados no exercício	R\$ 5.564.513,70
Saldo	R\$ 17.799.901,63

Finalidade	Fundo de Transição
Fonte de custeio	Valores pendentes de ex-participantes
Recursos recebidos no exercício	R\$ 4.345.538,56
Recursos utilizados no exercício	R\$ 4.278.089,08
Saldo	R\$ 67.449,48

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	18.419.506,26		0,00		18.419.506,26		36.839.012,52
Contribuições previdenciárias	18.419.506,26	10,51	0,00	0,00	18.419.506,26	10,51	36.839.012,52
Normais	18.419.506,26	10,51	0,00	0,00	18.419.506,26	10,51	36.839.012,52
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: 01/04/2014

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 21,02% (10,51% para os participantes e 10,51% para o patrocinador), enquanto na avaliação atuarial anterior o percentual era de 20,62% (10,31% para os participantes e 10,31% 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 equivalem a 3,00%. Adicionalmente, incide sobre o Patrimônio do Plano a taxa de 0,5% ao ano. Não há sobrecarga administrativa sobre as contribuições extraordinárias. Com relação à contribuição para benefícios não programáveis, em função de estudos realizados pela Entidade, a mesma será mantida em 4% das contribuições básicas do participante e da patrocinadora, devendo ser reavaliado anualmente, podendo ser majorada, mantida ou reduzida, conforme o resultado do estudo. Os principais fatores que impactam no resultado de tal estudo são os sinistros ocorridos, o desempenho dos investimentos, a movimentação cadastral de participantes, entre outros.

Varição das provisões matemáticas:

Com relação a modalidade "Plano CD PURO", não haverá resultado positivo (superávit) ou negativo (déficit) no exercício, visto que até a presente data não houve concessão de renda mensal vitalícia. O resultado superavitário apurado no exercício de 2013 R\$ 4.454.411,09 refere-se à modalidade "Plano BPDS" e ocorreu devido, fundamentalmente, à alteração da premissa de taxa real de juros de 4,9% ao ano para 5,50% ao ano. Ressaltamos que, 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.

Principais riscos atuariais:

Os benefícios de risco deste Plano são: Crédito Adicional por Invalidez e Crédito Adicional por Morte.

Soluções para insuficiência de cobertura:

INFORMAÇÕES CONSOLIDADAS

Participantes ativos do plano: 1310
Tempo médio de contribuição do plano (meses): 63
Tempo médio para aposentadoria do plano (meses): 144

TOTAL DAS RESERVAS

Custo Normal do Ano	R\$ 36.839.012,52
Provisões Matemáticas	R\$ 1.117.732.991,57
Benefícios Concedidos	R\$ 562.777.826,64
Contribuição Definida	R\$ 347.320.516,32
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 347.320.516,32
Benefício Definido	R\$ 215.457.310,32
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 198.406.490,85
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 17.050.819,47
Benefícios a Conceder	R\$ 554.955.164,93
Contribuição Definida	R\$ 459.247.623,10
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 306.201.913,07
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 153.045.710,03
Benefício Definido Capitalização Programado	R\$ 87.770.558,94
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 87.770.558,94
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização não Programado	R\$ 7.936.982,89
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 7.936.982,89
(-) 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

PROVISÕES MATEMÁTICAS A CONSTITUIR E CONTRATOS

Contabilizado no Ativo	R\$ 0,00
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	R\$ 12.970.010,88
Déficit equacionado	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
Serviço passado	R\$ 12.970.010,88
Patrocinador	R\$ 12.970.010,88
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

RESULTADO DO PLANO

Resultado do exercício	R\$ 4.454.411,09
Déficit Técnico	R\$ 0,00
Superávit Técnico	R\$ 4.454.411,09
Reserva de Contingência	R\$ 4.454.411,09
Reserva Especial para Revisão de Plano	R\$ 0,00

FUNTE DOS RECURSOS

	Participantes		Assistidos		Patrocinador		Total em Valores
	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	Valor (R\$)	Valor (%)	
Total de recursos	18.419.506,26		0,00		18.419.506,26		36.839.012,52
Contribuições previdenciárias	18.419.506,26	10,51	0,00	0,00	18.419.506,26	10,51	36.839.012,52
Normais	18.419.506,26	10,51	0,00	0,00	18.419.506,26	10,51	36.839.012,52
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

PARECER ATUARIAL DO PLANO

Qualidade da base cadastral:

As informações referentes aos participantes e assistidos para a referida Avaliação Atuarial, foram elaboradas pela área de arrecadação e pagamento de benefícios da Entidade e posteriormente enviadas à área atuarial em arquivo eletrônico, com data-base em 31/12/2013, em formato xls.

Após o recebimento dos dados, elaboração de críticas e realização dos testes de consistência julgados necessários, atestamos como satisfatória a referida base cadastral utilizada para fins de Avaliação Atuarial referente ao exercício financeiro de 2013.

Foram também utilizadas para a presente avaliação as informações contábeis fornecidas pela área de contabilidade da Entidade.

Analisando as informações disponibilizadas, verificou-se uma redução significativa de 11,13% (onze inteiros e treze centésimos por cento) no número de participantes em relação ao ano anterior. Tal variação se justifica ao observar o número de assistidos do plano, que sofreu uma variação positiva de 79,12%, (setenta e nove inteiros e doze centésimos por cento) devido ao elevado número de concessões de benefícios, em função de Programa de Incentivo ao Desligamento, realizado pelos Patrocinadores Centrais Elétricas Brasileiras ELETROBRAS e Centro de Pesquisa em Energia Elétrica CEPEL, a partir do 2º semestre de 2013. Quanto aos pensionistas observou-se um aumento no número de concessões, equivalente a 30,00% (trinta inteiros por cento) quando comparado ao número existente em 31/12/2012.

Regras de constituição e reversão dos fundos previdenciais:

O Fundo de Riscos é constituído pelos créditos referentes às contribuições efetuadas pelos participantes e/ou patrocinadora para custeio dos benefícios não programáveis de Crédito Adicional por Invalidez Permanente Total e Crédito Adicional por Morte, 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 Fundo de Transição é constituído pelo Saldo das Contas Individuais dos participantes que faleceram e não deram origem ao benefício de pensão por morte, acrescido dos Saldos das Contas Individuais dos participantes que se desligaram do Plano, enquanto não realizam a opção por um dos Institutos. A reversão desse fundo ocorre quando herdeiro legal solicita os recursos ou quando o participante desligado se manifesta quanto à sua opção por um dos institutos.

Variação do resultado:

O Plano CD ELETROBRÁS, administrado pela ELETROS apresentou, em 31/12/2013, superávit técnico acumulado na Modalidade BPDS CD Saldado no montante de R\$ 4.454.411,09, o qual foi alocado integralmente na Reserva de Contingência. A Provisão Matemática apurada era equivalente a R\$ 1.117.732.991,57, sendo R\$ 554.955.164,93 referente à Provisão Matemática de Benefícios a Conceder e R\$ 562.777.826,64 referente à Provisão Matemática de Benefícios Concedidos.

Na Modalidade de Contribuição Definida (CD), a estruturação do plano na modalidade contribuição definida, tanto na fase de capitalização como na fase de percepção dos benefícios e considerando a inexistência de participantes em gozo de benefício vitalício, a obrigação do Plano para com os seus participantes está limitada ao saldo de conta individual, conforme previsto em Nota Técnica Atuarial vigente, justificando assim o equilíbrio técnico.

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:

Assinatura do Atuário: _____

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2013

TIPO: COMPLETA

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 5,50% a.a. enquanto que a modalidade "Plano CD Saldado" é avaliada com base na taxa de juros de 5,50% 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 rentabilidade auferida pelos recursos no exercício de 2013, considerando a cota vigente do perfil de investimentos que contempla cerca de 70% do Patrimônio total do Plano, Perfil Eletros, foi de 3,19%, basicamente em função da alta volatilidade do mercado, tanto na renda variável como na renda fixa, uma vez que a Entidade adota o critério de precificação do ativos marcação a mercado. No mesmo período, o Índice de Referência (INPC + 4,2% a.a.) adotado no exercício correspondeu a 9,99%.

Por derradeiro, quanto ao Programa Administrativo da Entidade, conclui-se que o mesmo apresentou equilíbrio técnico, no qual foi verificada uma variação em relação ao Exercício 2012 de 1,82% do fundo administrativo. Em 31/12/2013 apurou-se o montante de R\$ 19.063.030,00.

DE: **BRUNO SARDINHA LOPES – GAT**

PARA: **CLEBER LEAL - GCON**

REFERÊNCIA: **PARECER ATUARIAL DO PLANO CD ELETROBRÁS – 31/12/2014**

Prezado Cleber,

Apresentamos, a seguir, o parecer atuarial do plano CD Eletrobrás, administrado pela Eletros, conforme solicitado pela auditoria independente.

Plano CD ELETROBRÁS – CNPB: 2006.0015-74

Objetivo:

Em consonância com a Resolução MPS/CGPC nº 23, de 06 de dezembro de 2006, artigo 3º e Instrução MPS/PREVIC nº 09, de 14 de dezembro de 2010, anexo VI, elaboramos este parecer atuarial contendo todos os fatores relevantes utilizados para apuração dos resultados da avaliação atuarial de encerramento do exercício 2014.

Qualidade da base cadastral:

Os dados individuais, posicionados em 31/12/2014, dos participantes e assistidos do plano foram, após a realização de testes apropriados e devidos acertos efetuados, considerados adequados para fins desta avaliação atuarial.

Adequação dos métodos de financiamento:

BENEFÍCIO	REGIME	MÉTODO DE FINANCIAMENTO
Benefício proporcional diferido	Capitalização	Capitalização financeira
Benefício proporcional diferido saldado	Capitalização	Agregado
Crédito adicional por invalidez	Repartição simples	Não aplicável
Crédito adicional por morte	Repartição simples	Não aplicável
Renda Mensal de pensão por morte	Capitalização	Capitalização financeira
Renda Mensal por invalidez	Capitalização	Capitalização financeira
Renda Mensal vitalícia de pensão por morte	Capitalização	Capitalização financeira
Renda programada reversível em renda vitalícia	Capitalização	Capitalização financeira

Informamos que não ocorreram alterações nos métodos de financiamento adotados, com relação à avaliação atuarial realizada no exercício anterior, sendo, portanto, todos considerados adequados.

Hipóteses atuariais:

Premissa:	Valor:
Indexador do Plano (Reajuste dos Benefícios)	Cotas do Patrimônio
Taxa real anual de juros:	5,50%
Fator de Determinação Valor Real Longo do Tempo Ben Entidade	0,98
Tábua de Mortalidade Geral	AT-2000 Basic M&F
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-49 masculina
Tábua de Entrada em Invalidez	Grupo americana
Hipótese sobre Composição de Família de Pensionistas	85% casados e mulher 4 anos mais nova

A tábua de entrada em invalidez utilizada no encerramento do exercício de 2013 ("LIGHT FRACA") foi alterada, com vigência a partir de 31 de dezembro de 2014, para a tábua "Grupo Americana", visto que a mesma é mais aderente à massa de participantes dos Planos CDs e CV da Fundação.

A tábua de mortalidade geral utilizada no encerramento do exercício de 2013 ("AT-2000 Basic masculina") foi alterada, com vigência a partir de 31 de dezembro de 2014, para a tábua "AT-2000 Basic segregada por sexo", visto que a mesma é mais aderente à massa de participantes dos Planos CDs e CV da Fundação.

A "Hipótese sobre Composição de Família de Pensionistas" é utilizada para cálculo das Provisões Matemáticas de Benefícios a Conceder da modalidade "Plano BPDS".

Informamos que não ocorreram alterações nas demais hipóteses adotadas, com relação à avaliação atuarial realizada no exercício anterior, tendo sido todas as hipóteses devidamente analisadas por testes de aderência, em consonância com a legislação pertinente.

Rentabilidade apurada no exercício:

A rentabilidade da cota no ano (9,82%) ficou abaixo da meta atuarial equivalente a INPC + 5,50% (12,07%). A rentabilidade da cota informada se refere ao perfil "CD Puro ELETROS" onde está alocado a maior parte do Patrimônio do Plano. O Patrimônio de Cobertura dos Benefícios Saldados é aplicado conforme previsto na política de investimento, aprovada pelo Conselho Deliberativo da Fundação. A rentabilidade desse Patrimônio foi de 10,78%, também, não superou a meta atuarial (12,07%). Para 2015, projetou-se INPC em 5,74%.

O resultado acumulado no ano de 2014 no segmento de Renda Variável foi negativo em 0,66%, enquanto os segmentos de Renda Fixa, Imóveis, Empréstimos e Investimentos Estruturados apresentaram um resultado positivo em 14,46%, 8,26%, 13,26% e 0,85%, respectivamente (valores nominais referentes ao perfil "CD Puro ELETROS").

Plano de Custeio (custos para o exercício seguinte em relação ao exercício anterior):

As Contribuições Previdenciárias Normais (líquidas da sobrecarga administrativa) dos participantes e patrocinador para o próximo exercício foram estimadas em 21,38% (10,69% para os participantes e 10,69% para as Patrocinadoras), enquanto na avaliação atuarial anterior o percentual era de 21,02%

(10,51% para os participantes e 10,51% para as Patrocinadoras). 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%. Adicionalmente, incide sobre o Patrimônio do Plano a taxa de administração de 0,5% ao ano. Não há sobrecarga administrativa sobre as contribuições adicionais.

Com relação à contribuição para benefícios não programáveis, informamos que o percentual de 4% das contribuições básicas de participante e de patrocinadora foi mantido em função de estudo realizado por esta Entidade. Ressaltamos que tal percentual é reavaliado anualmente, podendo este ser majorado, mantido ou reduzido, conforme o resultado do estudo.

Varição das provisões matemáticas:

Define-se modalidade "Plano CD Puro" como sendo a parcela do patrimônio composta pelos saldos individuais dos participantes e assistidos, acrescido dos Fundos Previdenciais.

Define-se modalidade "Plano CD Saldado" como sendo a parcela do patrimônio que faz jus ao compromisso do Plano com o 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 Eletrobrás) 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 Eletrobrás, considerando a respectiva elegibilidade ao benefício programado.

A variação nas provisões matemáticas observada no período ocorreu devido às movimentações na massa de ativos e assistidos do Plano e às alterações das premissas atuariais embasadas em estudo técnico elaborado por esta Entidade.

Resultado apurado no exercício:

Com relação à modalidade "Plano CD PURO", não houve resultado positivo ou negativo no exercício, visto que até o encerramento do exercício de 2014 não houve concessão de renda mensal vitalícia.

O resultado negativo apurado no exercício de 2014 (R\$ 4.431.907,32) refere-se à modalidade "Plano BPDS" e ocorreu devido à alteração da tábua de mortalidade geral de "AT-2000 Basic masculina" para "AT-2000 segregada por sexo", conjugada ao não atingimento da meta atuarial no ano. Tal valor representa somente 1,48% das provisões matemáticas dessa modalidade, com isso optou-se pelo não equacionamento deste déficit no presente exercício, em consonância com a legislação vigente.

Ressaltamos que, 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.

Outros fatos relevantes:

Os benefícios de risco deste Plano são: Crédito Adicional por Invalidez e Crédito Adicional por Morte.

O Fundo de Riscos é constituído pelos créditos referentes às contribuições efetuadas pelos participantes e/ou Patrocinadoras para custeio dos benefícios não programáveis de crédito adicional por invalidez e crédito adicional por morte, descontados os valores pagos para os benefícios não programáveis ou para pagamento de prêmio à seguradora contratada para administração desses riscos, se cabível. Nessa conta são lançados, ainda, o excedente de saldo não resgatado da Conta Básica de Patrocinadora e as prestações mensais de benefícios consideradas prescritas. Demais recursos/despesas auferidos pelo Plano que não se enquadrem em qualquer um dos demais Fundos, também, são aqui alocados.

O Fundo de Transição é constituído pelo somatório dos Saldos das Contas Individuais dos participantes que se desligaram do Plano, porém não realizaram a opção por um dos Institutos, bem como daqueles participantes e assistidos que faleceram e ainda não geraram pensão. A reversão desse fundo ocorre quando o herdeiro legal solicita os recursos ou quando o participante desligado se manifesta quanto à sua opção por um dos Institutos.

Conclusão:

Considerando que o resultado deficitário apurado na modalidade “Plano BPDS” é conjuntural, haja vista que representa somente 1,5% do patrimônio de cobertura destinado ao pagamento dos benefícios dessa modalidade, espera-se que o Plano recupere seu equilíbrio nos próximos exercícios sem a necessidade de instituição de contribuições extraordinárias. Caso isso não ocorra, caberá a esta Entidade realizar o equacionamento do déficit em questão, nos moldes da legislação previdenciária.

Consideramos que à modalidade “Plano CD Puro” encontra-se equilibrada, dependendo apenas do pagamento das contribuições previstas no Plano de Custeio para manutenção deste equilíbrio.

Atenciosamente,

Bruno Sardinha Lopes
Especialista atuarial

b) 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 sanear as irregularidades verificadas:

No ano de 2014, a Eletrobras realizou 03 auditorias na ELETROS, conforme dados abaixo:

1. Gestão de Recursos - Iniciada em 24/06/2014 com emissão do Relatório de Auditoria nº 22/2014, de 24/07/2014;

2. Empréstimos Financeiros - Iniciada em 07/08/2014 com emissão do Relatório de Auditoria nº 30/2014, de 19/09/2014;

3. Folha de Benefícios - Iniciada em 24/09/2014 com emissão do Relatório de Auditoria nº 35/2014, de 30/10/2014;

Além das auditorias, em 2014 a Patrocinadora acompanhou, através dos Planos de Providências, a implementação das recomendações emitidas em auditorias realizadas em 2014 e em anos anteriores, conforme abaixo:

1. Benefícios Assistenciais - Reembolso de Assistência Médica e Odontológica - Relatório de Auditoria Nº 15/2013 - de 02/09/2013 - Acompanhamento realizado em 26/03/2014 e 23/06/2014;

2. Empréstimos Financeiros Vinculados aos Planos BD e CD Eletrobrás - Relatório de Auditoria Nº 20/2008 - de 22/08/2008 - Acompanhamento realizado em 26/03/2014:

3. Gestão de Recursos - Relatório de Auditoria Nº 22/2014 - de 24/07/2014 - Acompanhamento realizado em 24/09/2014 e 11/12/2014;

4 - Empréstimos Financeiros - Relatório de Auditoria Nº 30/2014 - de 19/09/2014 - Acompanhamento realizado em 11/12/2014;

5 - Folha de Benefícios - Relatório de Auditoria Nº 35/2014 - de 30/10/2014 - Acompanhamento realizado em 11/12/2014.

Quanto às providências adotadas para sanear as irregularidades verificadas, enviamos anexo as respostas aos Planos de Providências contendo as ações adotadas.



CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO
SUPERINTENDÊNCIA DE AUDITORIA

RELATÓRIO DE AUDITORIA Nº 22/2014

ELETROS – GESTÃO DE RECURSOS

JULHO/2014

CONFIDENCIAL

**ATIVIDADE: TRABALHO DE AUDITORIA NA FUNDAÇÃO ELETROBRAS
DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS - GESTÃO DE
RECURSOS**

1. INTRODUÇÃO

O presente trabalho de auditoria teve por objetivo analisar a gestão de recursos da ELETROS, verificando a adesão às disposições legais e ao acervo da previdência complementar, conforme estabelecido no item II.28 do Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna - PAINT - 2014.

2. EQUIPE

A equipe, definida na Ordem de Serviço N.º 25/2014, foi composta pelos auditores Antonio Alves Ferreira Junior, Marcia Maria Magalhães Pinheiro e Marcos Porto Cabete, sob a coordenação do gerente da Divisão de Auditoria Interna das Empresas Eletrobras, Tomás Henrique Melo de Oliveira.

3. ESCOPO

Este trabalho teve como escopo as seguintes verificações:

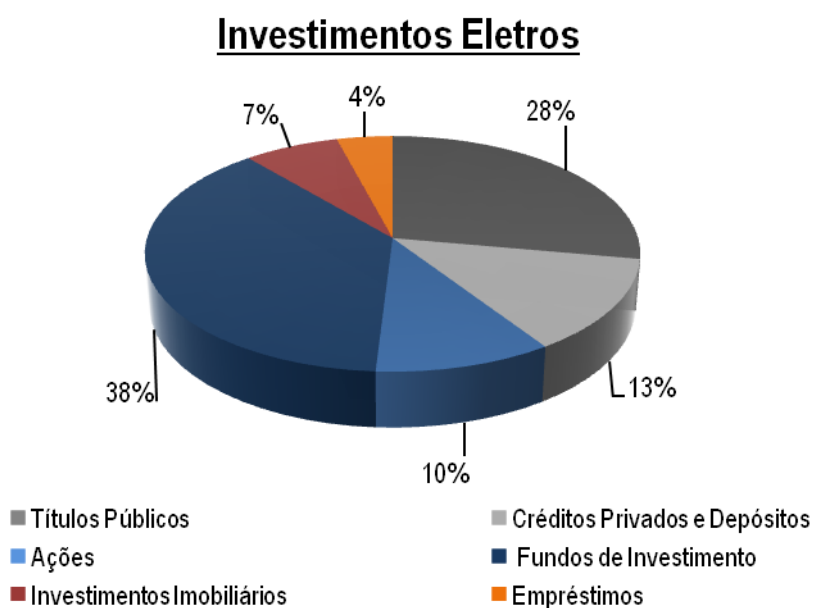
- análise da Política de Investimento da ELETROS;
- verificação da adequabilidade da política e da administração dos investimentos;
- adequação dos Controles Internos adotados;
- verificação do Orçamento de Custeio;

- verificação da Carteira de Investimento;
- verificação do Sistema Informatizado;
- verificação das ações de Novos Negócios; e
- conformidade dos procedimentos adotados pela área frente à legislação.

4. ABRANGÊNCIA

Para consecução do trabalho, foi considerado o universo dos Investimentos realizados na ELETROS. São seis as modalidades de Investimentos disponíveis, segundo a Política de Investimento da ELETROS: Renda Fixa, Renda Variável, Imóveis, Investimentos Estruturados, Operações com Participantes (Empréstimos) e Investimentos no Exterior, sendo esse último não utilizado pela Empresa.

O total de Investimentos da ELETROS no ano de 2013, segundo suas demonstrações Contábeis e excluindo os depósitos judiciais e outros realizáveis, foi de R\$3.249.222,00, e está dividido segundo gráfico abaixo:



Das seis possibilidades de Investimentos, foram excluídas das análises as Operações com Participantes (Empréstimos) por constar de trabalho específico previsto no PAINT 2014, e os Investimentos em Renda Fixa, por serem considerados de menor risco.

5. RESULTADOS

A seguir são apresentadas as não conformidades constatadas e ainda pendentes de solução, conforme detalhado na Ata de Encerramento de 21.07.2014, Anexo I do presente Relatório, bem como as recomendações com vistas à implementação de medidas corretivas.

5.1 Desenquadramento passivo dos investimentos em imóveis

A ELETROS, no segmento de imóveis, do seu plano de Benefício Definido Eletrobras – BD encontra-se acima do limite de alocação de 8% conforme estabelecido na resolução CMN N.º 3.792, de 24 de Setembro de 2009, em seu Capítulo VII ; Seção I; art.39.

Art. 39 Os investimentos classificados no segmento de imóveis devem observar, em relação aos recursos de cada plano, o limite de até oito por cento.

A mesma resolução estabelece em seu Art. 52, item VII, § 1º que os excessos verificados, em virtude da reavaliação de imóveis devem ser eliminados no prazo de 720 (setecentos e vinte) dias.

Art. 52. Não são considerados como infringência aos limites estabelecidos nesta Resolução os desenquadramentos passivos decorrentes de:

VII - reavaliação de imóveis.

§ 1º Os excessos referidos neste artigo, sempre que verificados, devem ser eliminados no prazo de setecentos e vinte dias.

(Item II.1 da Ata de Encerramento)

Recomendações

Eliminar com brevidade os excessos verificados no limite de alocação do segmento de investimento em imóveis.

Empenhar esforços para evitar futuros desenquadramentos nesse segmento de investimento.

Delegar responsabilidade da análise de investimento no segmento de imóveis a colaboradores específicos.

5.2 Ausência de segregação de função para as operações de boletagem e autorização das transações

Existem três perfis de acesso ao Sistema de Ativos do Banco Bradesco S.A. O perfil JUNIOR permite que o colaborador efetue apenas consultas no sistema, sem autorização para transações. O perfil SENIOR permite ao colaborador além de realizar consultas, excluir, incluir, alterar, consultar boletos de renda fixa e variável e gerar relatórios. Já o perfil MASTER autoriza as movimentações, exclui, inclui, altera, consulta boletos de renda fixa e variável e gera relatórios.

(Item II.3 da Ata de Encerramento)

Recomendação

Interagir com o Banco Bradesco S.A, agente de Custódia, com objetivo de desenvolver e definir novos perfis de acesso que prevejam a separação das funções de criação da ordem de compra/venda e de autorização, de tal forma

que nenhuma pessoa detenha competências e atribuições em desacordo com o princípio da segregação de funções.

5.3 Colaboradores desligados da ELETROS com acesso ao sistema do custodiante

A existência de funcionário já desligado da ELETROS que continua autorizado a acessar o Sistema de Ativos do Banco Bradesco S.A., com poderes para ordens, contra-ordens, receber, confirmar, boletar e solicitar informações do Fundo ou Carteira, inclusive por e-mail. O fato é relevante, pois o sistema é acessado através da *web*, sendo possível realizar transações de qualquer dispositivo que tenha acesso à internet, podendo gerar impactos na carteira de investimentos da ELETROS.

(Item II.4 da Ata de Encerramento)

Recomendação

Promover, periodicamente, a revisão de acesso de empregados ao sistema de ativos do Banco Bradesco S.A., envidando esforços para que empregados desligados tenham seus acessos eliminados, mitigando assim, o risco financeiro inerente.

Exigir que a área de Recursos Humanos, quando do desligamento de colaboradores, comunique os gestores das respectivas unidades de negócio para que seja providenciada a exclusão de perfis de acesso.

5.4 Concessão de perfis de acesso a colaboradores incompatíveis com as atividades por eles executadas

Verificou-se a existência de colaboradores com perfis de acesso não correlacionados com as respectivas atividades desempenhadas. A área de Controle de Investimentos possui duas funcionárias responsáveis pelo segmento de Empréstimo aos Participantes, que não possuem conhecimento das operações desempenhas pelo segmento de Renda Fixa e Renda Variável, porém possuem um perfil de acesso MASTER que possibilita a realização de transações críticas.

Adicionalmente, constatou-se que um funcionário que não pertence mais à área de Gestão de Investimentos, ainda possui perfil de acesso SENIOR ao Sistema de Ativos do Bradesco S.A.

(Item II.5 da Ata de Encerramento)

Recomendação

Abster-se de conceder acesso para colaboradores com atividades não condizentes com os segmentos de Renda Fixa e Renda Variável mitigando assim, o risco financeiro inerente à execução de operações além de sua alçada.

Exigir que a área de Recursos Humanos, quando da mudança de área dos colaboradores, comunique os gestores das respectivas unidades de negócio para que seja providenciada a alteração de perfis de acesso.

5.5 Ausência de Sistema Integrado entre as áreas de tesouraria, contabilidade e investimentos

Constatou-se que a ELETROS não possui um sistema integrado entre as áreas que compõe a Diretoria Financeira. Existem sistemas isolados que funcionam através de interfaces (inputs), e que necessitam da conferência com relatórios extraídos do Sistema de Ativos do Banco Bradesco S.A., podendo gerar correções manuais e atrasos. Além disso, decisões de investimentos são tomadas a partir de dados fornecidos por planilhas de Excel que são alimentadas por dados de diversas fontes e inseridos manualmente.

(Item II.6 da Ata de Encerramento)

Recomendação

Empreender ações com vistas a agilizar o processo de contratação e implantação de sistema integrado que vise automatizar as atividades, integrar a empresa além de mitigar os riscos financeiros e operacionais existentes.

5.6 Descumprimento de cronograma estabelecido para o Planejamento Estratégico 2013-2016

Verificou-se que ações estabelecidas no Planejamento Estratégico ELETROS 2013-2016 não foram realizadas, ou porque deixaram de ser estratégicas, ou estão com seu cronograma atrasado, comprometendo os objetivos e metas de longo prazo da empresa.

(Item II.7 da Ata de Encerramento)

Recomendação

Envidar esforços para que as ações constantes no Planejamento Estratégico ELETROS 2013 a 2016 sejam concluídas dentro do prazo estabelecido, a fim de não comprometer os objetivos e metas de longo prazo da empresa.

5.7 Fragilidade nos controles referentes à Nota Técnica de Autonomia

Constatou-se que o número de funcionários alocados na área de Gestão de Investimentos vem diminuindo ao longo dos anos, em contrapartida o número de empresas negociadas em Bolsa vem aumentando, o que acarreta uma maior concentração de empresas sob a responsabilidade de cada analista. Esse número em 2012 foi de 152 empresas por analista, o que impossibilita a existência de uma análise interna para todas as ações que compõem o índice de referência estabelecido pela Política de Investimentos da ELETROS.

A Nota Técnica de Autonomia, aprovada pelo Conselho Deliberativo, foi uma flexibilização da Norma de Investimentos onde definiu-se como legítima a compra de ações que compõe o Índice de Referência, mesmo que não haja análise interna específica atualizada, aumentando os riscos através do enfraquecimento da estrutura de Comitês de Investimentos, apesar dos limites estabelecidos e o número de operações não ser elevado.

(Item II.8 da Ata de Encerramento)

Recomendação

Empreender controles eficientes que visem dirimir os riscos relacionados à adoção da Nota Técnica de Autonomia, garantindo a eficácia da ação dos Comitês de Investimentos.

5.8 Matriz de avaliação de riscos e controles da Área de Investimentos desatualizada.

Constatou-se que as Matrizes de Avaliação de Riscos e Controles da Área de Investimentos encontram-se desatualizadas, não englobando todos os riscos existentes na área de Gestão de Investimentos.

As matrizes existentes não possuem datas de elaboração e não contemplam as atualizações ocorridas nos subprocessos, tal como, a Nota Técnica de Autonomia.

(Item II.9 da Ata de Encerramento)

Recomendação

Providenciar a atualização das Matrizes de Avaliação de Risco e Controles a fim de incluir todos os controles e subprocessos existentes além das datas de elaboração e revisão.

6. CONCLUSÃO

Diante do exposto neste Relatório e com base nos resultados dos testes aplicados, destacam-se como inconformidades:

- desenquadramento passivo dos investimentos em imóveis;
- ausência de segregação de função para as operações de boletagem e autorização das transações;
- colaboradores desligados da ELETROS com acesso ao sistema do custodiante;
- concessão de perfis de acesso a colaboradores incompatíveis com as atividades por eles executadas;
- ausência de Sistema Integrado entre as áreas de tesouraria, contabilidade e investimentos;
- descumprimento de cronograma estabelecido para o Planejamento Estratégico 2013-2016;
- fragilidade nos controles referentes à Nota Técnica de Autonomia; e
- matriz de avaliação de riscos e controles da área de investimentos desatualizada.

Ao final dos trabalhos foi realizada reunião com representantes da ELETROS sobre o resultado preliminar da auditoria executada, conforme registrado na Ata de Encerramento anexa, e acrescentaram que este e o produto de demais análises a serem realizadas constariam deste relatório final.

A Superintendência de Auditoria emitirá, periodicamente, Plano de Providências no qual a ELETROS informará sobre o andamento das ações para atendimento das recomendações constantes deste Relatório.

Rio de Janeiro, 24 de Julho de 2014.

Antonio Alves Ferreira Junior
Auditor

Marcia Maria M. Pinheiro
Auditora

Marcos Porto Cabete
Auditor

De acordo.

Tomás Henrique Melo de Oliveira

Gerente da Divisão de Auditoria Interna
das Empresas Eletrobras – CAIE

Anexos: Anexo I - Ata de Encerramento

c.c.: Presidente da Eletrobras / CGU



CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO
SUPERINTENDÊNCIA DE AUDITORIA

RELATÓRIO DE AUDITORIA N.º 30/2014
ELETROS – EMPRÉSTIMOS FINANCEIROS

SETEMBRO/2014

CONFIDENCIAL

**ATIVIDADE: TRABALHO DE AUDITORIA NA FUNDAÇÃO ELETROBRAS
DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS – EMPRÉSTIMOS
FINANCEIROS**

1. INTRODUÇÃO

O presente trabalho de auditoria teve por objetivo analisar os empréstimos financeiros da ELETROS, verificando a adesão às disposições legais e aos regulamentos da Eletros, conforme estabelecido no item II.30 do Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna - PAINT – 2014.

2. EQUIPE

A equipe, definida na Ordem de Serviço N.º28/2014, foi composta pelos auditores Antonio Alves Ferreira Junior e Marcia Maria Magalhães Pinheiro , sob a coordenação do gerente da Divisão de Auditoria Interna das Empresas Eletrobras, Tomás Henrique Melo de Oliveira.

3. ESCOPO

Este trabalho teve como escopo as seguintes verificações:

- análise da adequação das atividades de investimento executadas pela Fundação Eletros;
- verificação dos registros financeiros;
- adequação dos Controles Internos adotados;
- verificação rentabilidade e riscos;
- conformidade dos procedimentos adotados pela área frente à legislação.

4. ABRANGÊNCIA

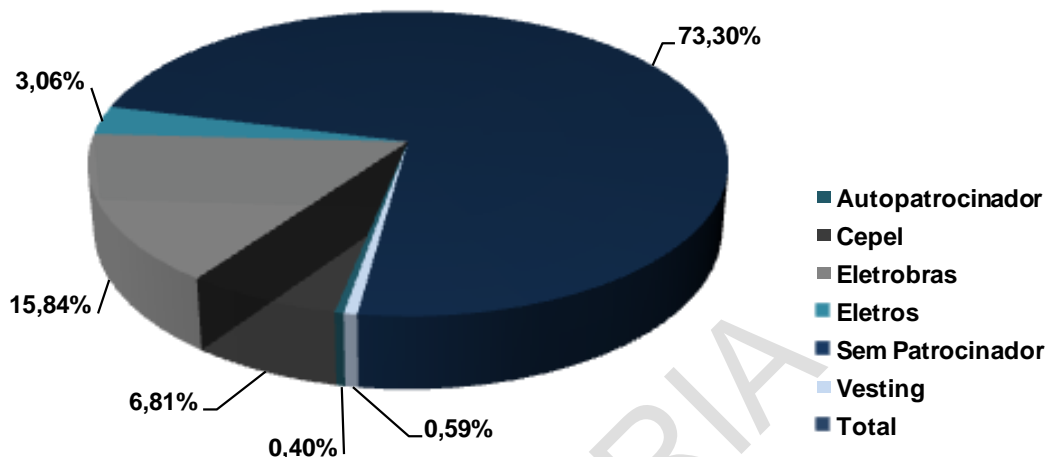
A Fundação Eletros de Seguridade social possui três modalidades de empréstimos: empréstimos financeiros, empréstimos escolares e os empréstimos emergenciais. Para o empréstimo financeiro estão habilitados os participantes ativos, os participantes assistidos ou beneficiários (pensionista), os participantes autopatrocinadores e os participantes optantes pelo Benefício Proporcional Diferido, que estejam em dia com as suas obrigações com a Fundação, cuja reserva matemática ou reserva de poupança, das duas a maior, seja igual ou superior à soma do empréstimo solicitado com o saldo devedor do empréstimo financeiro de emergência, quando houver.

O empréstimo escolar é concedido aos participantes e assistidos dos planos BD e CD Eletrobrás para a aquisição de material escolar para o próprio participante e os dependentes menores de 25 anos. O valor do empréstimo está limitado a **R\$1.100,00** por ano letivo.

Como os empréstimos escolares e os empréstimos emergenciais possuem uma participação pequena na carteira de Empréstimos da Fundação Eletros de Seguridade Social, correspondendo juntos a menos de **1%** do total da carteira, o presente trabalho foi direcionado para os empréstimos financeiros que no período analisado totalizaram **R\$116.936.994,39** em **dezembro de 2013** e **R\$118.266.643,02** em **julho de 2014**.

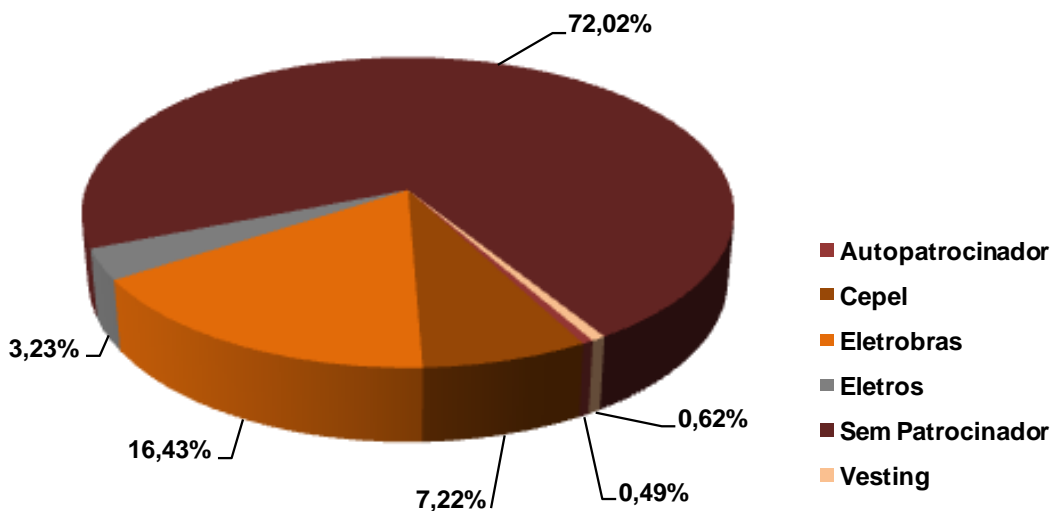
Na composição da carteira de empréstimos pôde-se evidenciar a concentração de empréstimos financeiros no grupo 'Sem Patrocinadores' que, em **dezembro de 2013** correspondia a **R\$85.709.402,00, 73,3%** do total. Os participantes ativos, que possuem a Eletrobras como patrocinadora, correspondem a **15,84%** desse montante, ou seja, **R\$18.524.449,12**.

Saldo Devedor por Empresa Dezembro 2013



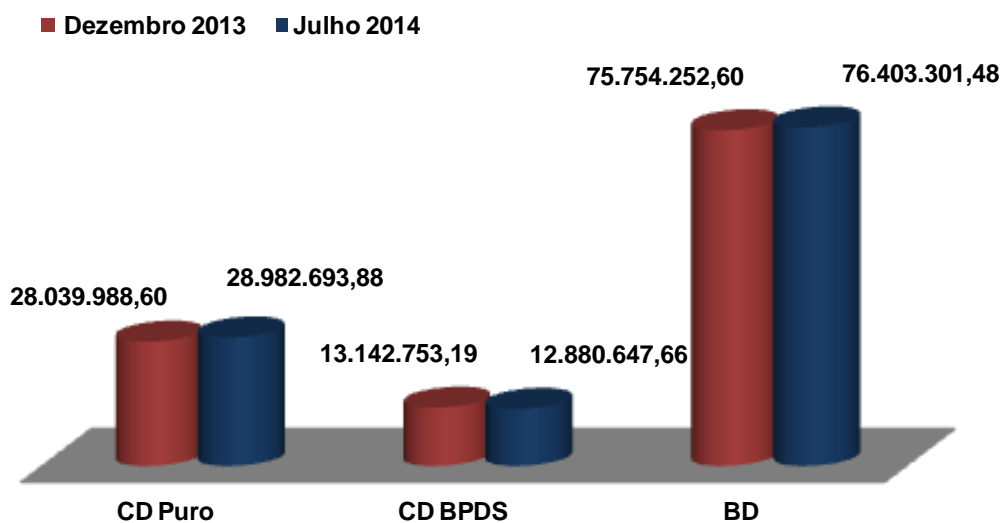
Em julho de 2014, o saldo da carteira de empréstimos financeiros foi de **R\$118.266.643,02** sendo a maior parte relativa aos pensionistas, **72,02%** desse montante, totalizando **R\$85.170.095,73**, o que corresponde a uma diminuição de **0,63%** em relação a **dezembro de 2013**.

Saldo Devedor por Empresa Julho 2014



O empréstimo a participantes é dividido entre as três modalidades de plano existentes: o Plano Benefício Definido – BD, o Plano Contribuição Definida – CD e o Plano Contribuição Definida Benefício Proporcional Diferido – CD BPDS, sendo a maior parte concentrada no plano BD correspondendo a **65%** do Saldo devedor nos períodos de **dezembro de 2013** e **julho de 2014**. Os outros **35%** estão divididos entre os planos CD puro com **24%** e o plano CD BPDS com **11%** do total, conforme gráfico a seguir:

Comparativo por Plano



Em relação à inadimplência, observou-se uma trajetória ascendente nos meses de dezembro de 2013 e janeiro de 2014. Segundo informações prestadas pelo gerente da área de investimentos da Eletros, esse fato ocorreu devido ao elevado número de aposentadorias, causado pelo Programa de Desligamento Voluntário – PID da Eletrobras. Esse programa gerou descasamento nos prazos de pedido de aposentadoria e de concessão do benefício, ocasionando a inadimplência dos participantes que possuíam empréstimos no período.

Segue o gráfico com o comportamento da inadimplência nos últimos seis meses.



Através da análise dos montantes fornecidos pela Fundação Eletros de Seguridade Social, observamos uma queda crescente nos saldos em aberto no último semestre. Em **janeiro de 2014** o montante de inadimplentes totalizava **R\$5.880.414,10** contra o montante de **R\$1.085.185,42** em **julho de 2014**, o que representa uma queda de quase **82%**.

5. RESULTADOS

A seguir são apresentadas as não conformidades constatadas e ainda pendentes de solução, conforme detalhado na Ata de Encerramento de 18.09.2014, Anexo I do presente relatório, bem como as recomendações com vistas à implementação de medidas corretivas.

5.1 Inadimplência de participantes ativos com desconto em Folha de Pagamento

Em análise das planilhas enviadas pela Fundação Eletrobras de Seguridade Social, referente ao período de janeiro de 2014 a julho de 2014, foram constatadas inadimplências de participantes ativos com desconto em folha de pagamento, conforme demonstrado nos quadros abaixo (Item II.7 da Ata de Encerramento):

Plano: CD ELETROBRÁS													
nº Eletros	Patrocinadora	Ativo	Dt Últ Amort	Atraso	Saldo últ. Amort.	31/12/2013	31/01/2014	28/02/2014	31/03/2014	30/04/2014	30/05/2014	30/06/2014	31/07/2014
73916	Eletrobras	✓	01/04/2014	29	27.150,21	-	-	-	27.489,29	27.764,91	-	-	-
75689	Eletrobras	✓	02/06/2014	59	25.113,75	-	-	-	-	-	-	25.113,75	25.366,53

- Recomendação à Fundação Eletrobras de Seguridade Social:

Interagir com o DAG da Eletrobras com objetivo de corrigir possíveis falhas no desconto na Folha de Pagamento do participante, buscando soluções sistêmicas para melhorar o fluxo de informação entre as empresas, aprimorando os controles de cobrança e evitando que participantes ativos tornem-se inadimplentes indevidamente.

- Recomendação ao Departamento de Gestão de Pessoas – DAG da Eletrobras:

Aprimorar o procedimento de desconto em folha de pagamento referente às prestações devidas de empréstimos contraídos junto à Fundação Eletrobras de Seguridade Social da Eletrobras, mitigando possíveis falhas nesse processo.

5.2 Inadimplência gerada pela ausência de cobrança de empréstimo quando do desligamento pelo PID

Em análise das planilhas enviadas pela Fundação Eletrobras de Seguridade Social, referente ao período de janeiro de 2014 a julho de 2014, foram constatadas inadimplências de participantes geradas pela ausência de cobrança de empréstimo devido quando do desligamento pelo PID, conforme demonstrado nos quadros abaixo (Item II.8 da Ata de Encerramento):

Plano: BD													
nº Eletros	Patrocinadora	Ativo	Dt Últ Amort	Atraso	Saldo últ. Amort.	31/12/2013	31/01/2014	28/02/2014	31/03/2014	30/04/2014	30/05/2014	30/06/2014	31/07/2014
40212	Eletrobras	*	02/12/2013	60	131.313,80	132.564,11	133.930,60	-	-	-	-	-	-

Plano: CD ELETROBRÁS BPDS													
nº Eletros	Patrocinadora	Ativo	Dt Últ Amort	Atraso	Saldo últ. Amort.	31/12/2013	31/01/2014	28/02/2014	31/03/2014	30/04/2014	30/05/2014	30/06/2014	31/07/2014
69112	Eletrobras	*	26/12/2013	36	65.553,10	65.643,56	66.300,49	-	-	-	-	-	-
68007	Eletrobras	*	02/12/2013	60	78.780,29	79.507,90	80.303,57	-	-	-	-	-	-
72306	Eletrobras	*	02/12/2013	60	1.491,23	1.505,00	1.520,06	-	-	-	-	-	-
67645	Eletrobras	*	02/12/2013	60	4.474,13	4.515,45	4.560,64	-	-	-	-	-	-

Plano: CD ELETROBRÁS													
nº Eletros	Patrocinadora	Ativo	Dt Últ Amort	Atraso	Saldo últ. Amort.	31/12/2013	31/01/2014	28/02/2014	31/03/2014	30/04/2014	30/05/2014	30/06/2014	31/07/2014
72439	Eletrobras	*	02/12/2013	60	84.264,01	85.042,27	85.893,33	-	-	-	-	-	-
72736	Eletrobras	*	02/12/2013	60	85.220,31	86.007,40	86.868,12	-	-	-	-	-	-
66761	Eletrobras	*	02/12/2013	60	85.528,04	86.317,97	87.181,80	-	-	-	-	-	-

- Recomendação à Fundação Eletrobras de Seguridade Social:

Aprimorar os controles de cobrança de empréstimo na concessão do benefício da aposentadoria, passando a agir de forma preventiva no controle da inadimplência, com o objetivo de se evitar que a rentabilidade prevista na Política de Investimento da Fundação Eletrobras de Seguridade Social seja afetada.

5.3 Necessidade de aprimoramento nos controles das ações de cobrança da Inadimplência

No mês de junho de 2014 a Fundação Eletrobras de Seguridade Social totalizou **R\$1.085.185,42** em inadimplências. Desse total, selecionou-se uma amostra com os participantes que possuíam mais de **360 dias** de atraso, totalizando **R\$691.909,73**, que corresponde a mais de **63%** dos casos (Item II.9 da Ata de Encerramento).

Segue abaixo, quadro com a amostra selecionada dos participantes com mais de 360 dias de atraso no pagamento de empréstimos financeiros dos Planos BD, CD Eletrobras e Sem Plano

Inadimplência superior a 360 dias

Plano BD Eletrobras					
nº Eletros	Patrocinadora	Dt Últ Amort	Nº Dias s/ pgto	Saldo últ. Amort.	31/07/2014
9003427	Sem Patroc.	25/01/2013	371	8.675,63	-
24075	Sem Patroc.	21/01/2013	375	13.818,34	16.626,01
9900044	Sem Patroc.	23/11/2012	434	26.569,27	32.686,74
29660	Vesting	30/05/2011	977	49.545,09	73.015,08
50278	Sem Patroc.	01/03/2010	1432	24.317,17	43.179,30
44826	Sem Patroc.	29/12/2009	1494	10.132,14	18.393,28
40477	Sem Patroc.	04/05/2009	1733	1.968,38	3.868,10
50070	Sem Patroc.	20/05/2008	2082	18.977,16	42.682,56
9902834	Sem Patroc.	23/11/2007	2261	18.149,10	43.807,06
12864	Vesting	30/04/2003	3929	20.395,60	46.238,32
13193	Vesting	01/01/1998	5874	6.857,94	17.190,98
12948	Vesting	25/01/1995	6946	25.012,17	56.704,44
19364	Vesting	30/04/1993	7581	11.973,18	27.144,08
Subtotal					421.535,95
Plano: CD Eletrobras					
nº Eletros	Patrocinadora	Dt Últ Amort	Nº Dias s/ pgto	Saldo últ. Amort.	31/07/2014
62133	Vesting	25/10/2012	463	23.772,01	24.759,25
63891	Eletros	25/10/2012	463	152.883,16	189.238,18
65011	Vesting	01/06/2009	1705	25.115,23	48.632,79
59717	Sem Patroc	01/09/2008	1978	129.884,73	-
Subtotal					262.630,22
Sem Plano					
nº Eletros	Patrocinadora	Dt Últ Amort	Nº Dias s/ pgto	Saldo últ. Amort.	31/07/2014
9007741	Sem Patroc.	02/07/2007	2405	3.089,11	7.743,56
Subtotal					7.743,56
Total					691.909,73

- Recomendações à Fundação Eletrobras de Seguridade Social:

Aprimorar os controles de cobrança com o objetivo de se evitar perdas financeiras inerentes à inadimplência de participantes.

Criar mecanismos punitivos para participantes inadimplentes, com vistas a coibir os atrasos prolongados no pagamento das prestações mensais.

5.4 Matriz de avaliação de riscos e controles da área de empréstimo desatualizada

Constatou-se que as matrizes de avaliação de riscos e controles relacionadas aos empréstimos encontram-se desatualizadas, não englobando todos os riscos existentes na área. Além disso, as matrizes existentes na área de empréstimos não evidenciam as datas de elaboração (Item II.5 da Ata de Encerramento).

- Recomendação à Fundação Eletrobras de Seguridade Social:

Providenciar a atualização das matrizes de avaliação de risco e controles com vistas a incluir todos os controles e subprocessos existentes, bem como as datas de elaboração e de revisão.

5.5 Ausência de contratos de empréstimos financeiros

Solicitou-se da Fundação Eletrobras de Seguridade Social o saldo devedor dos empréstimos vigentes até julho de 2014. Esta Auditoria selecionou uma amostra considerando o montante de recursos envolvidos, abrangendo 21 contratos. Da amostra selecionada, evidenciou-se a ausência dos instrumentos

contratuais n.ºs 2006000999 e 1991000064 (Item II.1 da Ata de Encerramento).

- Recomendação à Fundação Eletrobras de Seguridade Social:

Manter controle efetivo sobre a guarda dos instrumentos contratuais vinculados aos empréstimos, posto que o documento físico é o único comprovante de vínculo entre o participante e a Fundação Eletrobras de Seguridade Social, relacionado à concessão de empréstimo.

5.6 Ausência do valor da reserva considerada na concessão de empréstimos

Não consta dos extratos emitidos através do sistema de empréstimos financeiros o valor da reserva considerada para os contratos 2007003086 e 2008004099, conforme demonstrado abaixo (Item II.4 da Ata de Encerramento):

Dados do empréstimo:

Número do contrato: 2008004099	Reserva considerada:	Remuneração na concessão: R\$ 18.162,51	% Desconto Inicial:
Data de liberação: 12/12/2008	Valor concedido: R\$ 237.952,68	IOF: R\$ 8.002,56	Prazo estimado para liquidação: 75
Taxa de concessão: R\$ 0,00	Taxa de renovação: R\$ 1.412,95	Valor líquido: R\$ 131.879,20	Situação: ATIVO

Dados do empréstimo:

Número do contrato: 2007003086	Reserva considerada:	Remuneração na concessão: R\$ 1.489,27	% Desconto inicial:
Data de liberação: 30/11/2007	Valor concedido: R\$ 20.855,91	IOF:	Prazo estimado para liquidação:
Taxa de concessão: R\$ 0,00	Taxa de renovação: R\$ 0,00	Valor líquido:	Situação: ATIVO

- Recomendação à Fundação Eletrobras de Seguridade Social:

Fazer constar o valor da reserva considerada no contrato de concessão de empréstimo, bem como nos dados cadastrados no sistema de extrato.

6. CONCLUSÃO

Diante do exposto neste Relatório e com base nos resultados dos testes aplicados, destacam-se como inconformidades:

- Inadimplência de participantes ativos com desconto em Folha de Pagamento (página 6);
- Inadimplência de ex-participantes ativos que possuem a Eletrobras como Patrocinadora (página 7);
- Necessidade de aprimoramento nos controles das ações de cobrança da Inadimplência (página 8);
- Matriz de avaliação de riscos e controles da área de empréstimos desatualizada (página 9);
- Ausência de contratos de empréstimos financeiros (página 9); e
- Ausência do valor da reserva considerada na concessão de empréstimos (página 10).

Ao final dos trabalhos foi realizada reunião com representantes da Fundação Eletrobras de Seguridade Social sobre o resultado preliminar da auditoria executada, conforme registrado na Ata de Encerramento anexa, e acrescentaram que este e o produto de demais análises a serem realizadas constariam desse relatório final.

A Superintendência de Auditoria emitirá, periodicamente, Plano de Providências no qual a ELETROS informará sobre o andamento das ações para atendimento das recomendações constantes deste Relatório.

Rio de Janeiro, 19 de setembro de 2014.

Antonio Alves Ferreira Junior
Auditor

Marcia Maria M. Pinheiro
Auditara

De acordo.

Tomás Henrique Melo de Oliveira
Gerente da Divisão de Auditoria Interna
das Empresas Eletrobras – CAIE

Anexos: Anexo I - Ata de Encerramento

c.c.: Presidente da Eletrobras / CGU



CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO
SUPERINTENDÊNCIA DE AUDITORIA

RELATÓRIO DE AUDITORIA N.º 35/2014

ELETROS – FOLHA DE BENEFÍCIOS

AUDITORIA
INTERNA

OUTUBRO/2014

CONFIDENCIAL

**ATIVIDADE: TRABALHO DE AUDITORIA NA FUNDAÇÃO ELETROBRAS
DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS – FOLHA DE
BENEFÍCIOS**

1. INTRODUÇÃO

O presente trabalho de auditoria teve por objetivo analisar a Folha de Benefícios da Fundação Eletrobras de Seguridade Social - ELETROS, verificando a adesão às disposições legais e aos regulamentos da Eletros, conforme estabelecido no item II.29 do Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna - PAINT – 2014.

2. EQUIPE

A equipe, definida na Ordem de Serviço N.º35/2014, foi composta pelos auditores Antonio Alves Ferreira Junior e Frederico Duque Marcondes, sob a coordenação do gerente da Divisão de Auditoria Interna das Empresas Eletrobras, Tomás Henrique Melo de Oliveira.

3. ESCOPO

Este trabalho teve como escopo as seguintes verificações:

- análise das adequações dos processos de concessão;
- pagamento;
- pagamentos extra-folha;
- contabilização e elaboração da folha mensal de benefícios;
- verificação dos controles de inclusão;
- exclusão e alteração da folha; e
- verificação dos controles internos adotados.

4. ABRANGÊNCIA

A Fundação Eletrobras 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.

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 Banco Central (BACEN) nº 3.792, de 24 de setembro de 2009.

Atualmente a Fundação Eletros administra cinco planos de benefícios

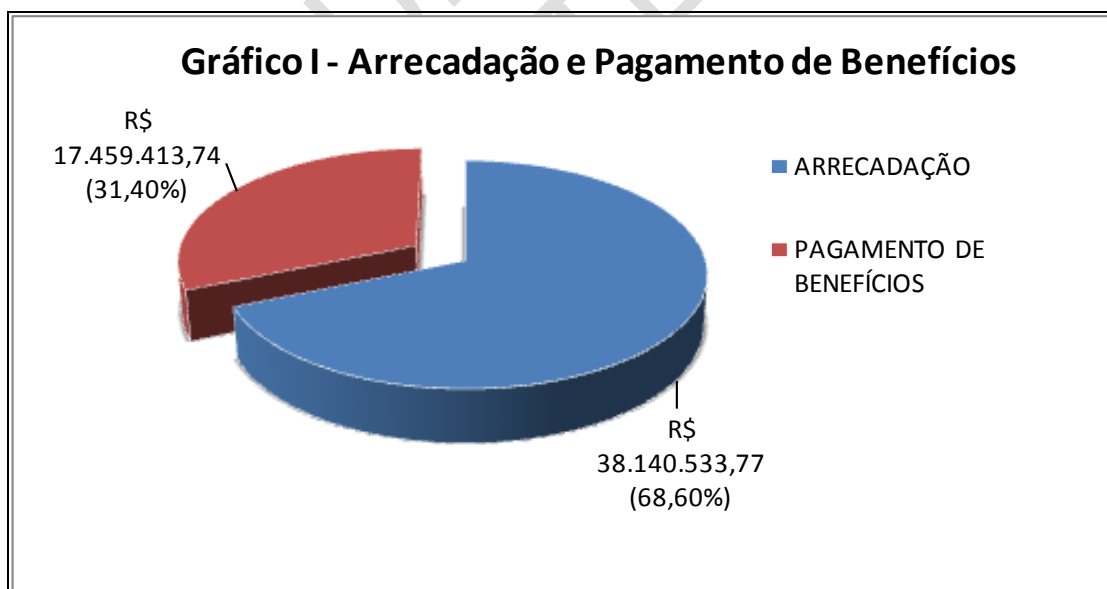
- Plano BD Eletrobras - patrocinado pela ELETROBRAS, CEPEL e ELETROS, na forma de benefício definido;
- Plano CD Eletrobras - patrocinado pela ELETROBRAS, CEPEL e ELETROS, na forma de contribuição definida;
- Plano CD ONS - patrocinado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, na forma de Contribuição Definida ;
- Plano CV EPE - patrocinado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, na forma de Contribuição Variável; e
- Plano CD CERON - patrocinado pela Centrais Elétricas de Rondônia S.A.- CERON, na forma de Contribuição Definida.

Para consecução do trabalho, foram considerados os Planos BD e CD Eletrobras. A administração dos planos, pela Fundação Eletrobras de Seguridade Social, se dá por meio da legislação vigente, leis complementares N.º 108 e 109 de 29 de maio de 2005, e dos seguintes Convênios:

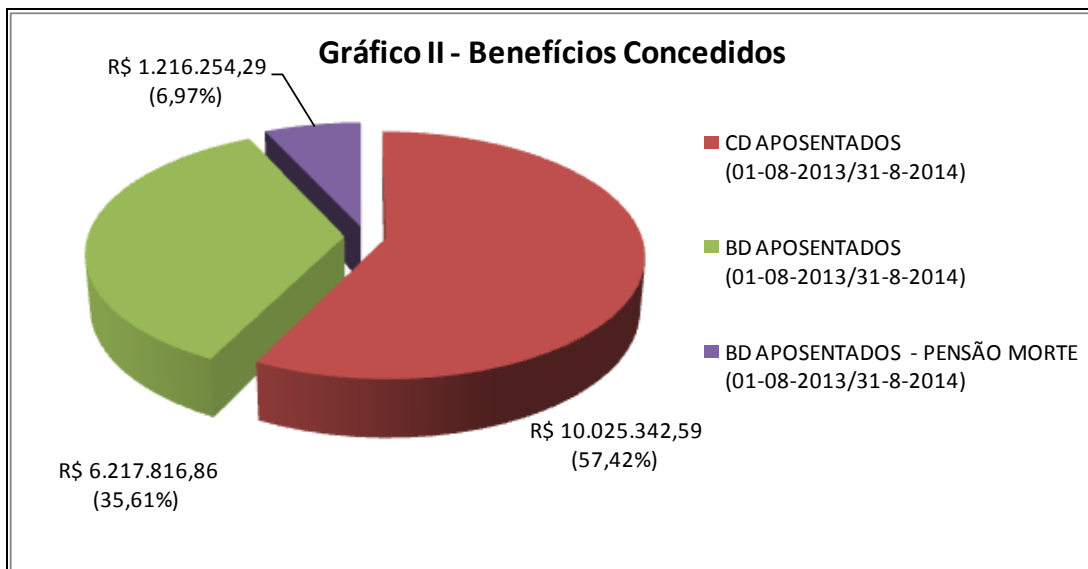
Convênio	Objeto
ECV – 333/2010	Convênio que celebram entre si a Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras e a Fundação Eletrobras de Seguridade Social – Eletros, visando regular a participação da Eletros, na qualidade de interveniente, nos convênios que a Eletrobras mantém com o Instituto Nacional do Seguro Social – INSS, relativos ao processamento de benefícios previdenciários e acidentários concedidos aos seus empregados, aposentados e a seus respectivos dependentes – beneficiários.
ECV – 155/2005	Convênio celebrado entre a Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras e a Fundação Eletrobras de Seguridade Social – ELETROS visando regular as condições de adesão ao plano misto de previdência da Eletros, denominado CD - Eletrobras.

O presente trabalho de auditoria teve como universo os benefícios concedidos e as contribuições realizadas pelos participantes dos planos BD e CD Eletrobras, no período de 01 de agosto de 2013 a 31 de agosto de 2014.

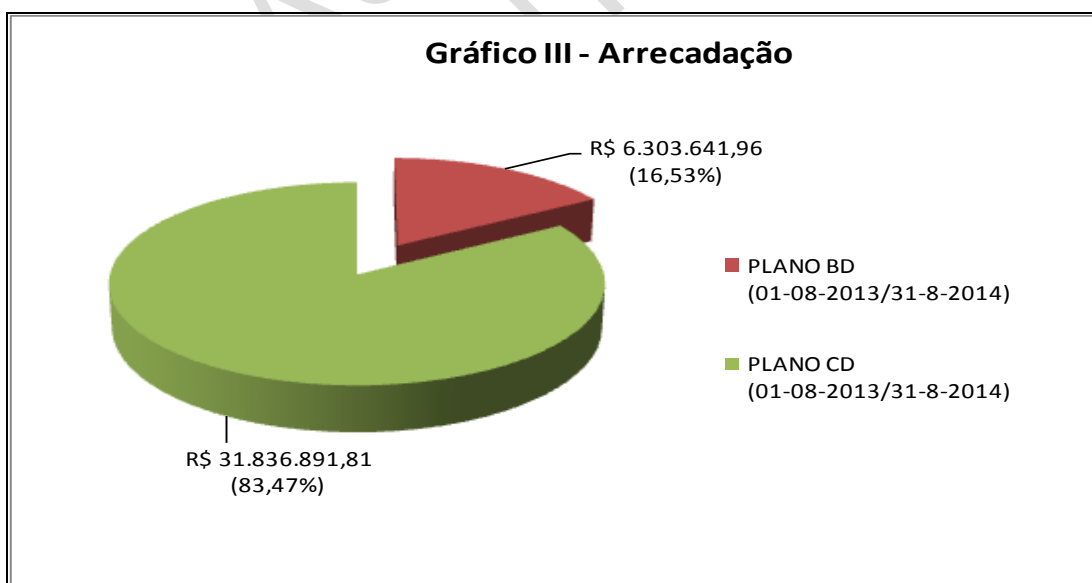
Em termos financeiros, os montantes analisados no período totalizaram o valor de **R\$ 55.599.947,51**, conforme demonstrado abaixo:



Os benefícios concedidos pela Fundação Eletrobras de Seguridade Social – ELETROS, no período analisado, se dividem entre os planos CD e BD Eletrobras na seguinte proporção:



A amostra das arrecadações analisadas no presente trabalho, provenientes das contribuições dos participantes que compõem a carteira dos planos BD e CD Eletrobras atualmente, divide-se em:



5. CONTROLES INTERNOS

Verificou-se que o subprocesso previdência complementar foi mapeado pelo Departamento de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles – PGA, da Eletrobras, sendo testado nove controles pela área de Auditoria Interna, dos quais quatro apresentaram *gap*, objetos de remediação neste exercício.

6. RESULTADOS

A seguir são apresentadas as não conformidades constatadas e ainda pendentes de solução, conforme detalhado na Ata de Encerramento de 29.10.2014, Anexo I do presente Relatório, bem como as recomendações com vistas à implementação de medidas corretivas.

6.1 Ausência de sistema integrado referente ao processo de arrecadação e pagamento de benefícios

Constatamos que o processamento dos dados referente ao processo de pagamento de benefícios se dá de forma isolada dos demais sistemas da ELETROS e requer alto nível de intervenção manual.

Verificou-se, ainda que, de acordo com o Relatório de Controles Internos datado de 03.12.2012, o Sistema que suporta o processo de Pagamento de Benefícios Complementar e do INSS é vulnerável e obsoleto, pois o núcleo da Folha – módulo do RM, desenvolvido em Pascal, utiliza arquivos texto no processamento da folha e não permite controles eficazes dos eventos de pagamento, tendo como aspecto relevante o alto nível de intervenção manual para o processamento da folha e a dependência de especialistas da área.

(Item II.1 da Ata de Encerramento)

- Recomendação à Fundação Eletrobras de Seguridade Social:

Empreender ações com vistas a agilizar o processo de contratação e implantação de sistema integrado que vise automatizar as atividades, integrar a empresa além de mitigar os riscos financeiros e operacionais existentes.

6.2 Descumprimento do Plano de Ação referente à implantação do Sistema de Folha de Benefícios

Em análise ao Relatório de Controles Internos datado de 03/12/12, Referência: FPN_DBP/DVAB/PBC_01/2012, constatamos que não foram realizadas as ações descritas no Plano de Ação programado para a implantação do Sistema de Folha de Benefícios, com conclusão prevista para 30.11.2013. (Item II.2 da Ata de Encerramento)

- Recomendação à Fundação Eletrobras de Seguridade Social:

Envidar esforços para que as ações constantes no Planejamento Estratégico ELETROS 2012 sejam concluídas dentro do prazo estabelecido, a fim de não comprometer os objetivos e metas de longo prazo da empresa.

6.3 Matriz de Avaliação de Riscos e Controles da Área de Gestão de Arrecadação e Pagamento de Benefícios Desatualizada

Constatou-se que as Matrizes de Avaliação de Riscos e Controles relacionadas à Área de Gestão de Arrecadação e Pagamento de Benefícios – GAPB, encontram-se desatualizadas e não evidenciam as datas de elaboração. (Item II.3 da Ata de Encerramento)

- Recomendação à Fundação Eletrobras de Seguridade Social:

Providenciar a atualização das matrizes de avaliação de risco e controles com vistas a incluir todos os controles e subprocessos existentes, bem como as datas de elaboração e de revisão.

6.4 Remuneração da empresa de origem sendo utilizada como base para cálculo de contribuição de benefícios previdenciários do Plano CD Eletrobras

Em análise das planilhas de contribuições e arrecadações do Plano CD Eletrobras, evidenciou-se que está sendo utilizado como base para cálculo do SRC (salário referência para contribuição) a remuneração da empresa de origem de três requisitados da Eletrobras Distribuição Rondônia (CERON), e não apenas o valor referente ao que a Patrocinadora (Eletrobras) paga aos requisitados, conforme demonstrado no quadro abaixo:

INSCRICAO	MATRICULA PATROC	ANO ME	TIPO REM	SRC	CONTRIB_ PARTIC	CONTRIB_ PATROC	DATA CREDITO
0059816	0000039792	201308	RUBRICA ÚNICA	22.007,97	2.883,62	2.883,62	05/09/2013
0059816	0000039792	201309	RUBRICA ÚNICA	25.761,90	3.446,70	3.446,70	07/10/2013
0059816	0000039792	201310	RUBRICA ÚNICA	25.410,56	3.394,00	3.394,00	05/11/2013
0059816	0000039792	201311	RUBRICA ÚNICA	23.150,50	3.054,99	3.054,99	05/12/2013
0059816	0000039792	201312	RUBRICA ÚNICA	32.822,13	4.088,07	4.088,07	06/01/2014
0059816	0000039792	201401	RUBRICA ÚNICA	30.207,22	4.113,50	4.113,50	05/02/2014
0059816	0000039792	201402	RUBRICA ÚNICA	33.955,44	4.675,74	4.675,74	05/03/2014
0059816	0000039792	201403	RUBRICA ÚNICA	23.390,97	3.091,07	3.091,07	07/04/2014
0059816	0000039792	201404	RUBRICA ÚNICA	9.198,37	962,18	962,18	05/05/2014
0059816	0000039792	201405	RUBRICA ÚNICA	9.776,03	5.283,14	5.283,14	05/06/2014
0059816	0000039792	201406	RUBRICA ÚNICA	24.957,70	3.302,62	3.302,62	07/07/2014
0059816	0000039792	201407	RUBRICA ÚNICA	20.289,75	2.602,42	2.602,42	05/08/2014
0059824	0000046888	201308	RUBRICA ÚNICA	23.016,22	3.034,85	3.034,85	05/09/2013
0059824	0000046888	201309	RUBRICA ÚNICA	25.564,61	3.417,11	3.417,11	07/10/2013
0059824	0000046888	201310	RUBRICA ÚNICA	24.101,94	3.197,71	3.197,71	05/11/2013
0059824	0000046888	201311	RUBRICA ÚNICA	22.007,41	2.883,53	2.883,53	05/12/2013
0059824	0000046888	201312	RUBRICA ÚNICA	32.075,33	3.976,14	3.976,14	06/01/2014
0059824	0000046888	201401	RUBRICA ÚNICA	22.228,32	2.916,67	2.916,67	05/02/2014
0059824	0000046888	201402	RUBRICA ÚNICA	22.141,27	2.903,61	2.903,61	05/03/2014
0059824	0000046888	201403	RUBRICA ÚNICA	22.141,27	2.903,61	2.903,61	07/04/2014
0059824	0000046888	201404	RUBRICA ÚNICA	16.404,68	938,31	938,31	05/05/2014
0059824	0000046888	201405	RUBRICA ÚNICA	8.639,45	2.820,18	2.820,18	05/06/2014
0068361	0000032409	201308	RUBRICA ÚNICA	19.973,27	2.578,41	2.578,41	05/09/2013
0068361	0000032409	201309	RUBRICA ÚNICA	31.096,47	4.246,89	4.246,89	07/10/2013
0068361	0000032409	201310	RUBRICA ÚNICA	27.006,65	3.633,42	3.633,42	05/11/2013
0068361	0000032409	201311	RUBRICA ÚNICA	27.006,65	3.633,42	3.633,42	05/12/2013
0068361	0000032409	201312	RUBRICA ÚNICA	39.680,45	5.116,91	5.116,91	06/01/2014
0068361	0000032409	201401	RUBRICA ÚNICA	27.148,75	3.654,73	3.654,73	05/02/2014
0068361	0000032409	201401	RUBRICA ÚNICA	27.148,75	3.654,73	3.654,73	05/03/2014
0068361	0000032409	201402	RUBRICA ÚNICA	27.280,13	3.674,44	3.674,44	05/03/2014
0068361	0000032409	201403	RUBRICA ÚNICA	27.280,13	3.674,44	3.674,44	07/04/2014
0068361	0000032409	201404	RUBRICA ÚNICA	11.997,33	1.382,02	1.382,02	05/05/2014
0068361	0000032409	201405	RUBRICA ÚNICA	12.750,77	6.056,42	6.056,42	05/06/2014
0068361	0000032409	201406	RUBRICA ÚNICA	38.779,52	5.375,89	5.375,89	07/07/2014
0068361	0000032409	201407	RUBRICA ÚNICA	35.448,70	5.356,47	5.356,47	05/08/2014
0068361	0000032409	201407	RUBRICA ÚNICA	35.448,70	5.356,47	5.356,47	05/09/2014

O Regulamento do Plano CD Eletrobras, em sua Seção II, art. 38 parágrafo 3º estabelece:

§ 3º - Os patrocinadores comunicarão à ELETROS, por escrito, as verbas salariais que compõem os Salários de Contribuição (SC) dos participantes, na data de início deste Regulamento do Plano CD Eletrobras. A partir dessa data novas verbas salariais somente serão incluídas se aprovadas pelo Conselho Deliberativo da ELETROS.

Sendo assim, a inclusão dos rendimentos provenientes das empresas de origem dos participantes em comento para composição do Salário de Contribuição só poderiam ser efetivada após aprovação do Conselho Deliberativo da ELETROS, já que ocorreu após a data de início do regulamento do Plano CD Eletrobras.

No entanto, a Divisão de Administração de Pagamento de Pessoal da Eletrobras (DAGP) considerou, para três empregados requisitados junto a Eletrobras Distribuição Rondônia, o valor da remuneração complementar recebida na Eletrobras acrescido do valor remuneratório recebido na empresa de origem para computo do salário de contribuição para a ELETROS. Ocorre que tal decisão não retrata a isonomia e a impessoalidade imperativas, decisão que deveria ter sido submetida a um parecer jurídico da Eletrobras, a fim de se evitar precedentes para que outros requisitados nas mesmas condições possam reivindicar o mesmo benefício em futuras ações trabalhistas.

- **Recomendação à Fundação Eletrobras de Seguridade Social:**

Abster-se de incluir verbas salariais não previstas no Art. 38, §1º do Regulamento do Plano CD Eletrobras para composição do Salário de Contribuição dos participantes sem submeter à aprovação Conselho Deliberativo.

- **Recomendações ao Departamento de Gestão de Pessoas - DAG da Eletrobras:**

Observar o princípio constitucional da impessoalidade e o princípio administrativo da isonomia no que tange à tomada de decisões que envolvam o computo do salário de contribuição para a ELETROS, abstendo-se de conceder excepcionalidades que possam ser entendidas como privilégios;

Interagir com a Superintendência Jurídica da Eletrobras –PJ, com vistas a adoção das medidas legais para o saneamento das impropriedades caracterizadas.

6.5 Divergência entre os valores de contribuições informados pela Eletrobras e os valores calculados conforme o Regulamento do Plano CD Eletrobras

Por meio de testes aplicados às planilhas contendo o valor das contribuições realizadas mensalmente pelos participantes dos planos CD e BD administrados pela Fundação Eletrobras de Seguridade Social – ELETROS, com o objetivo de verificar se estas obedecem aos métodos de cálculo estabelecidos nos regulamentos dos respectivos planos, foram constatados participantes que não tiveram suas contribuições devidamente recolhidas.

INSCRICAO	MATRICULA_PATROC	ANO_MES_REF	TIPO_REM	SRC	CONTRIB_PARTIC	CONTRIB_PATROC	CONTRIB_ADICIONAL	DATA_CREDITO	VALOR_OBTIDO_TESTE
66654	0000050104	201309	RUBRICA ÚNICA	3.398,76	140,05	140,05	-	07/10/2013	152,94
78436	0000043612	201309	RUBRICA ÚNICA	44.629,27	6.034,50	6.034,50	-	07/10/2013	6276,81

Em resposta a Fundação Eletrobras de Seguridade Social informou que fez as devidas cobranças a ELETROBRAS conforme cópia dos e-mails abaixo:

Bianca Gianini Gonçalves <bianca@eletros.com.br> 10 de outubro de 2013 10:41
Para: BENHUR SÁ <benhur@eletrobras.com>, Pedro Celso de Souza e Silva <pedross@eletrobras.com>
Cc: Marcelo Paula de Queiroz <mqueiroz@eletros.com.br>

Pedro/Benhur,

Peço, por favor, verificar as críticas apresentadas pelo sistema referente a folha de setembro/2013:

Plano CD:

- O participante [REDACTED] está vindo com o número de inscrição antigo - 69898. O número correto é 0088039, por favor, alterar no próximo arquivo;
- 0086298 - [REDACTED] - participante não informado no arquivo;
- 0087361 - [REDACTED] - em nosso cadastro consta a matrícula 0007109 e não a informada no arquivo - 60582 - por favor, verificar a correta;
- 0066654 - [REDACTED] - Salário informado: R\$ 3.398,76; Contribuição informada: R\$ 140,05; Contribuição calculada: R\$ 152,94;
- 0059881 - [REDACTED] - Salário informado: R\$ 3.455,39; Contribuição informada: R\$ 102,88; Contribuição calculada: R\$ 155,49;
- 0071522 - [REDACTED] - Salário informado: R\$ 21.290,89; Contribuição informada: R\$ 1.905,06; Contribuição calculada: R\$ 2.776,05;
- 0078436 - [REDACTED] - Salário informado: R\$ 44.629,27; Contribuição informada: R\$ 6.034,50; Contribuição calculada: R\$ 6.276,81.

Plano BD:

- 0054338 - [REDACTED] - Salário informado: R\$ 8.435,98; Contribuição informada: R\$ 938,11; Contribuição calculada: R\$ 1.072,01.

Marcelo Paula de Queiroz <mqueiroz@eletros.com.br> 19 de novembro de 2013 12:04
Para: Bianca Gianini Gonçalves <bianca@eletros.com.br>
Cc: BENHUR SÁ <benhur@eletrobras.com>, Pedro Celso de Souza e Silva <pedross@eletrobras.com>

(Item II.7 da Ata de Encerramento)

- Recomendação à Fundação Eletrobras de Seguridade Social:

Implementar medidas com vistas a aprimorar o processo de cobrança junto a Eletrobras, para sanar as críticas apresentadas pelo Sistema.

- Recomendação ao Departamento de Gestão de Pessoas - DAG da Eletrobras:

Interagir com a Fundação Eletrobras de Seguridade Social com vistas a sanar todas as críticas e pendências existentes no Sistema de Folha de Arrecadação, bem como regularizar as divergências cadastrais.

6.6 Participante ativo no cadastro do Plano CD Eletrobras em situação irregular quanto a sua arrecadação

Em análise das planilhas contendo a relação cadastral e folhas de arrecadação das contribuições dos participantes dos Planos BD e CD da Fundação Eletrobras

de Seguridade Social – ELETROS, verificou-se que o participante matrícula ELETROS: 72934, CPF: 432.455.287-87 consta como ativo no cadastro, mas não consta na folha de arrecadação. (Item II.10 da Ata de Encerramento)

- Recomendação a Gerencia de Gestão de Pessoas - DAG Eletrobras:

Regularizar, de imediato, a situação do participante matrícula ELETROS: 72934, CPF: 432.455.287-87, quanto aos meses de junho, julho e agosto de 2014.

7. CONCLUSÃO

Diante do exposto neste Relatório e com base nos resultados dos testes aplicados, destacam-se como inconformidades:

- Remuneração da empresa de origem sendo utilizada como base para cálculo de contribuição de benefícios previdenciário do Plano CD;
- Divergência entre os valores de contribuição informados pela Eletrobras e os valores calculados, conforme o regulamento do Plano Eletros CD;
- Participante ativo no cadastro Plano CD em situação irregular quanto a sua arrecadação;
- Descumprimento do plano de ação referente à implantação do Sistema de Folha de Benefícios;
- Ausência de Sistema Integrado referente ao processo de arrecadação e pagamento de benefícios;
- Matriz de Avaliação de Riscos e Controles da área de investimento desatualizada.

Ao final dos trabalhos foi realizada reunião com representantes da Fundação Eletrobras de Seguridade Social – ELETROS sobre o resultado preliminar da auditoria executada, conforme registrado na Ata de Encerramento anexa, e

acrescentaram que este e o produto de demais análises a serem realizadas constariam desse relatório final.

A Superintendência de Auditoria emitirá, periodicamente, Plano de Providências no qual a ELETROS e o Departamento de Gestão de Pessoas – DAG informarão sobre o andamento das ações para atendimento das recomendações constantes deste Relatório.

Rio de Janeiro, 30 de outubro de 2014.

Antonio Alves Ferreira Junior
Auditor

Frederico Duque Marcondes
Auditor

De acordo.

Tomás Henrique Melo de Oliveira
Gerente da Divisão de Auditoria Interna
das Empresas Eletrobras – CAIE

Anexos: Anexo I - Ata de Encerramento

c.c.: Presidente da Eletrobras / CGU

Referência: Relatório de Auditoria Nº 22/2014, de 24/7/2014

Atividade: Gestão de Investimento

Área: Fundação Eletrobras de Seguridade Social

I) ITEM 5.1 DO RELATÓRIO

“Desenquadramento passivo dos investimentos em imóveis”.

I.a) Recomendação:

- A ELETROS: “Eliminar com brevidade os excessos verificados no limite de alocação do segmento de investimento em imóveis”.
- Providências implementadas / a implementar:
- O incremento da alocação em imóveis foi decorrente da reavaliação ocorrida em dezembro de 2011 e que, de acordo com o inciso VII, do art. 52, da Resolução CMN Nº 3.792, de 24 de setembro de 2009, caracterizada como uma ação passiva, a ELETROS tinha um prazo de 720 (setecentos e vinte) dias, ou seja, até 30/12/2013, para enquadramento aos limites da citada Resolução.
- Desde o referido desenquadramento, a ELETROS traçou uma estratégia para se enquadrar. Essa estratégia passava pela alienação do edifício Mário Bering após sua entrega em 2013 por parte do então locador conforme acordo realizado em 2012.
- A ELETROS empenhou esforços para a venda do referido ativo, fato que pode ser comprovado pelos registros das atas das reuniões do Conselho Deliberativo da ELETROS - CDE nº 228 de 08/03/2013, nº 231 de 12/04/2013, nº 233 de 07/06/2013, nº 234 de 05/07/2013, nº 235 de 02/08/2013, nº 239 de 11/10/2013, nº 242 de 06/12/2013, nº 243 de 20/12/2013 e nº 246 de 24/01/2014. Dentre as reuniões citadas merecem destaque a de nº 234, que deliberou sobre a autorização da alienação do Edifício Mario Bering por um valor não inferior a R\$75 milhões (conforme estudos da época), e a de nº 246, que autorizou a negociação do prédio por um valor presente equivalente a R\$ 69 milhões.
- Mesmo com os esforços empenhados pela Fundação para a referida venda, não foi possível concretizá-la até o encerramento do exercício de 2013, em razão do preço ofertado estar abaixo do valor contábil, o que traria prejuízos ao Plano BD Eletrobras.
- Em 2014 o processo de alienação do referido imóvel está em vias de ser concretizado, conforme Deliberação tomada na Ata da 252ª reunião do Conselho deliberativo da ELETROS (CDE), a seguir transcrita:
- “O Conselho Deliberativo, com base na Proposta da DEE ao CDE Nº PRO – 013/14, de 03/04/2014, de acordo com o conteúdo exposto na Nota Técnica DFI/GNE 037/14, de 01/04/2014, aprovou a alienação do Edifício Mario Bhering, situado à Rua da Quitanda, nº 196, ao interessado GPRE Administradora de

Recursos Ltda. (GP Investimento), bem como autorizou a assinatura da ELETROS na Proposta Indicativa para Aquisição de Propriedade com a respectiva celebração de compromisso de promessa de compra e venda, culminando com o registro da escritura definitiva de compra e venda, nos termos propostos, pelo valor nominal de R\$ 71 milhões, equivalente ao valor presente de R\$ 68,4 milhões, de acordo com premissas internas adotadas, com sinal de 5% do valor nominal, R\$ 3,55 milhões, e saldo devedor de R\$ 67,45 milhões, a serem pagos pela adquirente em até 60 meses, ou até a data da venda do imóvel, corrigidos pelo juro anual de 5,5% + INPC."

- Atualmente as partes estão em processo de assinatura da Proposta Indicativa, demais documentos pertinentes e due dilligence.
- Prazo inicialmente previsto para implementação: 31/12/2014
- Prazo atualmente previsto para implementação: 31/12/2014
- Situação em 30/09/2014

Não iniciada Em andamento
 Interrompida Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

I.b) Recomendação:

- A ELETROS: "Empenhar esforços para evitar futuros desenquadramentos nesse segmento de investimento".
- Providências implementadas / a implementar:

A Coordenação de Controle de Investimentos possui relatórios de monitoramento de modo a impedir eventual compra de imóveis. Caso haja desenquadramento por valorização de ativos, serão tomadas as medidas cabíveis em conformidade com a Legislação e Política de Investimentos da ELETROS.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:/...../.....
- Prazo atualmente previsto para implementação:/...../.....
- Situação em 30/09/2015
 Não iniciada Em andamento
 Interrompida Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

I.c) Recomendação:

- A ELETROS: "Delegar responsabilidade da análise de investimento no segmento de imóveis a colaboradores específicos".
- Providências implementadas / a implementar:

Há um Comitê de empréstimos com reuniões semanais e atividades definidas no qual é tratado qualquer assunto referente ao segmento de imóveis, faltando apenas elaborar e aprovar o seu regimento interno.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 31/12/2014
- Prazo atualmente previsto para implementação: 31/12/2014
- Situação em 30/09/2014

() Não iniciada (X) Em andamento
() Interrompida () Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

II) ITEM 5.2 DO RELATÓRIO

"Ausência de segregação de função para as operações de boletagem e autorização das transações".

II.a) Recomendação:

- A ELETROS: "Interagir com o Banco Bradesco S.A, agente de Custódia, com objetivo de desenvolver e definir novos perfis de acesso que prevejam a separação das funções de criação da ordem de compra/venda e de autorização, de tal forma que nenhuma pessoa detenha competências e atribuições em desacordo com o princípio da segregação de funções".
- Providências implementadas / a implementar:

Já foram criadas novas funcionalidades nos perfis de acesso no site do Bradesco de modo a permitir que a área de Gestão de Investimentos possa lançar somente as operações e área de controle possa somente autorizá-las.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:/...../.....
- Prazo atualmente previsto para implementação:/...../.....
- Situação em 30/09/2014

- Não iniciada Em andamento
 Interrompida Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

III) ITEM 5.3 DO RELATÓRIO

"Colaboradores desligados da ELETROS com acesso ao sistema do custodiante."

III.a) Recomendação:

- A ELETROS: "Promover, periodicamente, a revisão de acesso de empregados ao sistema de ativos do Banco Bradesco S.A., envidando esforços para que empregados desligados tenham seus acessos eliminados, mitigando assim, o risco financeiro inerente".
- Providências implementadas / a implementar:

A recomendação já foi solucionada. Ocorrendo desligamentos ou transferência de colaboradores com acesso ao sistema, será solicitado tempestivamente ao custodiante, o cancelamento dos acessos.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:/...../.....
- Prazo atualmente previsto para implementação:/...../.....
- Situação em 30/09/2014
 Não iniciada Em andamento
 Interrompida Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

III.b) Recomendação:

- A ELETROS: "Exigir que a área de Recursos Humanos, quando do desligamento de colaboradores, comunique os gestores das respectivas unidades de negócio para que seja providenciada a exclusão de perfis de acesso."
- Providências implementadas / a implementar:

Implementada. Existe um procedimento sobre a Movimentação de Pessoal que é executado desde 17/05/2013, conforme estabelece a Norma de Segurança da Informação em Gestão de Pessoas – NR GTI 7.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:/...../.....
- Prazo atualmente previsto para implementação:/...../.....
- Situação em 30/09/2014
 - () Não iniciada
 - () Em andamento
 - () Interrompida
 - (X) Concluída
- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

IV) ITEM 5.4 DO RELATÓRIO

"Concessão de perfis de acesso a colaboradores incompatíveis com as atividades por eles executadas."

IV.a) Recomendação:

- A ELETROS: "Abster-se de conceder acesso para colaboradores com atividades não condizentes com os segmentos de Renda Fixa e Renda Variável mitigando assim, o risco financeiro inerente à execução de operações além de sua alçada".
- Providências implementadas / a implementar:

Perfis de acesso concedidos de acordo com as atividades executadas pelos colaboradores, conforme nossa Carta-PRE 102/2014, de 01 de agosto de 2014, enviada a esta Auditoria.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:/...../.....
- Prazo atualmente previsto para implementação:/...../.....
- Situação em 30/09/2014
 - () Não iniciada
 - () Em andamento
 - () Interrompida
 - (X) Concluída
- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

IV.b) Recomendação:

- A ELETROS: "Exigir que a área de Recursos Humanos, quando do desligamento de colaboradores, comunique os gestores das respectivas unidades de negócio para que seja providenciada a exclusão de perfis de acesso".

- Providências implementadas / a implementar:

Implementada. Existe um procedimento sobre a Movimentação de Pessoal que é executado desde 17/05/2013, conforme estabelece a Norma de Segurança da Informação em Gestão de Pessoas – NR GTI 7.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:/...../.....

- Prazo atualmente previsto para implementação:/...../.....

- Situação em 30/09/2014

Não iniciada Em andamento

Interrompida Concluída

- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”:

V) ITEM 5.5 DO RELATÓRIO

“Ausência de Sistema Integrado entre as áreas de tesouraria, contabilidade e investimentos.”

V.a) Recomendação:

- A ELETROS: “Empreender ações com vistas a agilizar o processo de contratação e implantação de sistema integrado que vise automatizar as atividades, integrar a empresa além de mitigar os riscos financeiros e operacionais existentes”.

- Providências implementadas / a implementar:

Elaboração e envio de RFP ao mercado (concluída)

Avaliação das propostas técnicas e comerciais (concluída)

Reavaliação do escopo do projeto e solicitação e novas propostas técnicas e comerciais (em andamento)

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 14/12/2015

- Prazo atualmente previsto para implementação: 20/03/2017

- Situação em 30/09/2014

Não iniciada Em andamento

Interrompida Concluída

- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”:

VI) ITEM 5.6 DO RELATÓRIO

“Descumprimento de cronograma estabelecido para o Planejamento Estratégico 2013-2016.”

VI.a) Recomendação:

- A ELETROS: “Envidar esforços para que as ações constantes no Planejamento Estratégico ELETROS 2013 a 2016 sejam concluídas dentro do prazo estabelecido, a fim de não comprometer os objetivos e metas de longo prazo da empresa”.
- Providências implementadas / a implementar:

O andamento das ações do Planejamento Estratégico é monitorado pela Gestão de Riscos e Compliance e analisado periodicamente pelo Comitê Executivo de Riscos - CER e pelo Comitê de Gestão de Riscos e Auditoria - CGRA. Cada atraso identificado é justificado pelo gestor responsável pela implantação da ação.

Adicionalmente, a conclusão das ações do Planejamento Estratégico têm impacto na remuneração variável de todos os empregados e diretoria da ELETROS.

Na revisão anual do Planejamento Estratégico todas as metas, ações e respectivos cronogramas são avaliados pela Diretoria Executiva da ELETROS e encaminhados para aprovação pelo Conselho Deliberativo da ELETROS - CDE.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:/...../.....
- Prazo atualmente previsto para implementação:/...../.....
- Situação em 30/09/2014
 - () Não iniciada
 - () Em andamento
 - () Interrompida
 - (X) Concluída

- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”:

VII) ITEM 5.7 DO RELATÓRIO

“Fragilidade nos controles referentes à Nota Técnica de Autonomia”.

VII.a) Recomendação:

- A ELETROS: "Empreender controles eficientes que visem dirimir os riscos relacionados à adoção da Nota Técnica de Autonomia, garantindo a eficácia da ação dos Comitês de Investimentos".
- Providências implementadas / a implementar:

A Nota Técnica sobre autonomia visa reduzir o risco de perda de oportunidade de investimento ou desinvestimento previsto na matriz e riscos e controles. Todas as operações realizadas com amparo na Nota Técnica de Autonomia são reportadas ao Comitê Executivo de Investimentos – CEI na reunião imediatamente posterior ao evento.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:/...../.....
- Prazo atualmente previsto para implementação:/...../.....
- Situação em 30/09/2014
 - () Não iniciada
 - () Em andamento
 - () Interrompida
 - (X) Concluída
- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

VIII) ITEM 5.8 DO RELATÓRIO

"Matriz de avaliação de riscos e controles da Área de Investimentos desatualizada".

VIII.a) Recomendação:

- A ELETROS: "Providenciar a atualização das Matrizes de Avaliação de Risco e Controles a fim de incluir todos os controles e subprocessos existentes além das datas de elaboração e revisão".
- Providências implementadas / a implementar:

A partir de janeiro de 2015, será realizada a revisão dos fluxos dos processos operacionais pelos gestores com o apoio da Gestão de Riscos e Compliance, e consequente atualização das matrizes de riscos e controles.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 02/01/2015
- Prazo atualmente previsto para implementação: 30/06/2015

- Situação em 30/09/2014

(X) Não iniciada () Em andamento
() Interrompida () Concluída

- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”:

NOME DO RESPONSÁVEL PELA INFORMAÇÃO:

Referência: Relatório de Auditoria Nº 30/2014, de 19/9/2014.

Atividade: Empréstimos e Financiamentos

Área: Fundação Eletrobras de Seguridade Social

I) ITEM 5.1 DO RELATÓRIO

“Inadimplência de participantes ativos com desconto em Folha de Pagamento”.

I.a) Recomendação:

- A ELETROS: “Interagir com o DAG da Eletrobras com objetivo de corrigir possíveis falhas no desconto na Folha de Pagamento do participante, buscando soluções sistêmicas para melhorar o fluxo de informação entre as empresas, aprimorando os controles de cobrança e evitando que participantes ativos tornem-se inadimplentes indevidamente”.
- Providências implementadas / a implementar:

As falhas no desconto de prestação ocorreram devido problema no sistema da patrocinadora no processamento das cobranças dos empregados requisitados (rubricas diferentes). Após a identificação deste risco a Eletros adotou tratamentos manuais para a geração cobrança, baixa das prestações descontadas, atualização mensal de renda e identificação de inadimplência. A mitigação sistêmica desse risco depende da adequação do sistema da patrocinadora para a realização da cobrança para esses participantes com base no arquivo gerado pela ELETROS. Temos interagido com o DAG para a identificação das rubricas pagas aos profissionais requisitados e suas combinações possíveis, a fim de analisarmos a criação de mecanismos para a identificação prévia dos participantes nesta condição.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 31/12/2015
- Prazo atualmente previsto para implementação: 31/12/2015
- Situação em 22/12/2014:

() Não iniciada (x) Em andamento
() Interrompida () Concluída

- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”:

I.b) Recomendação:

- Ao DAG: “Interagir com a Fundação Eletrobras de Seguridade Social da Eletrobras com objetivo de corrigir possíveis falhas no desconto de empréstimo

financeiro na Folha de Pagamento do empregado”.

- Providências implementadas / a implementar:
- Prazo inicialmente previsto para implementação:/...../.....
- Prazo atualmente previsto para implementação:/...../.....
- Situação em/...../.....:
 - () Não iniciada () Em andamento
 - () Interrompida () Concluída
- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”:

II) ITEM 5.2 DO RELATÓRIO

“Inadimplência de ex-participantes ativos que possuem a Eletrobras como Patrocinadora”.

II.a) Recomendação:

- A ELETROS: “Aprimorar os controles de cobrança de empréstimo na concessão do benefício da aposentadoria, passando a agir de forma preventiva no controle da inadimplência, com o objetivo de se evitar que a rentabilidade prevista na Política de Investimento da Fundação Eletrobras de Seguridade Social seja afetada”.

- Providências implementadas / a implementar:

A ELETROS tem enviado boleto bancário para que os participantes realizem o pagamento das prestações que vencem no período entre seu desligamento da patrocinadora e a entrada na folha de pagamento de benefícios, como também encaminhado carta avisando a ocorrência de prestações com pagamentos em aberto.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:/...../.....
- Prazo atualmente previsto para implementação:/...../.....
- Situação em 22/12/2014:
 - () Não iniciada () Em andamento
 - () Interrompida (X) Concluída

- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”:

III) ITEM 5.3 DO RELATÓRIO

“Necessidade de aprimoramento nos controles das ações de cobrança da Inadimplência”.

III.a) Recomendação:

- A ELETROS: “Aprimorar os controles de cobrança com o objetivo de se evitar perdas financeiras inerentes à inadimplência de participantes”.

• Providências implementadas / a implementar:
Há controles para identificação e tratamento de inadimplência nos processos de cobrança em folha e boleto. As melhorias sistêmicas serão tratadas na implantação do Plano Diretor de tecnologia da Informação (PDTI).

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 31/12/2015

- Prazo atualmente previsto para implementação: 31/12/2015

- Situação em 22/12/2014:

() Não iniciada (x) Em andamento
() Interrompida () Concluída

- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”:

III.b) Recomendação:

- A ELETROS: “Criar mecanismos punitivos para participantes inadimplentes, com vistas a coibir os atrasos prolongados no pagamento das prestações mensais.”

- Providências implementadas / a implementar:

Avaliar a contratação do serviço de negativação em órgãos de proteção ao crédito.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 31/12/2015

- Prazo atualmente previsto para implementação: 31/12/2015

- Situação em 22/12/2015:

() Não iniciada (x) Em andamento
() Interrompida () Concluída

- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”:

IV) ITEM 5.4 DO RELATÓRIO

“Matriz de avaliação de riscos e controles da área de empréstimo desatualizada”.

IV.a) Recomendação:

- A ELETROS: “ Providenciar a atualização das matrizes de avaliação de risco e controles com vistas a incluir todos os controles e subprocessos existentes, bem como as datas de elaboração e de revisão.”

- Providências implementadas / a implementar:

A partir de janeiro de 2015, será realizada a revisão dos fluxos dos processos operacionais pelos gestores com o apoio da Gestão de Riscos e Compliance, e consequente atualização das matrizes de riscos e controles.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 02/01/2015
- Prazo atualmente previsto para implementação: 30/06/2015
- Situação em 22/12/2014:

Não iniciada Em andamento
 Interrompida Concluída

- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”:

V) ITEM 5.5 DO RELATÓRIO

“Ausência de contratos de empréstimos financeiros.”

V.a) Recomendação:

- A ELETROS: “Manter controle efetivo sobre a guarda dos instrumentos contratuais vinculados aos empréstimos, posto que o documento físico é o único comprovante de vínculo entre o participante e a Fundação Eletrobras de Seguridade Social, relacionado à concessão de empréstimo. ”

- Providências implementadas / a implementar:

Ações já implementadas. Os contratos de empréstimos são digitalizados e microfilmados anualmente conforme tabela de temporalidade de documentos e em 2013 passamos a armazenar as imagens dos contratos digitalizados também no Sistema de Gerenciamento de Documentos (SGDOC).

- Prazo inicialmente previsto para implementação:/...../.....
- Prazo atualmente previsto para implementação:/...../.....
- Situação em 22/12/2014:

- Não iniciada Em andamento
 Interrompida Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

VI) ITEM 5.6 DO RELATÓRIO

"Ausência do valor da reserva considerada na concessão de empréstimos."

VI.a) Recomendação:

- A ELETROS "Fazer constar o valor da reserva considerada no contrato de concessão de empréstimo, bem como nos dados cadastrados no sistema de extrato."

- Providências implementadas / a implementar:

O sistema de empréstimo vigente grava a informação da reserva considerada na solicitação do empréstimo no extrato do respectivo contrato.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:/...../.....
- Prazo atualmente previsto para implementação:/...../.....
- Situação em 22/12/2014:

- Não iniciada Em andamento
 Interrompida Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

NOME DO RESPONSÁVEL PELA INFORMAÇÃO:

Referência: Relatório de Auditoria Nº 35/2014, de 30/10/2014

Atividade: Folha de Benefício

Área: Fundação Eletrobras de Seguridade Social - Eletros

I) ITEM 6.1 DO RELATÓRIO

"Ausência de sistema integrado referente ao processo de arrecadação e pagamento de benefícios".

I.a) Recomendação:

- A Eletros: Empreender ações com vistas a agilizar o processo de contratação e implantação de sistema integrado que vise automatizar as atividades, integrar a empresa além de mitigar os riscos financeiros e operacionais existentes.

- Providências implementadas / a implementar:

Elaboração e envio de RFP ao mercado (concluída)

Avaliação das propostas técnicas e comerciais (concluída)

Reavaliação do escopo do projeto e solicitação e novas propostas técnicas e comerciais (em andamento)

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 14/12/2015
- Prazo atualmente previsto para implementação: 20/03/2017

- Situação em 22/12/2014:

Não iniciada Em andamento
 Interrompida Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

II) ITEM 6.2 DO RELATÓRIO

"Descumprimento do Plano de Ação referente à implantação do Sistema de Folha de Benefícios".

II.a) Recomendação:

- "A Eletros: Envidar esforços para que as ações constantes no Planejamento Estratégico ELETROS 2012 sejam concluídas dentro do prazo estabelecido, a fim de não comprometer os objetivos e metas de longo prazo da empresa".

- Providências implementadas / a implementar:

O andamento das ações do Planejamento Estratégico é monitorado pela Gestão de Riscos e Compliance e analisado periodicamente pelo Comitê Executivo de Riscos - CER e pelo Comitê de Gestão de Riscos e Auditoria - CGRA. Cada atraso identificado é justificado pelo gestor responsável pela implantação da ação.

Adicionalmente, a conclusão das ações do Planejamento Estratégico têm impacto na remuneração variável de todos os empregados e diretoria da ELETROS.

Na revisão anual do Planejamento Estratégico todas as metas, ações e respectivos cronogramas são avaliados pela Diretoria Executiva da ELETROS e encaminhados para aprovação pelo Conselho Deliberativo da ELETROS - CDE.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:/...../.....

- Prazo atualmente previsto para implementação:/...../.....

- Situação em 22/12/2014:

- | | |
|---------------------------------------|---|
| <input type="checkbox"/> Não iniciada | <input type="checkbox"/> Em andamento |
| <input type="checkbox"/> Interrompida | <input checked="" type="checkbox"/> Concluída |

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

III) ITEM 6.3 DO RELATÓRIO

"Matriz de Avaliação de Riscos e Controles da Área de Gestão de Arrecadação e Pagamento de Benefícios Desatualizada".

III.a) Recomendação:

- "A Eletros: Providenciar a atualização das matrizes de avaliação de risco e controles com vistas a incluir todos os controles e subprocessos existentes, bem como as datas de elaboração e de revisão".

- Providências implementadas / a implementar:

A partir de janeiro de 2015, será realizada a revisão dos fluxos dos processos operacionais pelos gestores com o apoio da Gestão de Riscos e Compliance, e consequente atualização das matrizes de riscos e controles.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 02/01/2015

- Prazo atualmente previsto para implementação: 30/09/2015

- Situação em 22/12/2014:

Não iniciada () Em andamento
() Interrompida () Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

VI) ITEM 6.4 DO RELATÓRIO

"Remuneração da empresa de origem sendo utilizada como base para cálculo de contribuição de benefícios previdenciários do Plano CD Eletrobras".

VI.a) Recomendação:

- "A Eletros: Providenciar a atualização das matrizes de avaliação de risco e controles com vistas a incluir todos os controles e subprocessos existentes, bem como as datas de elaboração e de revisão".
- Providências implementadas / a implementar:

A partir de janeiro de 2015, será realizada a revisão dos fluxos dos processos operacionais pelos gestores com o apoio da Gestão de Riscos e Compliance, e consequente atualização das matrizes de riscos e controles.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 02/01/2015
- Prazo atualmente previsto para implementação: 30/06/2015
- Situação em 22/12/2014:

Não iniciada () Em andamento
() Interrompida () Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

V) ITEM 6.5 DO RELATÓRIO

- Divergência entre os valores de contribuições informados pela Eletrobras e os valores calculados conforme o Regulamento do Plano CD Eletrobras

V.a) Recomendação:

- "A Eletros: Implementar medidas com vistas a aprimorar o processo de cobrança junto a Eletrobras, para sanar as críticas apresentadas pelo Sistema".

- Providências implementadas / a implementar:

A Eletros possui sistema de arrecadação de contribuição que compara mensalmente a relação entre o salário do participante e sua respectiva contribuição.

Havendo divergências entre esses valores, é gerado um relatório de críticas o qual é repassado a patrocinadora para acerto da contribuição dou do salário conforme o caso.

Não havendo retorno, em 30 dias, a cobrança é novamente realizada até que as críticas sejam sanadas.

Do exposto, e tendo em vista que o processo de críticas é realizado regularmente junto as patrocinadoras, tanto a nível de sistemas quanto a nível operacional, entendemos que não há ações necessárias para as cobranças das críticas, mas sim a necessidade de retorno das divergências apontadas por parte das Patrocinadoras.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:/...../.....
- Prazo atualmente previsto para implementação:/...../.....
- Situação em 22/12/2014:

Não iniciada Em andamento
 Interrompida Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

NOME DO RESPONSÁVEL PELA INFORMAÇÃO:

Referência: Relatório de Auditoria Nº 22/2014, de 24/7/2014

Atividade: Gestão de Investimento

Área: Fundação Eletrobras de Seguridade Social

I) ITEM 5.1 DO RELATÓRIO

“Desenquadramento passivo dos investimentos em imóveis”.

I.a) Recomendação:

- A ELETROS: “Eliminar com brevidade os excessos verificados no limite de alocação do segmento de investimento em imóveis”.
- Providências implementadas / a implementar:

O incremento da alocação em imóveis foi decorrente da reavaliação ocorrida em dezembro de 2011 e que, de acordo com o inciso VII, do art. 52, da Resolução CMN Nº 3.792, de 24 de setembro de 2009, caracterizada como uma ação passiva, a ELETROS tinha um prazo de 720 (setecentos e vinte) dias, ou seja, até 30/12/2013, para enquadramento aos limites da citada Resolução.

Desde o referido desenquadramento, a ELETROS traçou uma estratégia para se enquadrar. Essa estratégia passava pela alienação do edifício Mário Bering após sua entrega em 2013 por parte do então locador conforme acordo realizado em 2012.

A ELETROS empenhou esforços para a venda do referido ativo, fato que pode ser comprovado pelos registros das atas das reuniões do Conselho Deliberativo da ELETROS - CDE nº 228 de 08/03/2013, nº 231 de 12/04/2013, nº 233 de 07/06/2013, nº 234 de 05/07/2013, nº 235 de 02/08/2013, nº 239 de 11/10/2013, nº 242 de 06/12/2013, nº 243 de 20/12/2013 e nº 246 de 24/01/2014. Dentre as reuniões citadas merecem destaque a de nº 234, que deliberou sobre a autorização da alienação do Edifício Mario Bering por um valor não inferior a R\$75 milhões (conforme estudos da época), e a de nº 246, que autorizou a negociação do prédio por um valor presente equivalente a R\$ 69 milhões.

Mesmo com os esforços empenhados pela Fundação para a referida venda, não foi possível concretizá-la até o encerramento do exercício de 2013, em razão do preço ofertado estar abaixo do valor contábil, o que traria prejuízos ao Plano BD Eletrobras.

Em 2014 o processo de alienação do referido imóvel está em vias de ser concretizado, conforme Deliberação tomada na Ata da 252ª reunião do Conselho deliberativo da ELETROS (CDE), a seguir transcrita:

“O Conselho Deliberativo, com base na Proposta da DEE ao CDE Nº PRO – 013/14, de 03/04/2014, de acordo com o conteúdo exposto na Nota Técnica DFI/GNE 037/14, de 01/04/2014, aprovou a alienação do Edifício Mario Bhering, situado à Rua da Quitanda, nº 196, ao interessado GPRE Administradora de Recursos Ltda. (GP Investimento), bem como autorizou a assinatura da

ELETROS na Proposta Indicativa para Aquisição de Propriedade com a respectiva celebração de compromisso de promessa de compra e venda, culminando com o registro da escritura definitiva de compra e venda, nos termos propostos, pelo valor nominal de R\$ 71 milhões, equivalente ao valor presente de R\$ 68,4 milhões, de acordo com premissas internas adotadas, com sinal de 5% do valor nominal, R\$ 3,55 milhões, e saldo devedor de R\$ 67,45 milhões, a serem pagos pela adquirente em até 60 meses, ou até a data da venda do imóvel, corrigidos pelo juro anual de 5,5% + INPC."

Atualmente as partes estão em processo de assinatura da Proposta Indicativa, demais documentos pertinentes e due dilligence.

O processo de venda do imóvel teve toda a documentação e "due dilligence" citadas anteriormente atendidas. Neste momento, as partes estão analisando a minuta de escritura definitiva de compra e venda (termos e condições) e as suas implicações.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 31/12/2014.
- Prazo atualmente previsto para implementação: 31/12/2014.
- Situação em 22/12/2014:
 - () Não iniciada
 - (X) Em andamento
 - () Interrompida
 - () Concluída
- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

I.b) Recomendação:

- A ELETROS: "Empenhar esforços para evitar futuros desenquadramentos nesse segmento de investimento".
- Providências implementadas / a implementar:

A Coordenação de Controle de Investimentos possui relatórios de monitoramento de modo a impedir eventual compra de imóveis. Caso haja desenquadramento por valorização de ativos, serão tomadas as medidas cabíveis em conformidade com a Legislação e Política de Investimentos da ELETROS.
- Prazo inicialmente previsto para implementação: X
- Prazo atualmente previsto para implementação: X
- Situação em 3/10/2014:

- () Não iniciada () Em andamento
() Interrompida (X) Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

I.c) Recomendação:

- A ELETROS: "Delegar responsabilidade da análise de investimento no segmento de imóveis a colaboradores específicos".

- Providências implementadas / a implementar:

Há um Comitê de Imóveis com reuniões semanais e atividades definidas no qual é tratado qualquer assunto referente ao segmento de imóveis, faltando apenas elaborar e aprovar o seu regimento interno.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 31/12/2014.

- Prazo atualmente previsto para implementação: 30/06/2015.

- Situação em 22/12/2014:

- () Não iniciada (X) Em andamento
() Interrompida () Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

II) ITEM 5.2 DO RELATÓRIO

"Ausência de segregação de função para as operações de boletagem e autorização das transações".

II.a) Recomendação:

- A ELETROS: "Interagir com o Banco Bradesco S.A, agente de Custódia, com objetivo de desenvolver e definir novos perfis de acesso que prevejam a separação das funções de criação da ordem de compra/venda e de autorização, de tal forma que nenhuma pessoa detenha competências e atribuições em desacordo com o princípio da segregação de funções".

- Providências implementadas / a implementar:

Já foram criadas novas funcionalidades nos perfis de acesso no site do Bradesco de modo a permitir que a área de Gestão de Investimentos possa lançar somente as operações e área de controle possa somente autorizá-las.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: X
- Prazo atualmente previsto para implementação: X
- Situação em 3/10/2014:
 - () Não iniciada
 - () Em andamento
 - () Interrompida
 - (X) Concluída
- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

III) ITEM 5.3 DO RELATÓRIO

"Colaboradores desligados da ELETROS com acesso ao sistema do custodiante."

III.a) Recomendação:

- A ELETROS: "Promover, periodicamente, a revisão de acesso de empregados ao sistema de ativos do Banco Bradesco S.A., envidando esforços para que empregados desligados tenham seus acessos eliminados, mitigando assim, o risco financeiro inerente".
- Providências implementadas / a implementar:

A recomendação já foi solucionada. Ocorrendo desligamentos ou transferência de colaboradores com acesso ao sistema, será solicitado tempestivamente ao custodiante, o cancelamento dos acessos.
- Prazo inicialmente previsto para implementação: X
- Prazo atualmente previsto para implementação: X
- Situação em 3/10/2014:
 - () Não iniciada
 - () Em andamento
 - () Interrompida
 - (X) Concluída
- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

III.b) Recomendação:

- A ELETROS: "Exigir que a área de Recursos Humanos, quando do desligamento de colaboradores, comunique os gestores das respectivas unidades de negócio

para que seja providenciada a exclusão de perfis de acesso.”

- Providências implementadas / a implementar:

Implementada. Existe um procedimento sobre a Movimentação de Pessoal que é executado desde 17/05/2013, conforme estabelece a Norma de Segurança da Informação em Gestão de Pessoas – NR GTI 7.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: X
- Prazo atualmente previsto para implementação: X
- Situação em 3/10/2014:

Não iniciada Em andamento
 Interrompida Concluída

- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”:

IV) ITEM 5.4 DO RELATÓRIO

“Concessão de perfis de acesso a colaboradores incompatíveis com as atividades por eles executadas.”

IV.a) Recomendação:

- A ELETROS: “Abster-se de conceder acesso para colaboradores com atividades não condizentes com os segmentos de Renda Fixa e Renda Variável mitigando assim, o risco financeiro inerente à execução de operações além de sua alçada”.

- Providências implementadas / a implementar:

Perfis de acesso concedidos de acordo com as atividades executadas pelos colaboradores, conforme nossa Carta-PRE 102/2014, de 01 de agosto de 2014, enviada a esta Auditoria.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: X
- Prazo atualmente previsto para implementação: X
- Situação em 3/10/2014:

Não iniciada Em andamento
 Interrompida Concluída

- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”:

IV.b) Recomendação:

- A ELETROS: "Exigir que a área de Recursos Humanos, quando do desligamento de colaboradores, comunique os gestores das respectivas unidades de negócio para que seja providenciada a exclusão de perfis de acesso".
- Providências implementadas / a implementar:

Implementada. Existe um procedimento sobre a Movimentação de Pessoal que é executado desde 17/05/2013, conforme estabelece a Norma de Segurança da Informação em Gestão de Pessoas – NR GTI 7.
- Prazo inicialmente previsto para implementação: X
- Prazo atualmente previsto para implementação: X
- Situação em 3/10/2014:

 Não iniciada Em andamento
 Interrompida Concluída
- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

V) ITEM 5.5 DO RELATÓRIO

"Ausência de Sistema Integrado entre as áreas de tesouraria, contabilidade e investimentos."

V.a) Recomendação:

- A ELETROS: "Empreender ações com vistas a agilizar o processo de contratação e implantação de sistema integrado que vise automatizar as atividades, integrar a empresa além de mitigar os riscos financeiros e operacionais existentes".
- Providências implementadas / a implementar:

Elaboração e envio de RFP ao mercado (concluída)
Avaliação das propostas técnicas e comerciais (concluída)
Reavaliação do escopo do projeto e solicitação e novas propostas técnicas e comerciais (em andamento)
- Prazo inicialmente previsto para implementação: 14/12/2015.
- Prazo atualmente previsto para implementação: 20/03/2017.
- Situação em 3/10/2014:

- Não iniciada Em andamento
 Interrompida Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

VI) ITEM 5.6 DO RELATÓRIO

"Descumprimento de cronograma estabelecido para o Planejamento Estratégico 2013-2016."

VI.a) Recomendação:

- A ELETROS: "Envidar esforços para que as ações constantes no Planejamento Estratégico ELETROS 2013 a 2016 sejam concluídas dentro do prazo estabelecido, a fim de não comprometer os objetivos e metas de longo prazo da empresa".
- Providências implementadas / a implementar:

O andamento das ações do Planejamento Estratégico é monitorado pela Gestão de Riscos e Compliance e analisado periodicamente pelo Comitê Executivo de Riscos - CER e pelo Comitê de Gestão de Riscos e Auditoria - CGRA. Cada atraso identificado é justificado pelo gestor responsável pela implantação da ação.

Adicionalmente, a conclusão das ações do Planejamento Estratégico têm impacto na remuneração variável de todos os empregados e diretoria da ELETROS.

Na revisão anual do Planejamento Estratégico todas as metas, ações e respectivos cronogramas são avaliados pela Diretoria Executiva da ELETROS e encaminhados para aprovação pelo Conselho Deliberativo da ELETROS - CDE.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: X
- Prazo atualmente previsto para implementação: X
- Situação em 3/10/2014:
 Não iniciada Em andamento
 Interrompida Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

VII) ITEM 5.7 DO RELATÓRIO

“Fragilidade nos controles referentes à Nota Técnica de Autonomia”.

VII.a) Recomendação:

- A ELETROS: “Empreender controles eficientes que visem dirimir os riscos relacionados à adoção da Nota Técnica de Autonomia, garantindo a eficácia da ação dos Comitês de Investimentos”.

- Providências implementadas / a implementar:

A Nota Técnica sobre autonomia visa reduzir o risco de perda de oportunidade de investimento ou desinvestimento previsto na matriz e riscos e controles. Todas as operações realizadas com amparo na Nota Técnica de Autonomia são reportadas ao Comitê Executivo de Investimentos – CEI na reunião imediatamente posterior ao evento.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: X

- Prazo atualmente previsto para implementação: X

- Situação em 3/10/2014:

Não iniciada Em andamento
 Interrompida Concluída

- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”:

VIII) ITEM 5.8 DO RELATÓRIO

“Matriz de avaliação de riscos e controles da Área de Investimentos desatualizada”.

VIII.a) Recomendação:

- A ELETROS: “Providenciar a atualização das Matrizes de Avaliação de Risco e Controles a fim de incluir todos os controles e subprocessos existentes além das datas de elaboração e revisão”.

- Providências implementadas / a implementar:

A partir de janeiro de 2015, será realizada a revisão dos fluxos dos processos operacionais pelos gestores com o apoio da Gestão de Riscos e Compliance, e consequente atualização das matrizes de riscos e controles.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 2/1/2015.
- Prazo atualmente previsto para implementação: 30/6/2015.

- Situação em 3/10/2014:
 - (X) Não iniciada () Em andamento
 - () Interrompida () Concluída
- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”:

NOME DO RESPONSÁVEL PELA INFORMAÇÃO:

Referência: Relatório de Auditoria Nº 15/2013, de 02/09/2013

Atividade: Benefícios Assistenciais – Reembolso de Assistência Médica e Odontológica

Área: Fundação Eletrobras de Seguridade Social - Eletros

I) ITEM 7.2.1 DO RELATÓRIO

“Cobrança indevida de coparticipação de beneficiário.”

I.a) Recomendação:

- À Eletros: “ Verificar as cobranças de coparticipação de empregados titulares do Plano de Saúde daqueles tratamentos iniciados antes da mudança do plano, ocorrida em janeiro de 2013, cujas despesas ocorreram durante o exercício, visando sanar possíveis falhas nos cálculos do processo por ventura existentes.”

- Providências implementadas / a implementar:

Em função da implementação dos novos planos a partir de janeiro de 2013, o setor de processamento de contas sofreu alguns impactos, pois no início do ano teve que trabalhar analisando contas das competências 2012 e 2013, com parametrizações de coparticipação diferentes. O erro identificado ocorreu por falha humana. Já houve um reforço no treinamento da equipe para que sejam observadas as datas de início de tratamento, número da autorização, número de carteira do plano, entre outros.

- Prazo inicialmente previsto para implementação:

- Prazo atualmente previsto para implementação:

- Situação em 25/9/2013:

() Não iniciada () Em andamento

() Interrompida (X) Concluída

- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”

II) ITEM 7.2.2 DO RELATÓRIO

“Convênio de reciprocidade com prazo de vigência expirado”.

II.a) Recomendação:

- À Eletros: "Proceder à imediata regularização do instrumento contratual, visto que os serviços de reciprocidade prestados encontram-se sem cobertura contratual e sem a devida eficácia jurídica."

NOTA DA CA: A observância será verificada nos próximos trabalhos de auditoria.

III) ITEM 7.2.3 DO RELATÓRIO

"Contratos com a rede credenciada com prazos expirados".

III.a) Recomendação:

- À Eletros: "Desenvolver um plano de ação, estabelecendo prazo, de modo a agilizar o trabalho de recontratualização da Rede Credenciada para adequar os contratos às normas vigentes, atendendo desta forma aos preceitos de legalidade e eficácia jurídica."
- Providências implementadas / a implementar:

Hospital Rio Mar- o contrato foi reenviado para assinatura várias vezes. Estamos aguardando posicionamento do Hospital. Inclusive, o hospital solicitou reajuste e condicionamos a concessão do mesmo à assinatura do contrato.

Hospital Adventista Silvestre – o contrato foi assinado em 17/12/2013 e encontra-se anexado.

Casa de Saúde Santa Therezinha- O contrato foi assinado em 25/06/2012 e encontra-se anexado.

Para os demais prestadores mencionados, continuamos com o trabalho de contatos e reenvio dos contratos reiterando a necessidade de assinatura.

Continuamos a persistir com os prestadores, reenviando os contratos já adaptados e reiterando solicitação e necessidade de assinatura.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: março/2014.
- Prazo atualmente previsto para implementação: maio/2014
- Situação em 01/04/2014:

() Não iniciada (X) Em andamento
() Interrompida () Concluída

- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”

IV) ITEM 7.2.4 DO RELATÓRIO

“Ausência de assinatura no contrato com clínica credenciada”.

IV.a) Recomendação:

- À Eletros: “ Cobrar à Clínica Santa Helena a assinatura do contrato de modo a dar a eficácia jurídica ao instrumento contratual.”

NOTA DA CA: A observância será verificada nos próximos trabalhos de auditoria.

Clínica Santa Helena - o contrato foi assinado em 16/07/2013 e encontra-se anexado.

V) ITEM 7.2.5 DO RELATÓRIO

“Contratos sem a qualificação específica exigida pela ANS”.

V.a) Recomendação:

- À Eletros: “Agilizar o trabalho de recontratualização da Rede Credenciada no sentido de constar a qualificação específica quanto ao registro da operadora na ANS e o registro da entidade hospitalar no Cadastro Nacional de Estabelecimentos de Saúde, conforme dispostos no inciso I, alíneas a e b, do artigo 2º da Resolução Normativa nº 42, de 4 de julho de 2003.”
- Providências implementadas / a implementar:

Considerando-se que na relação de prestadores mencionados no relatório de auditoria constam praticamente os mesmos hospitais cujos contratos estão com prazos expirados, ressaltamos que estamos empenhando os esforços necessários para que os referidos prestadores assinem os contratos, cujo modelo já contempla as qualificações acima, ou seja, registro da operadora da ANS e registro no Cadastro Nacional de Estabelecimento de Saúde – CNES.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: abril/2014.
- Prazo atualmente previsto para implementação: maio/2014.
- Situação em 01/04/2014:

() Não iniciada (X) Em andamento
() Interrompida () Concluída

- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”

VI) ITEM 7.2.6 DO RELATÓRIO

“Contratos sem cláusulas relativas aos padrões de acomodação”.

VI.a) Recomendação:

- À Eletros: “Agilizar o trabalho de reconstrução da Rede Credenciada no sentido de constar os padrões de acomodação, atendendo ao disposto no inciso II, alínea “e”, itens 1,2 e 3 do artigo 2º da Resolução Normativa nº 42, de 4 de julho de 2003.”

- Providências implementadas / a implementar:

A nova versão de contrato será adotada a partir de maio/2014 onde esta e outras atualizações estarão contempladas.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 30/9/2013.
- Prazo atualmente previsto para implementação: maio/2014
- Situação em 01/04/14:

() Não iniciada (X) Em andamento
() Interrompida () Concluída

- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”

NOME DO RESPONSÁVEL PELA INFORMAÇÃO:

Rogério Carlos Lamim Braz – Superintendente do Eletros-Saúde

Referência: Relatório de Auditoria Nº 15/2013, de 02/09/2013

Atividade: Benefícios Assistenciais – Reembolso de Assistência Médica e Odontológica

Área: Fundação Eletrobras de Seguridade Social - Eletros

I) ITEM 7.2.1 DO RELATÓRIO

“Cobrança indevida de coparticipação de beneficiário”.

I.a) Recomendação:

- À Eletros: “ Verificar as cobranças de coparticipação de empregados titulares do Plano de Saúde daqueles tratamentos iniciados antes da mudança do plano, ocorrida em janeiro de 2013, cujas despesas ocorreram durante o exercício, visando sanar possíveis falhas nos cálculos do processo por ventura existentes.”
- Providências implementadas / a implementar:

Em função da implementação dos novos planos a partir de janeiro de 2013, o setor de processamento de contas sofreu alguns impactos, pois no início do ano teve que trabalhar analisando contas das competências 2012 e 2013, com parametrizações de coparticipação diferentes. O erro identificado ocorreu por falha humana. Já houve um reforço no treinamento da equipe para que sejam observadas as datas de início de tratamento, número da autorização, número de carteira do plano, entre outros.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: X
- Prazo atualmente previsto para implementação: X
- Situação em 25/9/2013:

() Não iniciada () Em andamento
() Interrompida (X) Concluída

- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”

II) ITEM 7.2.2 DO RELATÓRIO

“Convênio de reciprocidade com prazo de vigência expirado”.

II.a) Recomendação:

- À Eletros: "Proceder à imediata regularização do instrumento contratual, visto que os serviços de reciprocidade prestados encontram-se sem cobertura contratual e sem a devida eficácia jurídica."

NOTA DA CA: A observância será verificada nos próximos trabalhos de auditoria.

III) ITEM 7.2.3 DO RELATÓRIO

"Contratos com a rede credenciada com prazos expirados".

III.a) Recomendação:

- À Eletros: "Desenvolver um plano de ação, estabelecendo prazo, de modo a agilizar o trabalho de recontratualização da Rede Credenciada para adequar os contratos às normas vigentes, atendendo desta forma aos preceitos de legalidade e eficácia jurídica."
- Providências implementadas / a implementar:

Hospital Rio Mar- o contrato foi reenviado para assinatura várias vezes. Estamos aguardando posicionamento do Hospital. Inclusive, o hospital solicitou reajuste e condicionamos a concessão do mesmo à assinatura do contrato.

Hospital Adventista Silvestre – o contrato foi assinado em 17/12/2013 e encontra-se anexado.

Casa de Saúde Santa Therezinha- O contrato foi assinado em 25/06/2012 e encontra-se anexado.

Para os demais prestadores mencionados, continuamos com o trabalho de contatos e reenvio dos contratos reiterando a necessidade de assinatura.

Continuamos a persistir com os prestadores, reenviando os contratos já adaptados e reiterando solicitação e necessidade de assinatura.

O processo de contratualização da Rede Credenciada é objeto de esforço prioritário e contínuo do Eletros-Saúde. Com base nas sucessivas regulamentações da ANS, o Eletros-Saúde vem promovendo constantes negociações com os seus prestadores a fim de cumprí-las, mas como a relação depende de um *player* externo não temos a garantia do retorno do instrumento jurídico no prazo determinado, onde muitas vezes se utilizam da situação para negociar condições comerciais unilaterais que impactam financeiramente ao Plano, ou ainda demonstram desinteresse em atender a solicitação, já que o prestador não é regulamentado pela citada Agência.

Em função da publicação da nova Lei n.º 13.003, de 24 de junho de 2014, que ainda será objeto de regulamentação pela ANS no prazo de 180 dias, e ainda que após a publicação dessa regulamentação será dado prazo para o ajuste contratual das Operadoras e prestadores, estimamos que a recontractualização de toda a rede credenciada será junho/2015.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: março/2014.
- Prazo atualmente previsto para implementação: junho/2015.
- Situação em: 30/06/2014
 - () Não iniciada
 - (X) Em andamento
 - () Interrompida
 - () Concluída
- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida"

IV) ITEM 7.2.4 DO RELATÓRIO

"Ausência de assinatura no contrato com clínica credenciada".

IV.a) Recomendação:

- À Eletros: "Cobrar à Clínica Santa Helena a assinatura do contrato de modo a dar a eficácia jurídica ao instrumento contratual."

NOTA DA CA: A observância será verificada nos próximos trabalhos de auditoria.

Clínica Santa Helena - o contrato foi assinado em 16/07/2013 e encontra-se anexado.

V) ITEM 7.2.5 DO RELATÓRIO

"Contratos sem a qualificação específica exigida pela ANS".

V.a) Recomendação:

- A Eletros: "Agilizar o trabalho de recontractualização da Rede Credenciada no sentido de constar a qualificação específica quanto ao registro da operadora na ANS e o registro da entidade hospitalar no Cadastro Nacional de Estabelecimentos de Saúde, conforme dispostos no inciso I, alíneas a e b, do artigo 2º da Resolução Normativa nº 42, de 4 de julho de 2003."
- Providências implementadas / a implementar:

Considerando-se que na relação de prestadores mencionados no relatório de auditoria constam praticamente os mesmos hospitais cujos contratos estão com prazos expirados, ressaltamos que estamos empenhando os esforços necessários para que os referidos prestadores assinem os contratos, cujo modelo já contempla as qualificações acima, ou seja, registro da operadora da ANS e registro no Cadastro Nacional de Estabelecimento de Saúde – CNES.

O processo de contratualização da Rede Credenciada é objeto de esforço prioritário e contínuo do Eletros-Saúde. Com base nas sucessivas regulamentações da ANS, o Eletros-Saúde vem promovendo constantes negociações com os seus prestadores a fim de cumprí-las, mas como a relação depende de um *player* externo não temos a garantia do retorno do instrumento jurídico no prazo determinado, onde muitas vezes se utilizam da situação para negociar condições comerciais unilaterais que impactam financeiramente ao Plano, ou ainda demonstram desinteresse em atender a solicitação, já que o prestador não é regulamentado pela citada Agência.

Em função da publicação da nova Lei n.º 13.003, de 24 de junho de 2014, que ainda será objeto de regulamentação pela ANS no prazo de 180 dias, e ainda que após a publicação dessa regulamentação será dado prazo para o ajuste contratual das Operadoras e prestadores, estimamos que a recontratualização de toda a rede credenciada será junho/2015.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: abril/2014.
- Prazo atualmente previsto para implementação: junho/2015.
- Situação em: 30/06/2014
 - () Não iniciada (X) Em andamento
 - () Interrompida () Concluída
- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”

VI) ITEM 7.2.6 DO RELATÓRIO

“Contratos sem cláusulas relativas aos padrões de acomodação”.

VI.a) Recomendação:

- À Eletros: “Agilizar o trabalho de recontratualização da Rede Credenciada no sentido de constar os padrões de acomodação, atendendo ao disposto no inciso II, alínea “e”, itens 1,2 e 3 do artigo 2º da Resolução Normativa nº 42, de 4 de julho de 2003.”
- Providências implementadas / a implementar:

A nova versão de contrato será adotada a partir de maio/2014 onde esta e outras atualizações estarão contempladas.

O processo de contratualização da Rede Credenciada é objeto de esforço prioritário e contínuo do Eletros-Saúde. Com base nas sucessivas regulamentações da ANS, o Eletros-Saúde vem promovendo constantes negociações com os seus prestadores a fim de cumprí-las, mas como a relação depende de um *player* externo não temos a garantia do retorno do instrumento jurídico no prazo determinado, onde muitas vezes se utilizam da situação para negociar condições comerciais unilaterais que impactam financeiramente ao Plano, ou ainda demonstram desinteresse em atender a solicitação, já que o prestador não é regulamentado pela citada Agência.

Em função da publicação da nova Lei n.º 13.003, de 24 de junho de 2014, que ainda será objeto de regulamentação pela ANS no prazo de 180 dias, e ainda que após a publicação dessa regulamentação será dado prazo para o ajuste contratual das Operadoras e prestadores, estimamos que a recontratualização de toda a rede credenciada será junho/2015.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 30/9/2013.
- Prazo atualmente previsto para implementação: junho/2015.
- Situação em: 30/06/2014
 - () Não iniciada
 - (X) Em andamento
 - () Interrompida
 - () Concluída
- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida"

NOME DO RESPONSÁVEL PELA INFORMAÇÃO:

Rogério Carlos Lamim Braz – Superintendente do Eletros-Saúde

Referência: Relatório de Auditoria Nº 20/2008, de 22/8/2008

Atividade: Empréstimos Financeiros vinculados ao Plano BD e CD Eletrobrás.

Área: Fundação Eletros

I) ITEM 5. c. DO RELATÓRIO

“Tabela contendo intervalos de remuneração sobrepostos”.

I.a) Recomendação:

- A ELETROS: “Retificar o quadro do item 10.2. da Norma de concessão de empréstimo financeiro, de forma a evitar sobreposição dos percentuais nas faixas de remunerações”.
- Providências implementadas / a implementar:

O quadro do item 10.2 foi alterado e está aguardando a publicação. Concluído em 20/7/2012, quando foi publicado no site da Eletros junto com a norma de Empréstimos.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 1/9/2009.
- Prazo atualmente previsto para implementação: X
- Situação em 20/7/2012:

Não iniciada Em andamento
 Interrompida Concluída

- Justificativa para os casos de ação “não iniciada” ou “ação interrompida”:

II) ITEM 5.d. DO RELATÓRIO

“Não cumprimento do prazo estabelecido no item 10.1 da norma de concessão de empréstimos, relativo ao vencimento da primeira amortização”.

II.a) Recomendação:

- A ELETROS: “Retificar o item 10.1 da norma regulamentadora da concessão de empréstimo financeiro alterando a expressão mês subsequente para folha subsequente visando adequar a norma às praticas adotadas pela Eletros”.

- Providências implementadas / a implementar:

O item 10.1 foi alterado e está aguardando a publicação. Concluído em 20/7/2012, quando foi publicado no site da Eletros junto com a Norma de Empréstimos.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 1/7/2009.

- Prazo atualmente previsto para implementação: X

- Situação em 20/7/2012:

Não iniciada Em andamento

Interrompida Concluída

- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

III) ITEM 5.e. DO RELATÓRIO

"Inconsistência nos registros históricos dos empréstimos financeiros e nos processos sistêmicos".

III.a) Recomendações:

- "Providenciar melhorias no sistema visando atualização das informações dos históricos de Empréstimo Financeiro, contemplando todos os lançamentos realizados para que não haja divergência entre Proposta de contrato e o respectivo histórico de empréstimo financeiro".
- "Priorizar melhoria no sistema de empréstimos financeiros objetivando que o mesmo apresente informações atualizadas de forma tempestiva, evitando divergências nos relatórios e proporcionando maior controle e qualidade por parte da DVTC/Eletros".
- "Implementar maior interação entre a Fundação Eletros e as diversas patrocinadoras, com a presença de um sistema integrado".
- Providências implementadas / a implementar:

O sistema de empréstimos utilizado à época da realização dessa auditoria foi substituído em 2010. Após alguns ajustes e customizações no novo sistema, em uso atualmente, tornou-se possível mantermos no extrato de cada empréstimo, o registro das informações que serviram de base para a concessão do contrato e demonstrarmos as condições atuais do empréstimo, tais como renda e percentual vigentes para cálculo da prestação mensal.

Além disso, por permitir maior integração com outros sistemas utilizados pela Eletros, também tornou-se possível a atualização mais tempestiva de dados necessários para as concessões de novos empréstimos, bem como o registro dos recebimentos nos históricos dos empréstimos tão logo reconhecidos pela tesouraria.

Em relação à interação com as patrocinadoras, no que tange à empréstimos, é atualmente realizada através da troca de arquivos de cobrança e de retorno das prestações descontadas, respectivamente gerados e lidos no sistema de empréstimos. Adicionalmente, colocamos que estamos à disposição para analisar a viabilidade de implementação de novas integrações sistêmicas caso isso venha a ser uma demanda das nossas patrocinadoras.

- Prazo inicialmente previsto para implementação: 3/11/2008.
- Prazo atualmente previsto para implementação: X.
- Situação em 02/04/2014:
 - Não iniciada
 - Em andamento
 - Interrompida
 - Concluída
- Justificativa para os casos de ação "não iniciada" ou "ação interrompida":

NOME DO RESPONSÁVEL PELA INFORMAÇÃO: Leonardo de Oliveira Ramos.

8. GESTÃO DO PATRIMÔNIO MOBILIÁRIO E IMOBILIÁRIO

8.2. Gestão do patrimônio imobiliário da União que esteja sob a responsabilidade da unidade jurisdicionada, contemplando:

ELETOBRAS

a) a estrutura de controle e de gestão do patrimônio no âmbito da unidade jurisdicionada;

Em razão da necessidade de expansão da geração do setor elétrico brasileiro que imperava nas décadas de 1970 e 1980, consorciada ao monopólio do Estado no setor de infraestrutura, a Presidência da República publicou o Decreto-Lei Nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974. O referido documento determinou à Eletrobras 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, mais especificamente Bem da União sob Administração da Eletrobras – Busa.

Esse mesmo diploma legal permitiu que a Eletrobras transferisse a respectiva administração do Busa às 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.

Durante o período entre 1974 e 2004, a administração do estoque de Busas coube à Eletrobras e suas subsidiárias e associadas, mediante convênios. Em 23 de agosto de 2005, a Eletrobras firmou o Protocolo de Cooperação Técnica com a Secretaria do Patrimônio da União – SPU, com vigência de 24 meses, renovável por igual período, cujo objetivo era conjugar esforços para administração dos Busas. Nessa vigência, a SPU celebrou 9 (nove) contratos de cessão de uso gratuito de Busa (terrenos), a saber: 1 em Alpinópolis, já devolvido; 2 em Guaranésia; 1 em Juruáia; 1 em Monte Belo; 2 em Nova Resende; 1 em Conceição Aparecida e outro em Gouveia, todos em Minas Gerais, conforme a seguir:

MUNICÍPIOS	FINALIDADE
Alpinópolis	Instalação de Sede da Apae
Guaranésia	Creche Municipal
Guaranésia	Centro de Atividade da 3ª idade
Juruáia	Horta Comunitária
Monte Belo	Sede Prefeitura Municipal
Nova Resende	Posto de saúde Familiar
Nova Resende	Posto de saúde Familiar
Conceição da Aparecida	Posto de saúde Familiar
Gouveia	Instalação de Sede da Apae

Até o ano de 2008, a responsabilidade pela gestão dos Busas esteve a cargo de equipe técnica da Eletrobras, diretamente subordinada à Diretoria de Administração – DA. A partir de 19 de setembro desse mesmo ano, foi criada a Assessoria de Gestão dos Bens da União sob Administração da Eletrobras – PGU, subordinada à Presidência da empresa, destacando-se a atribuição de coordenar, levantar e cadastrar os Busas, incluindo as instalações encampadas e desapropriadas pela Eletrobras com a utilização de recursos da RGR.

Entretanto, no ano de 2011, a partir do novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro, os custos envolvidos na administração dos Busas sugeriam um novo direcionamento de gestão, uma

vez que a orientação estratégica empresarial passou a priorizar os negócios de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

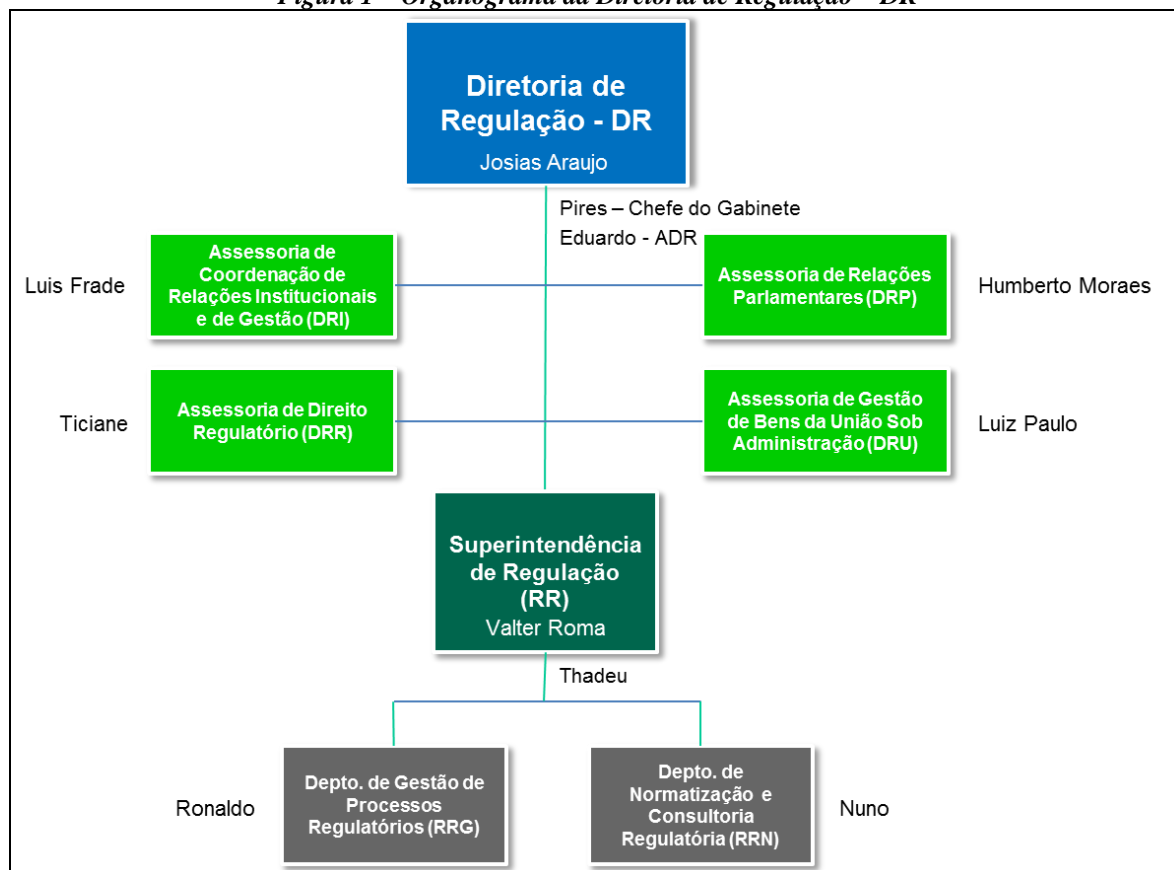
Em 2012, a Diretoria Executiva da Eletrobras – DEE, por meio da Resolução de Diretoria RES-161/2012, determinou que a PGU mantivesse as suas atividades associadas à administração dos Busas, orientando, também, quanto à realização de vistoria e contratação de avaliador para os Bens da União Sob Administração da Eletrobras, elaboração de sistema informatizado para o gerenciamento dos Busas, inclusão do reconhecimento contábil dos Busas no âmbito da RGR, entre outras.

Em maio de 2014, a PGU foi incorporada à recém-criada Diretoria de Regulação – DR, porém com a sigla DRU, trazendo uma nova visão para a administração dos Busas, tendo em conta o advento da Lei nº 12.783/2013 e seus rebatimentos no serviço público de energia elétrica.

Atualmente, a Eletrobras conta com um estoque que chega a quase 2.400 (dois mil e quatrocentos) bens, composto de terrenos, casas, usinas hidrelétricas – UHEs, pequenas centrais hidrelétricas – PCHs, micro centrais hidrelétricas – MCHs, usinas termoeletricas – UTEs, linhas de transmissão – LTs e subestações – SEs. Desse estoque, existe apenas um único Busa que se encontra sob a **administração direta** da Eletrobras, que é a MCH Quebra Dentes. Os demais bens estão todos sob a égide de convênios firmados entre a Eletrobras e as concessionárias, conforme permissão expressa contida no decreto-lei citado anteriormente, assim como de contratos administrativos de cessão de uso de Busa a terceiros realizados pela SPU, firmados durante a vigência do **Protocolo de Cooperação Técnica**, descrito anteriormente.

Por fim, cabe mencionar o necessário relacionamento da DRU com os diversos agentes governamentais que, de alguma forma, estão envolvidos na questão dos Busas, tais como Aneel e SPU, conforme determina a legislação que versa sobre os Busas.

Figura 1 – Organograma da Diretoria de Regulação – DR



b) a distribuição geográfica dos imóveis da União;

Tabela 1- Busas que se encontram sob a administração direta da Eletrobras - MCH Quebra Dentes

LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA		QUANTIDADE DE IMÓVEIS DE PROPRIEDADE DA UNIÃO DE RESPONSABILIDADE DA UJ	
		EXERCÍCIO 2014	EXERCÍCIO 2013
BRASIL	UF RS*	1	1
	Município Quevedos (Rio Toropi)	1	1

UG	RIP	Regime	Estado de Conservação	Valor do Imóvel			Despesa no Exercício	
				Valor Histórico Crz\$	Data da Avaliação	Valor Reavaliado	Com Reformas	Com Manutenção
ELETROBRAS	Não tem RIP	DESATI - VADA	DESATI-VADA	38.640.875,00	21/6/1982	-	-	-

c) a qualidade e completude dos registros das informações dos imóveis no Sistema de Registro dos Imóveis de Uso Especial da União SPIUnet;

As Eletrobras e a SPU já estão em fase de instrução sobre o carregamento dos dados dos Busas no Sistema SPIUNET.

d) informação sobre a ocorrência e os atos de formalização de cessão, para terceiros, de imóveis da União na responsabilidade da unidade jurisdicionada, ou de parte deles, para empreendimento com fins lucrativos ou não, informando o locador, a forma de contratação, os valores e benefícios recebidos pela unidade jurisdicionada em razão da locação, bem como a forma de contabilização e de utilização dos recursos oriundos da locação;

Todos os contratos administrativos que versam sobre a cessão de uso de Busas a terceiros foram realizados pela SPU, durante a vigência do **Protocolo de Cooperação Técnica**, já visto anteriormente, quando da resposta do item “a”.

e) os custos de manutenção e a qualidade dos registros contábeis relativamente aos imóveis.

Os custos de manutenção dos Busas, de responsabilidade direta da Eletrobras, se aplicam exclusivamente à MCH Quebra Dentes, uma vez se tratar do único Busa que está sob a administração direta da Eletrobras.

O valor orçado pela Assessoria de Gestão de Bens da União sob Administração da Eletrobras – DRU para a execução dos serviços de zeladoria no período de 24 (vinte e quatro) meses foi de R\$291.256,00 (duzentos e noventa e um mil, duzentos e cinquenta e seis reais), cujo processo de licitação está em andamento. Até o presente momento, os custos incorridos em 2015 para a manutenção da MCH Quebra Dentes foram de R\$ 26.087,76 (vinte e seis mil, oitenta e sete reais e setenta e seis centavos). Os registros contábeis estão cadastrados no SAP e, em conformidade com a Resolução da Diretoria Executiva da Eletrobras nº 161/2012, encontram-se contabilizados com o valor de R\$ 1,00 e registrados na Empresa 090 do Ativo Imobilizado da Conta RGR.

8. GESTÃO DO PATRIMÔNIO MOBILIÁRIO E IMOBILIÁRIO

8.3. Imóveis locados de terceiros

a) a distribuição geográfica dos imóveis locados;

Quadro A.8.3 – Distribuição Espacial dos Bens Imóveis de Uso Especial Locados de Terceiros

LOCALIZAÇÃO GEOGRÁFICA		Quantidade de Imóveis Locados de Terceiros da UJ	
		Exercício 2014	Exercício 2013
BRASIL	RIO DE JANEIRO	40	40
	Rio de Janeiro	40	40
	Brasília	5	6
	Brasília	5	6
Subtotal Brasil		45	46
EXTERIOR	Peru	1	1
	Lima	1	1
	Uruguai	1	1
	Montevideu	1	1
	Panamá	1	1
	Panamá	1	1
Subtotal Exterior		3	3
Total (Brasil + Exterior)			

Fonte: Departamento de Administração Geral - DAA

b) a finalidade de cada imóvel locado;

Todos os imóveis são utilizados para atividades administrativas da empresa.

c) os custos relacionados ao imóvel, discriminando os custos de locação e os de manutenção do imóvel.

Custo anual de locação no Brasil – R\$ 29.553.612,00.

Custo anual de manutenção no Brasil – R\$ 3.373.066,00.

Custo anual de locação no exterior – US\$ 15,100.00 = R\$45.300,00

Custo anual de manutenção no exterior – US\$ 5,625.00 = R\$16.875,00

CEPEL

Não se aplica.

8.3. Bens imóveis locados de terceiros.

Não se aplica.

9. GESTÃO DA TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

9.1 Informações sobre sistemas computacionais que estejam diretamente relacionados aos macroprocessos finalísticos e objetivos estratégicos da unidade jurisdicionada, contemplando:

ELETROBRAS

a) relação dos sistemas e a função de cada um deles;

SAP ERP

Sistema de gestão empresarial que tem por função integrar dados e processos empresariais em um único sistema.

SOP - SISTEMA DE ORÇAMENTAÇÃO DE PROJETOS ELÉTRICOS (Geração)

Tem a finalidade de auxiliar a confecção de orçamentos de projetos de geração e de transmissão de energia elétrica. O sistema está baseado em um banco de dados orçamentário formado por composições analíticas de custo, indicadores de custos e preços de insumos. Esse banco de dados atende à Eletrobras e suas subsidiárias, sendo acessado via web.

SHB – SISTEMA DE INFORMAÇÕES DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO BRASILEIRO (Geração)

A Eletrobras desenvolveu o Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro (SIPOT) com o objetivo de armazenar e processar informações sobre estudos e projetos de usinas hidrelétricas. Por meio desse sistema é possível acompanhar informações sobre aproveitamentos, custos, características físicas e energéticas, pontos cota e polinômios, características hidrológicas e séries de vazão. O desenvolvimento dos estudos hidrelétricos, ou seja, o aprofundamento dos estudos em estágios de inventário, viabilidade e projeto básico, permite identificar as restrições econômicas, ambientais e técnicas existentes, que muitas vezes reduzem o potencial inicialmente estimado.

GCT – GESTÃO DE CONTRATOS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA (Comercialização)

Esse sistema tem a finalidade de gerenciar as informações dos contratos de comercialização de energia realizados entre a Eletrobras e os empreendimentos de geração de energia elétrica do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa. A gestão desses contratos compreende a aplicação de modelos organizacionais, métodos executivos, técnicas de execução e de coordenação de trabalhos, com o objetivo de aperfeiçoar a realização das tarefas para a observância da qualidade, dos prazos e dos custos, tendo em vista a busca da sua eficácia e eficiência.

Dessa forma, espera-se suprir a Eletrobras com informações atualizadas, relevantes ao cumprimento das cláusulas contratuais para que providências, inclusive notificações, sejam realizadas em tempo hábil. Os dados são atualizados por pessoal habilitado, mas a consulta ao sistema é disponibilizada a todo o pessoal da Eletrobras envolvido com a gestão desses empreendimentos.

SGE – SISTEMA DE ACOMPANHAMENTO DE GESTÃO EMPRESARIAL (SIAGE) (Distribuição)

O SGE foi concebido com o objetivo de maximizar o valor patrimonial das empresas federalizadas controladas pela Eletrobras. Formado por um conjunto coerente de indicadores econômico-financeiros, de mercado, de engenharia e administrativos, o SGE é um instrumento simples que possibilita à Eletrobras acompanhar todas as atividades das empresas federalizadas por meio de uma análise rápida, detalhada e consistente dos principais indicadores.

A metodologia usada no SGE auxilia os administradores da empresa a traduzir seus objetivos estratégicos em um conjunto coerente de indicadores de desempenho, em que as tradicionais medidas financeiras sejam completadas por indicadores relativos às áreas de mercado, administração e engenharia. Esse sistema foi implementado com uma interface gráfica amigável e permite à Eletrobras monitorar periodicamente os progressos alcançados pelas empresas, visando sua subsistência e seu crescimento futuro.

PMD - PLANO DE METAS DAS DISTRIBUIDORAS (Distribuição)

Tem por objetivo promover o acompanhamento do Plano de Metas das Empresas Distribuidoras de Energia do Sistema Eletrobras. O plano de metas tem como foco a melhoria da qualidade do serviço e do resultado econômico e financeiro das empresas. Para tal, as empresas elaboram ações a fim de reduzir a inadimplência, diminuir as perdas de energia elétrica, melhorar a qualidade dos serviços, expandir a rede de forma a atender ao crescimento do mercado e modernizar as áreas de tecnologia da informação.

b) eventuais necessidades de novos sistemas informatizados ou funcionalidades, suas justificativas e as medidas programadas e/ou em curso para obtenção dos sistemas;

SAP ERP – As novas funcionalidades a serem informatizadas no SAP ERP serão as definidas no Programa de Implantação do Padrão de ERP nas empresas Eletrobras – ProERP, abrangendo macroprocessos de suprimentos, finanças, gestão de pessoas e gestão de ativos.

SOP – Necessidade de inserção de tipo de turbina na ficha técnica.

c) relação dos contratos que vigoram no exercício de referencia do relatório de gestão, incluindo a descrição de seus objetos, demonstração dos custos relacionados a cada contrato, dados dos fornecedores e vigência.

Quadro A.9.1 – Contratos na Área de Tecnologia da Informação em 2014

Nº do Contrato	Objeto	Vigência	Fornecedores		Custo	Valores Desembolsados 2014
			CNPJ	Denominação		
ECE 483/2009	Implantação do sistema de Gestão Integrada SAP ERP ECC 6.0	Até a finalização da prestação dos serviços a partir de 03.08.2009	01.645.738 /0001-79	POLITEC / INDRA BRASIL	R\$ 10.163.355,80	R\$ 916.196,88
ECE-DAC-823-2012	Suporte e manutenção SAP Enterprise Support	48 meses a partir de 31.05.2012	74.544.297 /0001-92	SAP BRASIL	R\$ 8.074.774,34	R\$ 2.030.824,66
ECE-DAC-999-2014	Suporte e manutenção SAP Enterprise Support	30 meses a partir de 10.01.2014	74.544.297 /0001-92	SAP BRASIL	R\$ 1.451.648,48	R\$ 435.494,52

ECE-DAC-1011-2014	Serviços especializados de sustentação e suporte técnico de soluções SAP	24 meses a partir de 18.07.2014	12.611.846 /0001-47	COMPLEX	R\$ 6.534.999,84	R\$ 476.759,02
ECE-DAC-1037-2014	Suporte e manutenção SAP MaxAttention	36 meses a partir de 02.12.2014	74.544.297 /0001-92	SAP BRASIL	R\$ 6.337.650,00	-
ECE-DAC-1016/2014	Prestação de serviços técnicos especializados de desenvolvimento, manutenção, documentação e sustentação de Sistemas de Informação.	25 meses a partir de 09.07.2014	03.143.181 /0001-01	CAST INFORMÁTICA S/A	R\$ 8.789.998,08	R\$ 545.962,64

CEPEL

Quadro A.9.1 Contratos na Área de Tecnologia da Informação em 2014

Nº do Contrato	Objeto	Vigência	Fornecedores		Custo	Valores Desembolsados 2014
			CNPJ	Denominação		
02/025/2011	Prestação de serviços para sustentação de aplicativos WEB (Intranet/Internet /Extranet) e legado do CEPEL	01/02/2014 a 01/02/2015	07.575.473/0001-87	EZ WORK INFORMÁTICA LTDA	705.040,00	689.748,55

11.1. Tratamento de deliberações exaradas em acórdãos do TCU.

ELETROBRAS

Quadros A.11.1.1 – Cumprimento das 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
1	012.643/2005-4	100/2013-TCU-Plenário	9.18.4.1	DE	Ofício nº 0142/2013-TCU/SECEX-RJ
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
“9.18.4.1. abstenha-se de contratar, por inexigibilidade ou dispensa de licitação, inclusive com fundamento no artigo 24, inciso XIII, da Lei 8.666/93, a Fundação Comitê de Gestão Empresarial – FUNCOGE e/ou outras instituições análogas, conforme jurisprudência deste Tribunal (Decisões 252/99-P, 346/99-P, 30/2002-P e Acórdãos 1.349/2003-P, 1614/2003-P, 125/2005-P), sem prejuízo da adoção das medidas cabíveis com relação a outras contratações semelhantes por ventura existentes.”					
Providências Adotadas					
Setor Responsável pela Implementação					Código SIORG
Diretoria de Administração					
Síntese da Providência Adotada					
A Diretoria de Administração recebeu o citado Ofício juntamente com o Acórdão, para conhecimento e providências referentes ao item 9.18.4.1, levando-os ao conhecimento da área responsável por contratações. Não ocorreram contratações dessa natureza.					
Síntese dos Resultados Obtidos					
Atendimento às deliberações.					
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.					

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	003.626/2012-1	336/2014-Plenário	9.4 9.4.1 9.4.2 9.4.3 9.4.4	DE	Ofício nº 0097/2014-TCU/SefidEnergia
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
<p>“9.4. com fundamento no art. 43, inciso I, da Lei nº 8.443/1992, e no art. 250, inciso II, do Regimento Interno, determinar a Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras) que:</p> <p>9.4.1. suspenda todos os reembolsos referentes à Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), previsto no art. 3º da Resolução Normativa Aneel nº 427/2011, para os agentes de geração ou de distribuição que ainda não implantaram o Sistema de Coleta de Dados Operacionais (SCD), informando a este Tribunal, no prazo de 15 (quinze) dias, quais são os agentes de geração ou de distribuição que se enquadram nesse comando;</p> <p>9.4.2. no prazo de 30 (trinta) dias, adote providências para o exato cumprimento do art. 54 da Resolução Normativa Aneel nº 427/2011, de modo que todas as informações sobre a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) estejam organizadas em banco de dados disponível em seu sítio na internet;</p> <p>9.4.3. no prazo de 60 (sessenta) dias, apresente o resultado do leilão para adquirir combustível líquido e óleo lubrificante para atender a demanda das usinas termelétricas localizadas nos Estados do Acre, de Rondônia, de Roraima e do Amazonas;</p> <p>9.4.4. no prazo de 30 (trinta) dias, apresente novo plano de ação, incluindo também as medidas determinadas pelo item 9.2.2.2. do Acórdão nº 1906/2010-TCU-Plenário, que promovam adicional e efetiva redução das perdas elétricas nas empresas da holding Eletrobras, detalhando os índices de perdas, os prazos e os valores destinados a essa finalidade, discriminando as ações a serem realizadas, em especial daquelas empresas que atuam nos Sistemas Isolados;”</p>					
Providências Adotadas					
Setor Responsável pela Implementação					Código SIORG
Diretoria de Distribuição; Diretoria Financeira e de Relação com Investidores; Diretoria de Geração					
Síntese da Providência Adotada					
<p>Em 1/4/2014 a Superintendência de Auditoria - CA encaminhou ao TCU o memorando da Diretoria de Geração nº GCO-014/2014, de 31/3/2014, contendo a relação das empresas que possuem usinas com pendência de implantação do Sistema de Coleta de Dados Operacionais – SCD, e informou ter sido acatada a determinação contida em 9.4.1 (carta CA-033/2014).</p> <p>Em 14/4/2014 a CA encaminhou ao TCU os memorandos GDG-008/2014, de 10/4/2014; DFT-025/2014, de 10/4/2014, e o GDD-025/2014, de 11/4/2014, em atendimento às determinações contidas nos itens 9.4.2 e 9.4.4 do Acórdão nº 336/2014-TCU-Plenário. (carta CA-039/2014).</p> <p>Em 16/6/2014 a CA encaminhou ao TCU a carta CTA-PR-3669/2014, da Amazonas Distribuidora de Energia S.A., de 16/6/2014, que informa o resultado da licitação centralizada para aquisição de combustível fóssil e óleo lubrificante para atender a demanda das usinas termelétricas localizadas nos Estados do Acre, Rondônia, Roraima e Amazonas, em atendimento ao item 9.4.3 (carta CA-051/2014).</p>					
Síntese dos Resultados Obtidos					
Atendimento às deliberações.					
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.					

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	017.576/2011-3	541/2014-Plenário	9.3	RE	Ofício nº 0160/2014-TCU/SECEX-AC
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
“9.3. recomendar a Centrais Elétricas do Brasil S. A. – Eletrobras que exerça de maneira efetiva as obrigações previstas na Cláusula Quarta do Contrato de Metas e Desempenho empresarial firmado com a Eletrobras Distribuição Acre, notadamente quanto aos itens 4.1.1, 4.1.2 e 4.1.4;”					
Providências Adotadas					
Setor Responsável pela Implementação					Código SIORG
Diretoria de Distribuição					
Síntese da Providência Adotada					
<p>Em 3/4/2014 a Superintendência de Auditoria -CA encaminhou à Diretoria de Distribuição - DD o Ofício 0160/2014-TCU/SECEX-AC e o Acórdão nº 541/2014-TCU - Plenário, para conhecimento e providências, visando ao atendimento da recomendação à Eletrobras, constante no item 9.3. do Acórdão (memorando CA-044/2014).</p> <p>Em 29/5/2014 a DD encaminhou à CA as informações pertinentes ao atendimento ao item 9.3 do Acórdão nº 541/2014-TCU (memorando GDD-043/2014).</p>					
Síntese dos Resultados Obtidos					
Atendimento às deliberações.					
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.					

Quadro A.11.1.2 – Situação das 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
1	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 30/05/2011 a Superintendência de Auditoria, pela carta CA-62/2011, encaminhou ao TCU informações acerca de negociações envolvendo alterações no Tratado de Itaipu. Desde então não houve mudança de situação.					
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.					

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	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:					
<p>Em 15/4/2010 a Superintendência de Auditoria da Eletrobras - CA enviou ao TCU-SECEX-GO carta informando que tão logo ocorresse a publicação da autorização legislativa federal e a operação fosse submetida à provação do Conselho de Administração da Eletrobras, a documentação seria enviada (carta CAA-61/2010).</p> <p>Em 6/2/2014 a CA enviou ao TCU a documentação requerida no item 1.6 do Acórdão, ressaltando que a operação em curso visa à aquisição do controle acionário da empresa Celg Distribuição S.A. – Celg D e não da Companhia Celg de Participações – CelgPar. Informou, ainda, que o preço de aquisição será disponibilizado, tão logo se tenha o processo de avaliação que determinará o valor da empresa (carta CA-14/2014).</p> <p>Foi firmada Promessa de Compra e Venda, em 26/8/2014, e autorizada a aquisição de 51% das ações do Capital da Celg D, na 161ª Assembleia Geral Extraordinária, em 6/9/2014.</p> <p>Os trâmites seguíam no término do exercício de 2014.</p>					
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.					

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	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					
<p>“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;”</p>					
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:					
<p>Foi publicada pela CNEN a resolução que dispõe sobre o Descomissionamento de Usinas Nucleoelétricas e está em preparação a norma interna referente à movimentação da conta bancária destinada a abrigar os recursos do fundo de descomissionamento das usinas nucleares, proibindo a sua utilização para finalidades diversas às atividades para as quais foi instituído.</p>					
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor					
<p>A dependência à norma sob responsabilidade da CNEN impactou a elaboração do documento da Eletrobras.</p>					

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	015.573/2011-7	1328/2012-Plenário	9.1.1 9.1.2 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 9.2.9 9.2.10 9.2.11 9.2.12 9.2.13 9.2.14 9.2.15	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>9.1.2. 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>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>					

- 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;
- 9.2.6. aperfeiçoe o processo de gerenciamento de configuração dos artefatos do sistema integrado de gestão, à 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;
- 9.2.9. 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;
- 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;”
- 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.

Justificativa Apresentada pelo seu não Cumprimento

Setor Responsável pela Implementação	Código SIORG
Diretoria de Administração Superintendência de Auditoria (9.2.7 e 9.2.8).	
Justificativa para o seu não Cumprimento:	
Estão em andamento as ações para atendimento aos itens: 9.1.3, 9.2.2, 9.2.3, 9.2.6, 9.2.8, 9.2.9, 9.2.10, 9.2.14 e 9.2.15. Já foram atendidos os itens 9.1.1, 9.1.2, 9.2.1, 9.2.4, 9.2.5, 9.2.7, 9.2.11, 9.2.12 e 9.2.13.	
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.	

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	027.428/2012-5	3020/2014-Plenário	9.10 9.11	DE	Ofício nº 0508/2014 – TCU/SecexEstat
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
<p>9.10. determinar à Eletronuclear, à Eletrobras, ao MME e à Cnen que formalizem, no prazo de 60 dias, dando ciência ao TCU, com base em estudo financeiro detalhado, a forma de restituição de R\$ 72.815.861,25 (data-base: 30/4/1997), equivalentes a US\$ 68.450.000,00 (data-base: 30/4/1997), corrigidos monetariamente, por parte da Eletronuclear, à reserva financeira para o descomissionamento das usinas nucleares, utilizados em 31/12/1999 para compensar dívida da Eletronuclear perante Furnas Centrais Elétricas S.A., por meio do Contrato 13.244, detalhando o período de recolhimento, a periodicidade dos aportes a serem realizados, os critérios de atualização monetária e as sanções pelo descumprimento, em atenção ao estabelecido nos itens 1.1.2 e 1.3 do Protocolo de Cisão, no item "c" da Cláusula Primeira do Contrato 13.244, firmado entre Eletronuclear e Furnas, na Resolução 595.002/02 da Diretoria-Executiva da Eletronuclear, no art. 5º, inc. I Resolução CNPE 8/2002, no artigo 11 da Convenção de Segurança Nuclear de 1994 e no artigo 26 da Convenção Conjunta para o Gerenciamento Seguro de Combustível Nuclear Usado e dos Rejeitos Radioativos de 1997);</p> <p>9.11. determinar à Eletronuclear, à Eletrobras, ao MME e à Cnen que formalizem, no prazo de 60 dias após o recebimento do levantamento demandado na determinação contida no item 9.9 acima, dando ciência ao TCU, a forma de restituição, por parte da Eletronuclear, à reserva financeira para o descomissionamento das usinas nucleares, dos montantes efetivamente arrecadados pela via tarifária no período de 1997 a 2004, atualizados monetariamente, detalhando o período de recolhimento das parcelas da restituição, a periodicidade dos aportes a serem realizados, os critérios de atualização monetária e as sanções pelo descumprimento, em atenção ao estabelecido no item 15 da Portaria Cnen 186/1997; na Resolução 595.002/02 da Diretoria-Executiva da Eletronuclear; no art. 5º, inciso I, da Resolução CNPE 8/2002; no artigo 11 da Convenção de Segurança Nuclear de 1994; e no artigo 26 da Convenção Conjunta para o Gerenciamento Seguro de Combustível Nuclear Usado e dos Rejeitos Radioativos de 1997;</p>					
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:					
Os prazos estabelecidos encerram-se no exercício de 2015. Providências em andamento.					
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor					
Ainda não relatados.					

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	013.066/2012-9	3299/2014-Plenário	9.2	RE	Ofício nº 0656/2014 – TCU/SecobEnerg
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação					Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS					226
Descrição da Deliberação					
9.2. recomendar às Centrais Elétricas Brasileiras S.A.(Eletrobras) que analise o processo de contratação de obras de eletrificação rural no âmbito do Programa Luz para Todos, considerando a constatação, nas fiscalizações objeto do presente relatório consolidado, da baixa competitividade nos processos licitatórios e da possibilidade de favorecimento ao conluio e de divisão de mercado entre empresas licitantes;					
Justificativa Apresentada pelo seu não Cumprimento					
Setor Responsável pela Implementação					Código SIORG
Diretoria de Distribuição					
Justificativa para o seu não Cumprimento:					
Ofício recebido na Eletrobras em 16/12/2014. Providências em andamento ao final do exercício de 2014.					
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor					
Não há registro de fatores positivos / negativos.					

CEPEL

No exercício de 2014, o Tribunal de Contas da União realizou uma auditoria no CEPEL que teve como objetivo acompanhar a aplicação dos recursos decorrentes da operação de crédito destinados à implementação da primeira fase do Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral – Projeto META, aprovada pela Resolução SF 25/2008, no que tange aos recursos repassados ao CEPEL conforme determina o Acórdão 2812/2012-TCU-Plenário.

A Auditoria se iniciou em 02/10/14 e até o momento não recebemos o Relatório.

11.2. Tratamento de recomendações do órgão de controle interno.

ELETROBRAS

Quadros A.11.2.1 – Relatório de cumprimento das recomendações do órgão de controle interno

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	Nota Técnica 345/2011/DIENE/DI/SF/CGU-PR	C - R	Ofício nº 7409/2011/DIENE/DI/SFC/CG U-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			
Síntese da Providência Adotada			
Foi aprovado um novo formulário no Departamento de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade - PCS contendo a definição de indicadores e foi finalizada a metodologia de avaliação de resultado de projetos de patrocínios no âmbito da Superintendência de Comunicação e Relações Institucionais - PC, tendo sido aprovada pela Diretoria Executiva da Eletrobras na reunião de 09/01/2014 (RES-007/2014). Essa metodologia já foi incorporada ao processo de trabalho e, recentemente, foi contemplada na Nova Política de Patrocínios da Eletrobras, aprovada pela Diretoria Executiva da Eletrobras em 19/05/2014 (RES-316/2014) e publicada em seguida em seu site. Desta forma, atualmente podem ser obtidos parâmetros de aferição do custo-benefício em ações de patrocínio e foi estabelecida uma metodologia capaz de aferir, em termos de retorno de imagem e demais aspectos inerentes ao projeto, os resultados obtidos com um projeto de patrocínio.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Aprimoramento dos procedimentos adotados.			
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.			

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	Nota de Auditoria 201115722/01	C – 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			
A recomendação foi acatada.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Aprimoramento dos procedimentos adotados.			
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.			

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 201115722/01	C – 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: Anal. meio amb., Coord. técnico, Eng. Coord., Inspetor Especial. Sn, Superv. Téc., Téc. de Obras e Téc. Aval.			
Providências Adotadas			
Setor 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 arquivo EXCEL, demonstrando a composição de preços por item para cada uma das fases componentes do serviço contratado.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Aprimoramento dos procedimentos adotados.			
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.			

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 20123811/02	C – R1	
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
<p>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 Sec. Rec. Fed. p/ referidos agentes.</p>			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
<p>No dia 27/3/2013 o Departamento de Gestão de Pessoas expediu, para todos os empregados, diretores, conselheiros e ocupantes de cargos em comissão, o Informe DAG N° 020, dando ciência da obrigatoriedade de apresentação, à área de gestão de pessoas, da declaração de bens e rendas, em conformidade com a Lei 8.730/93, Lei 8.429/92, Decreto 5.483/2055, Portaria Interministerial MP/CGU 289/2007 e Instrução Normativa N° 67/2011, e solicitando o respectivo encaminhamento da documentação pertinente.</p> <p>Até 15/10/2013, 33% dos empregados haviam atendido a solicitação. Em 17/10/2013, foi emitido novo comunicado aos demais.</p> <p>Até 14/01/2014, 66% dos empregados haviam atendido a solicitação.</p> <p>O DAG emitiu o Informe DAG N° 067, em 4.8.2014, reiterando a solicitação para entrega das Declarações de Bens e Rendas.</p> <p>Até 31/12/2014, a grande maioria (78%) dos empregados havia atendido a solicitação.</p>			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Armazenamento das declarações de bens e valores.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Houve dificuldade para obter a adesão dos empregados, em função de divergências no entendimento das disposições normativas.			

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	Relatório de Auditoria 201216453	C 7 – R1	Ofício nº 27994/2012/DIENE/DI/SFC/CG U-PR
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Quantificar e criar uma base de indicadores para aferição da eficácia, eficiência, efetividade, detalhando em termos objetivos e mensuráveis quais são os resultados esperados com a contratação.			
Providências Adotadas			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
<p>As áreas de TI das empresas Eletrobras iniciaram estudos, sob coordenação do Cotise, para quantificar e criar uma base de indicadores para aferição dos ganhos de desempenho a serem auferidos com a implantação do sistema integrado de gestão empresarial que se pretende padronizar no sistema Eletrobras, apesar da dificuldade para fazê-lo com os quadros atuais de profissionais das áreas de TI das empresas, bem como com as restrições orçamentárias que estas vêm sofrendo.</p> <p>Após a publicação do ato de padronização do ERP em 10 de julho de 2013 (RES-475/2013), a direção da Eletrobras determinou que fossem feitos estudos complementares, para que fosse definida a diretriz de implantação do sistema nas empresas Eletrobras.</p> <p>Considerando que, a depender da diretriz de implantação que viesse a ser definida, a base de indicadores para aferição dos ganhos de desempenho a serem auferidos com a implantação do sistema integrado de gestão empresarial variaria, houve decisão de somente dar continuidade aos estudos para construção desta, após a definição e aprovação da mencionada diretriz.</p> <p>Os estudos complementares que levaram à definição diretriz de implantação do sistema ERP nas empresa Eletrobras foram concluídos em dezembro de 2013, sendo esta aprovada pela Diretoria Executiva da Eletrobras em 12 de dezembro de 2013 (RES-914/2013).</p> <p>Assim sendo, os estudos técnicos que levaram à quantificação e criação de uma base de indicadores para aferição dos ganhos de desempenho, a serem auferidos com a implantação do sistema integrado de gestão empresarial padronizado para as empresas Eletrobras, foram finalizados e revisados por uma equipe do Programa de Implantação do Padrão de ERP nas Empresas Eletrobras. Foram produzidos três documentos - Nota Técnica, Planilha de controle dos Custos e das medições dos Indicadores e um texto detalhado sobre a Avaliação dos Benefícios da padronização do ERP.</p>			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Aprimoramento dos procedimentos.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Dimensão dos quadros de profissionais da área de TI e restrições orçamentárias.			

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	Relatório de Auditoria 201216453	C 7 – R 2	Ofício nº 27994/2012/DIENE/DI/SFC/CG U-PR
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Realizar, quando da previsão de realização de vultosos dispêndios, avaliação de custo versus benefício de investimentos em TI, conforme preconiza o objetivo de controle PO5.5 Gerenciamento de Benefícios, do Cobit 4.1.			
Providências Adotadas			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
<p>As áreas de TI das empresas Eletrobras vêm, sob coordenação do Cotise, promovendo estudos visando definir um processo de avaliação de custo-benefício para a contratação de serviços e produtos relacionados à tecnologia da informação em geral e ao sistema integrado de gestão empresarial, em particular, apesar da dificuldade de construir e manter tal processo com os quadros atuais de profissionais das áreas de TI das empresas, bem como com as restrições orçamentárias que estas vêm sofrendo.</p> <p>Após a publicação do ato de padronização do ERP em 10 de julho de 2013 (RES-475/2013), a direção da Eletrobras determinou que fossem feitos estudos complementares, para que fosse definida a diretriz de implantação do sistema nas empresas Eletrobras.</p> <p>Considerando que, a depender da diretriz de implantação que viesse a ser definida, a base de indicadores para aferição dos ganhos de desempenho a serem auferidos com a implantação do sistema integrado de gestão empresarial variaria, houve decisão de somente dar continuidade aos estudos para construção desta, após a definição e aprovação da mencionada diretriz.</p> <p>Os estudos complementares que levaram à definição diretriz de implantação do sistema ERP nas empresa Eletrobras foram concluídos em dezembro de 2013, sendo esta aprovada pela Diretoria Executiva da Eletrobras em 12 de dezembro de 2013 (RES-914/2013).</p> <p>Assim sendo, os estudos técnicos que levaram à quantificação e criação de uma base de indicadores para aferição dos ganhos de desempenho, a serem auferidos com a implantação do sistema integrado de gestão empresarial padronizado para as empresas Eletrobras, foram finalizados e revisados por uma equipe do Programa de Implantação do Padrão de ERP nas Empresas Eletrobras. Foram produzidos três documentos - Nota Técnica, Planilha de controle dos Custos e das medições dos Indicadores e um texto detalhado sobre a Avaliação dos Benefícios da padronização do ERP.</p>			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Aprimoramento dos procedimentos.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Dimensão dos quadros de profissionais da área de TI e restrições orçamentárias.			

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	Relatório de Auditoria 201110855	C 5 – R1	Ofício nº 16618/2013/NAC6/CGU- Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Não prorrogar a ata deste registro de preços.			
Providências Adotadas			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
Providência implementada. Não houve prorrogação.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Atendimento à recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.			

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 201308365/01	C – R1	Ofício nº 40/2014/NAC6/CGU-Regional/RJ
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Estabelecer procedimentos internos para a aprovação e a homologação da metodologia de desenvolvimento de sistemas utilizada pela Eletrobras e para sua divulgação, contemplando, inclusive, eventuais alterações.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
Com base na Norma EOM-01 – Documentos Normativos, que estabelece as diretrizes para elaboração, atualização, aprovação, revogação e divulgação dos documentos normativos da empresa, foi finalizada a elaboração de uma Instrução de Trabalho que contempla a aprovação e homologação da metodologia de desenvolvimento de sistemas.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Aprimoramento dos procedimentos.			
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.			

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 201308365/01	C – R2	
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Homologar e divulgar a metodologia de desenvolvimento de sistemas em uso na Empresa.			
Providências Adotadas			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Síntese da Providência Adotada			
Com base na Norma EOM-01 – Documentos Normativos, que estabelece as diretrizes para elaboração, atualização, aprovação, revogação e divulgação dos documentos normativos da empresa, foi finalizada a elaboração de uma Instrução de Trabalho que contempla a aprovação e homologação da metodologia de desenvolvimento de sistemas.			
Ocorrida a aprovação, o documento já foi publicado pelo DAO, em área específica para documentos dessa natureza, encontrando-se o mesmo disponível para todos os colaboradores por meio de consulta via intranet.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Aprimoramento dos procedimentos.			
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.			

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 201308365/01	C – R4	
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
<p>Verificar, no âmbito do contrato n.º 841/2012, se as despesas de peças de reposição, equipamentos sobressalentes e outras despesas efetivamente ocorreram providenciando o estorno dos valores pagos caso os gastos não tenham ocorrido. (Contrato ECE-841/2012, – Escritório de Brasília)</p>			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Presidência			
Síntese da Providência Adotada			
<p>Foram encaminhadas explicações e demonstrações à CGU, no sentido de que não há ônus adicional para a Eletrobras em decorrência de itens trocados durante a manutenção. Não obstante, o gestor do contrato mantém controle de todos os itens substituídos durante a vigência do contrato.</p>			
Síntese dos Resultados Obtidos			
<p>Análise do assunto e conclusão de que não houve ônus adicional.</p>			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
<p>Não houve fatores positivos / negativos relevantes para fins de providências.</p>			

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	Relatório de Auditoria 201216611	C 5 – R4	Ofício nº 10770/2014/NAC6/CGU- REGIONAL/RJ/CGU-PR
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Priorizar os procedimentos internos necessários de modo a operacionalizar, no menor prazo possível, a utilização das contas específicas para a RGR.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria Financeira			
Síntese da Providência Adotada			
A cobrança do serviço da dívida com vencimento a partir de 30/11/2014 já está operando para o recebimento através de contas específicas para os financiamentos RGR, conforme proposta apresentada pela Eletrobras à ANEEL.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Aprimoramento dos procedimentos.			
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.			

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 Técnica nº 497/2014/DIENE/DI/SFC/CGU-PR	C - R	Ofício nº 6734/2014/DIENE/DI/SFC/CG U-PR
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Nesse sentido, tendo a presente Nota Técnica como referência inicial, propõe-se recomendar à centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras) que apresente, no prazo de 60 (sessenta) dias, Plano de Ação voltado para o fortalecimento das Auditorias Internas de suas empresas.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Superintendência de Auditoria			
Síntese da Providência Adotada			
A Eletrobras, por meio da Carta PR – 244/2014, de 29/6/2014, encaminhou à CGU manifestação sobre a referida Nota Técnica, bem como informou os itens que seriam incluídos nas pautas subsequentes de ações de integração.			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Aprimoramento dos procedimentos.			
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.			

Quadros A.11.2.2 – Situação das recomendações do OCI 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	Relatório de Auditoria 201109440	C 1 – R 2	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			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria Financeira e de Relação com Investidores			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
<p>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.</p> <p>As modificações nos Fundos Setoriais continuam acontecendo não sendo possível a identificação de indicadores capazes de medir a eficiência na gestão dos Fundos. Assim que as novas regras forem regulamentadas poderemos propor e implementar os indicadores solicitados.</p> <p>A situação ficou agravada pela falta de recursos financeiros disponíveis nos Fundos Setoriais. Os recursos financeiros transitam entre os fundos setoriais como se fossem um único fundo dificultando a implementação de indicadores capazes de medir a gestão individual dos Fundos. Enquanto a situação não se estabilizar não temos como identificar indicadores.</p>			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Está descrita na justificativa acima.			

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	Nota Técnica nº 2.823/2011/NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR	C 007 - R	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 de Relação com Investidores			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
O débito de R\$ 388.063,19 do MME continua em controvérsia. As demais pendências foram sanadas.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Há dificuldades referentes ao MME.			

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	Relatório de Auditoria 201203811	C – R 2	Ofício nº 29926/2013/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 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			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
A área de recursos humanos reiterou aos gerentes sobre a necessidade de cumprimento da legislação trabalhista, bem como de atender as recomendações e determinações dos órgãos de Controle. Alertou que todas as solicitações de pagamento de horas extras em desacordo com as regras estabelecidas não seriam processadas e que situações excepcionais deveriam ser formalmente aprovadas por meio de Resolução da Diretoria Executiva. Continuam sendo tomadas medidas para atendimento da recomendação.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Quadro de empregados limitado.			

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	Relatório de Auditoria 201203811	C – R 3	Ofício nº 29926/2013/NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
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 da jornada habitual.			
Providências Adotadas			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
<p>O Departamento de Gestão de Pessoas está aguardando término do trabalho reestruturação da empresa, realizado por consultoria especializada, para promover novas ações visando à redução da necessidade de realização de horas extras, em suas unidades organizacionais, dentre estas a implantação de turno de revezamento.</p> <p>Acrescente-se que foi informado pela área jurídica que a instituição de turnos distintos, bem como jornada de trabalho contemplando o final de semana demandará nos termos do artigo 468 da CLT aquiescência do empregado além de não lhe gerar prejuízos diretos ou indiretos.</p> <p>Desse modo, com a finalidade de cumprir a recomendação e mitigar riscos para a empresa, é conveniente que se aguarde o fim do trabalho mencionado.</p>			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Está descrita na justificativa acima.			

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	Relatório de Auditoria 201110855	C 5 – R 2	Ofício nº 16618/2013/NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Quando da realização de pesquisas de preço, certificar-se de que os valores são condizentes com os praticados no mercado.			
Providências Adotadas			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
<p>A Eletrobras vem a cada pregão, tomando maiores cuidados quanto aos preços a serem fixados como máximo no edital. Ressaltamos que a contratação realizada pela Eletrobras tem a peculiaridade de ser estabelecida fixando-se uma verba anual a ser utilizada, o que diferencia o nosso edital do que vem ocorrendo na Administração Direta. Assim, à medida em que surgem eventos a serem realizados, os contratos vão sendo elaboradas, considerando-se os valores unitários contratados e a verba anual prevista.</p> <p>Temos procurado atas que tenham a mesma configuração da Eletrobras, mais ainda não obtivemos, pois a definição das quantidades máximas, na verdade relaciona-se com a verba fixada que é divulgada no edital de licitação.</p> <p>Entendemos que essa verba permite ao licitante verificar o valor designado para a utilização da ata, podendo elaborar de forma precisa e competitiva os seus valores unitários. A Eletrobras já vem informando em seus editais a previsão estimada de eventos, a partir de cada experiência anterior aperfeiçoando assim esse item.</p> <p>Estamos empregando a prática de utilizar também os resultados de cada ata anterior para balizar os preços unitários que serão fixados nos editais seguintes. Consideramos atendida a recomendação. Contudo, em manifestação da CGU posterior ao fim do exercício de 2014, o atendimento foi condicionado à apresentação da metodologia utilizada.</p>			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram relatados fatores positivos / negativos.			

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	Relatório de Auditoria 201110855	C 5 – R 3	Ofício nº 16618/2013/NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Estabelecer as quantidades estimativas, concernentes ao objeto da licitação, quando da contratação de serviços em que não seja possível precisar as quantidades que serão efetivamente utilizadas.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
A Eletrobras vem informando os eventos realizados e detalhando melhor as estimativas. Acresça-se a isso que o nosso edital baseia-se em verba estimada anual, que também é informada no edital e possibilita uma melhor elaboração das propostas por parte dos licitantes. Consideramos atendida a recomendação. Contudo, em manifestação da CGU posterior ao fim do exercício de 2014, o atendimento foi condicionado à apresentação de evidências.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram relatados fatores positivos / negativos.			

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 201308365/01	C – R 4	Ofício nº 40/2014/NAC-6/CGU-Regional/RJ
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Estabelecer instrumento de controle que permita a aferição do ANS de modo a subsidiar o atesto e o pagamento para todos os Contratos de Serviços que possuam ANS estabelecido.			
Providências Adotadas			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
<p>O Acordo de Nível de Serviço, onde se aplica, é expresso nos Termos de Referência dos editais, incluindo as regras de aferição. Além disso, também é prevista a emissão de relatórios de controle, para subsidiar a fiscalização da execução do contrato e correspondente pagamento.</p> <p>Nas contratações de TI o DAC tem solicitado aos requisitantes a inclusão de Acordo de Nível de Serviço, com as devidas formas de aferição e quando não é pertinente que apresentem justificativa. Como a aferição cabe ao gestor, sendo a sua responsabilidade a materialização da mesma, o DAC tem orientado que no processo de gestão sejam incluídos os documentos de aferição. Consideramos atendida a recomendação. Contudo, em manifestação da CGU posterior ao fim do exercício de 2014, o atendimento foi condicionado à apresentação de evidências que comprovem a implementação de instrumento de controle que garanta a medição dos Acordos de Nível de Serviço - ANS e que o atesto e o pagamento dos serviços (que possuem ANS estabelecido) estão subsidiados pela sua medição.</p>			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram relatados fatores positivos / negativos.			

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 201308365/01	C – R 5	Ofício nº 40/2014/NAC-6/CGU-Regional/RJ
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Atestar todas as parcelas contempladas no pagamento efetivado manifestando-se quanto à efetiva ocorrência das despesas previstas no contrato.			
Providências Adotadas			
Sector Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Administração			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
<p>A providência levada a efeito no DAC, para se evitar a ocorrência deste tipo de problemas e orientar o gestor do contrato a observar a medição correta das parcelas executadas em serviços que também contemplem de forma distinta o fornecimento de materiais e peças para reposição, onde o quantitativo e correspondente valor das peças figuram como estimado, foi a implementação no texto do contrato de que a contraprestação da Eletrobras deve se dar observando o efetivamente utilizado. Desta forma o gestor terá no próprio contrato o norte para aferição dos documentos de medição e cobrança, com base em dados reais, conduzindo-o a um procedimento e atesto transparentes. Como exemplos, citamos os contratos ECE-DAC-1015/2014 – serviços de telessuporte e suporte presencial de soluções de tecnologia da informação da Eletrobras – e ECE-DAC-992/2014 – manutenção predial. Consideramos atendida a recomendação. Contudo, em manifestação da CGU posterior ao fim do exercício de 2014, o atendimento foi condicionado à apresentação de cópias dos exemplos de contratos citados, que demonstrem a nova redação imposta.</p>			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram relatados fatores positivos / negativos.			

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	Relatório de Auditoria 20138365	C – R 1	Ofício nº 40/2014/NAC-6/CGU-Regional/RJ
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Aprimorar os mecanismos capazes de estimular o cumprimento das metas pactuadas nos CMDEs, sem comprometer o desempenho das distribuidoras.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Presidência			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
Providências “a” e “e” estão em andamento, segundo o cronograma das ações; as demais concluídas..			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram relatados fatores positivos / negativos.			

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	Relatório de Auditoria 201216611	C 5 – R 1	Ofício nº 10770/2014/NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Efetuar gestão junto à ANEEL de modo a que seja estabelecido instrumento normativo com o objetivo de disciplinar o procedimento concernente às atualizações monetárias contadas da data da amortização dos empréstimos na conta ordinária da Eletrobras até o efetivo repasse à RGR encaminhando-o ao TCU.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria Financeira de Relação com Investidores			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
O processo está em recurso administrativo impetrado pela Eletrobras junto à Diretoria da Aneel, em cujas peças encontra-se que a Aneel estabeleça normativos que disciplinem as ações da Eletrobras voltadas a administração da RGR, inclusive quanto às atualizações monetárias citadas pela CGU.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Está descrita na justificativa acima.			

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	Relatório de Auditoria 201216611	C 5 – R 2	Ofício nº 10770/2014/NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Efetuar gestão junto à ANEEL de modo a que seja verificada se há a necessidade ou não da devolução dos encargos financeiros já pagos pelos tomadores, ocorridos até a data da reunião da 23ª Reunião Administrativa Ordinária da ANEEL, promovendo a devida devolução caso o entendimento da ANEEL seja pelo seu cabimento.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria Financeira de Relação com Investidores			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
O processo está em recurso administrativo impetrado pela Eletrobras junto à Diretoria da Aneel, em cujas peças encontra-se que a Aneel estabeleça normativos que disciplinem as ações da Eletrobras voltadas a administração da RGR, inclusive quanto às atualizações monetárias citadas pela CGU.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Está descrita na justificativa acima.			

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	Relatório de Auditoria 201216611	C 5 – R 3	Ofício nº 10770/2014/NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Efetuar gestão junto à ANEEL de modo a solucionar a questão da contabilização, na conta da RGR, dos valores correspondentes à aquisição das ações das distribuidoras, com o amparo do jurídico da Empresa.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria Financeira e de Relação com Investidores			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
O processo está em recurso administrativo impetrado pela Eletrobras junto à Diretoria da Aneel, em cujas peças encontra-se a solução quanto a questão da contabilização das aquisições das ações das distribuidoras. A defesa da Eletrobras junto à Aneel tem o amparo e a participação do Jurídico da Eletrobras.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Está descrita na justificativa acima.			

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	Relatório de Auditoria 201407976	C – R 1	Ofício nº 31992/2014 /NAC-6/CGU-Rio de Janeiro/CGU-PR
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Normatizar a estratégia tecnológica corporativa do sistema ELETROBRAS, de modo a definir claramente seus temas, frentes estratégicas, linhas de pesquisa, e projetos.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Presidência			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
A recomendação está parcialmente atendida, restando a submissão da Política de P&D+I à Diretoria Executiva da Eletrobras.			
Análise Crítica dos Fatores Positivos/Negativos que Facilitaram/Prejudicaram a Adoção de Providências pelo Gestor			
Não foram relatados fatores positivos / negativos.			

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	Nota de Auditoria 201315582/01	C - R	Ofício nº 22879/2014 /NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR (1ª versão) Ofício nº 23220/2014 /NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR (2ª versão)
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS			226
Descrição da Recomendação			
Fazer constar do próximo RAINT, no Relato Gerencial, todas as informações solicitadas, no nível de detalhamento previsto nos artigos 6º, II e 7º, I, II, III e VI da IN SFC nº 01/2007.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Superintendência de Auditoria			
Justificativa para o seu não Cumprimento			
Os procedimentos internos para elaboração do RAINT já foram alterados para fins de atendimento da recomendação no RAINT 2014, cujo prazo é 31/1/2015.			
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

Quadro A.11.2.1- Relatório de cumprimento das recomendações do órgão de controle interno.

Não há.

Quadro A.11.2.2- Situação das recomendações do OCI que permanecem pendentes de atendimento no exercício.

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL			60381
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
1	201407976	1.2.1.3	Ofício nº 31.992/2014/NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR, de 02/12/14 e CTA-CA-88/2014, de 12/12/14
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação			
Descrição da Recomendação			
Recomendação 1: Aprimorar a contabilização financeira dos projetos, no sentido de: computar financeiramente a mão de obra empregada, identificar a origem dos recursos envolvidos, realizar a atualização monetária dos custos incorridos em exercícios anteriores e alocar os custos de infraestrutura inerentes.			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação			
Síntese da Providência Adotada			
<p>Reiteramos o teor das informações prestadas quando da apresentação do Relatório de Auditoria CGU 201400078, encaminhado ao CEPEL, no que diz respeito à contabilização financeira dos projetos que resultou na “Recomendação 2.1”.</p> <p>Conforme indicado naquela oportunidade, o CEPEL conta com um Sistema de Custos (SISCUSTO), que permite o registro e o controle de apropriação de todos os seus itens de despesas, ocorrentes no curso do desempenho de suas Atividades; o que se tem mostrado adequado a prestação de contas, na utilização em relação a convênios e contratos e outros ajustes, junto a Eletrobras e suas empresas, MME, ANEEL e instituições financeiras e de fomento, tais como a FINEP e o Banco Mundial; bem assim entidades e empresas com que o Centro se tem relacionado.</p> <p>De todo modo, em face da recomendação e na contínua busca de aperfeiçoamento dos mecanismos de mensuração, registro e controle de custos, serão desenvolvidos pelos setores técnicos competentes, estudos específicos, envolvendo os aspectos de viabilidade e pertinência; e cujos resultados serão oportunamente submetidos à Diretoria Executiva do Centro. Este trabalho, de caráter permanente, faz parte do programa regular de atividades de revisão e aperfeiçoamento dos instrumentos internos administrativo-financeiros do Centro.</p> <p>Para efeito de atualização das informações prestadas pelo CEPEL à CGU, por ocasião dos esclarecimentos referentes ao mencionado Relatório de Auditoria CGU 201400078, disponibilizamos um descritivo de recente resultado, relativo a melhor visualização dos custos para realização de projetos, em especial, numa primeira fase, os da Carteira de Projetos Institucionais do Centro (Carteira PI) e dos projetos a ela vinculados.</p> <p>Este resultado consistiu na criação de num novo conjunto de telas de informações - constantes do texto “Exemplos de trechos de telas, com informações sobre a estrutura do sistema de custos de projetos da Carteira de Projetos Institucionais (Carteira PI) do CEPEL, e dos projetos a ela vinculados (Sistema SISCUSTO / CUSTO PI)” enviado à CGU no e-mail de 2/2/2015 - permitindo acesso sistematizado aos valores das várias parcelas de custos, e sua totalização, por projeto da Carteira PI e projetos a ele vinculados^(*), agregando, em uma melhor forma, dados já disponíveis no SISCUSTO. De forma simples, embora permitindo visão detalhada, é possível verificar os vários elementos de custos e sua consolidação, projeto a projeto; como também, a determinação do valor percentual do custo global dos projetos que beneficiam o Sistema Eletrobras, em relação ao custo global do Centro e ao conjunto das contribuições estatutárias do referido Sistema.</p>			

Nesse aperfeiçoamento do SISCUSTO, a contabilização de itens de custos para realização dos projetos PI, incluindo os das suas contas de projetos vinculadas, engloba os custos diretos de Pessoal, Material, Serviços e Outros, e os custos indiretos, relativos às áreas de administração técnica em que se inserem os projetos PI e seus vinculados, e ao restante de custos gerais do Centro, necessários à execução dos projetos, de responsabilidade das áreas de apoio administrativo-financeiro e ainda os de infraestrutura. Em sequência, se procederá a novos estudos e trabalhos para que sejam definidos os futuros aperfeiçoamentos do sistema SISCUSTO e outros a ele interligados, referentes, por exemplo, a mecanismos de atualizações monetárias.

(*) As contas de projetos vinculadas referem-se ao conjunto de projetos, estudos e serviços tecnológicos do Centro, não incluídos na Carteira PI, mas que guardam estreita relação com os projetos desta, e redundam em resultados e benefícios diretos para o Sistema Eletrobras.

Prazo de atendimento: A conclusão das últimas fases deverá dar-se até **31/12/2015**, quando será feito um balanço global das atividades desenvolvidas e dos resultados obtidos.

Síntese dos Resultados Obtidos

Recomendação acatada.

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.

Unidade Jurisdicionada			
Denominação Completa			Código SIORG
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL			60381
Recomendações do OCI			
Recomendações Expedidas pelo OCI			
Ordem	Identificação do Relatório de Auditoria	Item do RA	Comunicação Expedida
2	201407976	1.2.1.3	Ofício nº 31.992/2014/NAC-6/CGU-Regional/RJ/CGU-PR, de 02/12/14 e CTA-CA-88/2014, de 12/12/14
Órgão/Entidade Objeto da Recomendação			Código SIORG
Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação			
Descrição da Recomendação			
<p>Recomendação 2: Implementar indicadores capazes de mensurar os impactos financeiros e não financeiros advindos do conhecimento obtido pelo centro nas diversas áreas de atuação do setor energético.</p>			
Providências Adotadas			
Setor Responsável pela Implementação			Código SIORG
Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação			
Síntese da Providência Adotada			
<p>Em complemento à resposta anteriormente dada, o CEPEL, no âmbito das ações de desenvolvimento e aperfeiçoamento de suas ferramentas de gestão de P&D+I, em passado recente, buscou apoio junto a renomada instituição de ensino e pesquisa no país, para definição de uma metodologia para avaliação dos impactos financeiros e não-financeiros resultantes dos seus produtos e atividades, nas suas diversas áreas de atuação.</p> <p>Esta tentativa não logrou êxito, tanto pela complexidade do assunto e como pela inadequação da abordagem metodológica escolhida pela instituição contratada.</p> <p>Diante do insucesso da primeira tentativa, mas como o Centro considera a questão como de grande relevância, está providenciando, em 2015, o reinício do processo de contratação de outra instituição, de grande competência nesta área de conhecimento.</p> <p>Ao final dos trabalhos previstos, se procederá a uma nova avaliação da qualidade, eficiência e eficácia dos resultados metodológicos obtidos, para efeito de decisão de sua utilização.”</p> <p>Situação da providência: Em desenvolvimento. Processo de contratação, pelo CEPEL, de nova instituição de ensino e pesquisa para apoio na questão.”</p> <p>Prazo de atendimento: Avaliação de resultados até 31/12/2015.</p>			
Síntese dos Resultados Obtidos			
Recomendação acatada.			
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.			

11. ATENDIMENTO DE DEMANDAS DE ÓRGÃO DE CONTROLE

11.3. Declaração de Bens e Rendas Estabelecida na Lei nº 8.730/93.

ELETOBRAS

11.3.1. Situação do cumprimento das obrigações impostas pela Lei nº 8.730/93.

Quadro A.11.3 – 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	18	5	184
	Entregaram a DBR	11	3	133
	Não cumpriram a obrigação	7	2	51
Demais vínculos que não exercem função de confiança	Obrigados a entregar a DBR	34	28	989
	Entregaram a DBR	6	16	633
	Não cumpriram a obrigação	28	12	356

CEPEL

Quadro A.11.3.- Demonstrativo do cumprimento, por autoridades e servidores da UJ, na 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*	09*	07*	73*
	Entregaram a DBR*	07*	02*	62*
	Não cumpriram a obrigação*	02*	05*	11*

Fonte: **Obs. consta no arquivo do DGP a entrega das DBR'S.**

(*) O CEPEL não é destinatário da Lei nº 8.730/93. O CEPEL não integra a administração pública direta, indireta ou fundacional. Portanto, não há exercentes de cargos eletivos e cargos, empregos ou funções de confiança, na administração direta, indireta e fundacional, de qualquer dos Poderes da União.

11.3.2. Situação do cumprimento das obrigações*

DBR – CONSELHOS FISCAL E DELIBERATIVO*

É enviada correspondência aos Conselheiros solicitando a DBR, e o envio até final de fevereiro do ano seguinte, para àqueles que se encontram em débito de entrega das mesmas.

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 incompatibilidades de patrimônio com a remuneração recebida, pois a mesma não existe.

DBR – EMPREGADOS EFETIVOS*

A Unidade incumbida de gerenciar a recepção das DBR's é a Divisão de Provisão e Remuneração (DVPR).

Caso algum titular não entregue a DBR no prazo solicitado, esta DVPR encaminha novos pedidos até a efetiva entrega.

Existe um gerenciamento para acompanhamento da entrega das DBR's através de planilha *MS Excel*.

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.

(*) O CEPEL não é destinatário da Lei nº 8.730/93. O CEPEL não integra a administração pública direta, indireta ou fundacional. Portanto, não há exercentes de cargos eletivos e cargos, empregos ou funções de confiança, na administração direta, indireta e fundacional, de qualquer dos Poderes da União.

11. ATENDIMENTO DE DEMANDAS DE ÓRGÃO DE CONTROLE

11.4. Medidas adotadas em caso de dano ao erário.

ELETOBRAS

CEPEL

Quadro A.11.4 – Medidas Adotadas em Caso de Dano ao Erário em 2014

Casos de dano objeto de medidas administrativas internas	Tomadas de Contas Especiais							
	Não instauradas			Instauradas				
	Dispensadas			Não remetidas ao TCU				
	Débito < R\$ 75.000	Prazo > 10 anos	Outros Casos*	Arquivamento			Não enviadas > 180 dias do exercício instauração*	Remetidas ao TCU
Recebimento Débito				Não Comprovação	Débito < R\$ 75.000			
0	0	0	0	0	0	0	0	0

Não houve no exercício de 2014, 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.

11. ATENDIMENTO DE DEMANDAS DE ÓRGÃO DE CONTROLE

11.5. Demonstração, com a identificação do gestor responsável, da correção e tempestividade da inserção das informações referentes a contratos e convênios ou outros instrumentos congêneres respectivamente no Sistema Integrado de Administração de Serviços Gerais – SIASG e no Sistema de Gestão de Convênios, Contratos de Repasse e Termos de Parceria – SICONV, conforme estabelece a Lei de Diretrizes Orçamentárias do exercício de referência do relatório de gestão.

ELETOBRAS

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 2014 por esta Unidade, recebidos por esta área, e institucionalmente sob minha responsabilidade, estão disponíveis e atualizadas, respectivamente, no Sistema Integrado de Administração de Serviços Gerais – SIASG, conforme estabelece a LDO 2014 e suas correspondentes em exercícios anteriores.

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 recebido 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 consequentemente 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 às 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, 30 de janeiro de 2014.

Lucio Alexandre Alves Soares Cruz
051473787-58
Gerente da Divisão de Suprimentos - Eletrobras

CEPEL

DECLARAÇÃO SIASG

Informamos que o CEPEL é uma associação civil sem fins lucrativos, pessoa jurídica de direito privado nos termos de seu Estatuto e do Código Civil Brasileiro, entidade não vinculada à Administração Pública Direta ou Indireta, e, portanto, não está vinculado aos Sistemas Administrativos e Financeiros da Administração.

Esta condição de não integrante da Administração já foi abordada pelo TCU, em duas oportunidades, no Acórdão nº 2.101/2005-TCU-Plenário, concernente a processo seletivo para provimento de vagas e formação de cadastro de reserva, e posteriormente no Acórdão nº 2.991/2008-TCU-Plenário, concluindo pela não obrigatoriedade do CEPEL de inclusão de devedores inadimplentes no CADIN, por não fazer parte da Administração Pública.

DECLARAÇÃO SICONV

Eu, Patrícia de Castro da Silva (Gestora de Convênio do Convenente, nºs 721906/09 e 773762/12), CPF 030.093.177-86, Cargo de 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 a contratos, convênios e instrumentos congêneres firmados até o exercício de 2014 por esta Unidade estão disponíveis e atualizadas no Sistema de Gestão de Convênios e Contratos de Repasse - SICONV, conforme estabelece a LDO 2014 e suas correspondentes em exercícios anteriores.

Rio de Janeiro, 20 de fevereiro de 2015.

Patrícia de Castro da Silva

CPF: 030.093.177-86

Pesquisadora III

DECLARAÇÃO SICONV

Eu, ALBERTO JOSÉ SALOMON JUNQUEIRA, Gestor de Convênio do Conveniente, CPF nº 495.823.996-00, cargo de PESQUISADOR IV, 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 ao convênio nº 769362/2012, firmado entre o MME e o CEPEL, até o exercício de 2014 por esta Unidade, estão disponíveis e atualizadas no Sistema de Gestão de Convênios e Contratos de Repasse - SICONV, conforme estabelece a LDO 2014 e suas correspondentes em exercícios anteriores.

Rio de Janeiro, 20 de fevereiro de 2015.

ALBERTO JOSÉ SALOMON JUNQUEIRA

CPF: 495.823.996-00

Pesquisador IV

Coordenador do GT_UGP/S-CEPEL – Projeto META

DECLARAÇÃO SICONV

Eu, Heber Goulart Pinto, 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 a contratos, convênios e instrumentos congêneres firmados até o exercício de 2014 por esta Unidade estão disponíveis e atualizadas no Sistema de Gestão de Convênios e Contratos de Repasse – SICONV, conforme estabelece a LDO 2014 e suas correspondentes em exercícios anteriores.

Rio de Janeiro, 20 de fevereiro de 2015.

Heber Goulart Pinto

CPF: 744.753.717-91

Assessor Administrativo e Financeiro III

12. INFORMAÇÕES CONTÁBEIS

12.1. Medidas adotadas para adoção de critérios e procedimentos estabelecidos pelas normas brasileiras de contabilidade aplicada ao setor público.

ELETROBRAS

O item 12.1 não é aplicável à Eletrobras, entidade dotada de personalidade jurídica de direito privado, apesar de estar compreendida na Administração Indireta, tendo sido criada por lei para a exploração de atividade econômica sob a forma de sociedade anônima, regendo-se pelas regras estabelecidas pela Lei nº 6.404/76.

CEPEL

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel não está sujeito às normas aplicáveis às entidades do setor público, ainda que, em algumas situações, adote procedimentos similares.

O Cepel é uma associação civil sem fins lucrativos e tem por objetivo promover uma infraestrutura científica e de pesquisas visando ao desenvolvimento no país de tecnologia avançada no campo dos sistemas e equipamentos elétricos. Sua principal fonte de recursos são as contribuições estatutárias que, em 2014, tiveram a seguinte composição:

CONTRIBUIÇÃO ESTATUTÁRIA	159.540.728
ELETROBRAS	119.254.527
ASSOCIADOS	38.753.740
PARTICIPANTES	1.126.357
COLABORADORES	406.104

Além da Eletrobras, fazem parte da categoria “Associados” a Eletrosul, Eletronorte, Chesf e Furnas. Das demais categorias de contribuintes, fazem parte diversas empresas que compõem o sistema elétrico brasileiro.

O Cepel, 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. A partir de 1996, os bens estão registrados pelo seu custo histórico;
- d) As taxas de depreciação utilizadas para o imobilizado são as seguintes:
Edificações: 4% ao ano;
Equipamentos: 10% ao ano;
Equipamentos de informática: 20% ao ano;
Veículos: 20% ao ano; e
Outras imobilizações: 10% ao ano.
- e) 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;

- f) No Ativo Não Circulante, 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, tendo sido verificada sua baixa, neste exercício de 2014, por não apresentar qualquer possibilidade de geração de caixa futuro.
- g) A taxa de amortização utilizada para o Intangível é de 20% ao ano.

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 nas instruções da Comissão de Valores Mobiliários – CVM e incorporam as alterações trazidas pelas Leis nº 11638/07 e 11941/09.

Com o advento da Lei nº 11.638/07, 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 Standard – IFRS*”), novas normas e pronunciamentos técnicos contábeis vêm sendo expedidos em consonância com os padrões internacionais de contabilidade pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC.

A administração do Cepel 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\$ 4.832.761) representa apenas 2,8% da Receita Operacional Líquida (R\$ 171.950.436). As demais receitas estão vinculadas às Contribuições Estatutárias

A fim de atender ao Pronunciamento CPC 12, a administração da associação resolveu proceder ao Ajuste a Valor Presente do seu ‘Contas a Receber’, relativamente a seus títulos cujos vencimentos ocorrerão em sessenta dias ou mais. Para o desconto a valor presente, utilizou-se a taxa de 11,0% referente à estimativa para a variação da Taxa Selic no ano de 2014.

A administração do Cepel, 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.

12. INFORMAÇÕES CONTÁBEIS

12.2. Apuração dos custos dos programas e das unidades administrativas.

ELETOBRAS

A estrutura orgânica da Eletrobras é concebida considerando seu organograma empresarial – apresentado no item 1, subitem 1.3. Nele, estão definidas todas as unidades organizacionais responsáveis pela gestão e apuração dos custos da companhia. Cabe ressaltar que os custos são apurados no âmbito de cada unidade organizacional, ou seja, sua alocação, em maioria, guarda relação direta com a unidade que a incorreu. Adicionalmente, a Eletrobras dispõe, ainda, de mecanismos de alocação de custos com base em critérios de rateio. Estes são definidos de acordo com a natureza do gasto e levam em consideração os parâmetros para sua formação e/ou identificação. Exemplo disso são os custos com telefonia e serviços de informática, os quais apresentam critérios de rateio, respectivamente, relacionados a pontos de instalação de telefone e de rede.

No que diz respeito ao sistema informatizado, destacamos que a Eletrobras faz uso de um sistema integrado de gestão empresarial (ERP), o Sistema SAP. O sistema integrado é formado por diversos módulos (designação sistêmica para a identificação de ferramentas responsáveis por um conjunto de informações e/ou processos da companhia), sendo um deles responsável pela gestão dos custos da Eletrobras – MÓDULO CO – CONTROLADORIA. Dentre os relatórios utilizados para a análise dos custos e tomada de decisão, podemos citar: 1) Relatório de Partidas Individuais de Custos Reais por Centros de Custo; 2) Relatório Sumarizado de Centros de Custos; e 3) Relatório de Partidas Individuais de Custos Reais por Ordens Internas.

CEPEL

O Cepel, em função da eficiência e eficácia da realização orçamentária, busca, mediante a apuração e conhecimento dos custos incorridos, uma otimização permanente na alocação dos recursos disponíveis. O seu sistema de apuração de custos é baseado no princípio da cobertura de todas as operações de valor econômico da entidade, identificando com clareza o destino da aplicação dos seus gastos, a partir dos seguintes elementos:

Origem	Área de Responsabilidade
Natureza	Item Orçamentário
Finalidade	Conta de Apropriação

Assim, os gastos gerados nas diversas áreas de responsabilidade (origem), com ‘pessoal’, ‘material’, ‘serviços’* etc. (natureza) são distribuídos por contas de apropriação (finalidade), as quais estão estruturadas conforme a descrição a seguir:

- **‘Projetos’** (Contas de Apropriação da série 1000) – projetos/linhas de P&D+I do Centro.
- **‘Estudos’** (Contas de Apropriação da série 2000) – atividades internas de prospecção tecnológica.
- **‘Serviços’*** (Contas de Apropriação da série 3000) - projetos envolvendo a aplicação de conhecimentos técnicos especializados e infraestrutura laboratorial do Cepel.
- **‘Atividades’** (Contas de Apropriação da série 4000) – ações que têm por finalidade atender à estrutura administrativa do Cepel.
- **‘Infraestrutura’** (Contas de Apropriação da série 5000) - ações que têm por finalidade atender à infraestrutura necessária às instalações do Cepel.

- **‘Institucionais’** (Contas de Apropriação da série 8000) – eventos técnicos de interesse do Cepel, qualificação e formação pessoal e cooperação tecnológica com outras instituições.

(*): O Cepel não se caracteriza como entidade prestadora de serviços, seja pela sua natureza jurídico-institucional, seja pela sua atuação.

Todos os custos são identificados e alocados pelas contas de apropriação.

Para a quantificação do custo da mão-de-obra, apropriado nas diversas contas de apropriação, o Cepel se utiliza da informação registrada mensalmente no Sistema RDT (Relatório de Dias Trabalhados), mediante preenchimento de formulário eletrônico, por todos os empregados, bolsistas e estagiários.

A área responsável pela apropriação/gerenciamento dos custos é o Departamento Econômico Financeiro – DPF.

Índice

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	1
Balanço Patrimonial Passivo	3
Demonstração do Resultado	5
Demonstração do Resultado Abrangente	7
Demonstração do Fluxo de Caixa	8
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido	
DMPL - 01/01/2014 à 31/12/2014	10
DMPL - 01/01/2013 à 31/12/2013	11
DMPL - 01/01/2012 à 31/12/2012	12
Demonstração do Valor Adicionado	13

DFs Consolidadas

Balanço Patrimonial Ativo	14
Balanço Patrimonial Passivo	16
Demonstração do Resultado	19
Demonstração do Resultado Abrangente	21
Demonstração do Fluxo de Caixa	22
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido	
DMPL - 01/01/2014 à 31/12/2014	25
DMPL - 01/01/2013 à 31/12/2013	26
DMPL - 01/01/2012 à 31/12/2012	27
Demonstração do Valor Adicionado	28
Notas Explicativas	30

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2014	Penúltimo Exercício 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 31/12/2012
1	Ativo Total	96.267.376	94.242.804	101.977.395
1.01	Ativo Circulante	12.812.789	13.892.037	16.846.695
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	1.831.719	2.183.037	4.444.950
1.01.01.01	Caixa	88.194	1.303.236	935.627
1.01.01.02	Caixa Restrito	1.743.525	879.801	3.509.323
1.01.02	Aplicações Financeiras	421.817	1.713.017	4.378.184
1.01.02.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	421.817	1.713.017	4.378.184
1.01.02.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	421.817	1.713.017	4.378.184
1.01.03	Contas a Receber	399.133	449.452	477.104
1.01.03.01	Clientes	399.133	449.452	477.104
1.01.04	Estoques	798	738	936
1.01.04.01	Almoxarifado	798	738	936
1.01.06	Tributos a Recuperar	591.217	554.725	886.553
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	591.217	554.725	886.553
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	9.568.105	8.991.068	6.658.968
1.01.08.03	Outros	9.568.105	8.991.068	6.658.968
1.01.08.03.01	Financiamentos e empréstimos	5.228.931	4.961.171	4.044.496
1.01.08.03.02	Conta de consumo de combustível	521.964	1.275.334	1.240.811
1.01.08.03.03	Remuneração de participações acionárias	677.544	379.943	195.304
1.01.08.03.04	Impostos e Contribuições sociais	374.504	1.545.376	1.088.491
1.01.08.03.05	Ativo financeiro-Concessão de serviço Público	2.387.622	759.433	0
1.01.08.03.07	Diversos	377.540	69.811	89.866
1.02	Ativo Não Circulante	83.454.587	80.350.767	85.130.700
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	34.717.863	29.892.346	34.746.497
1.02.01.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	204.665	188.650	395.701
1.02.01.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	204.665	188.650	395.701
1.02.01.03	Contas a Receber	174.324	211.800	0
1.02.01.03.01	Clientes	174.324	211.800	0
1.02.01.06	Tributos Diferidos	1.464.148	299.117	1.754.333

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2014	Penúltimo Exercício 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 31/12/2012
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	1.464.148	299.117	1.754.333
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	32.874.726	29.192.779	32.596.463
1.02.01.09.03	Ativo financeiro-Concessões de serviço público	2.948.729	2.659.432	2.815.520
1.02.01.09.04	Financiamentos e empréstimos	27.327.950	24.635.663	25.166.460
1.02.01.09.05	Cauções e Depósitos vinculados	1.558.624	803.048	803.130
1.02.01.09.06	Conta de consumo de combustível	3.944	16.275	521.097
1.02.01.09.07	Adiantamento para futuro aumento de capital	175.636	382.193	2.730.178
1.02.01.09.08	Diversos	859.843	696.168	560.078
1.02.02	Investimentos	48.599.387	50.329.250	50.266.910
1.02.02.01	Participações Societárias	48.599.387	50.329.250	50.266.910
1.02.02.01.01	Participações em Coligadas	3.978.939	3.717.266	4.301.639
1.02.02.01.02	Participações em Controladas	43.408.470	45.702.129	44.768.631
1.02.02.01.04	Outras Participações Societárias	1.211.978	909.855	1.196.640
1.02.03	Imobilizado	127.623	129.171	117.293
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	127.623	129.171	113.455
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	0	0	3.838
1.02.04	Intangível	9.714	0	0
1.02.04.01	Intangíveis	9.714	0	0
1.02.04.01.02	Outros	9.714	0	0

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2014	Penúltimo Exercício 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 31/12/2012
2	Passivo Total	96.267.376	94.242.804	101.977.395
2.01	Passivo Circulante	5.134.471	4.384.084	8.786.740
2.01.02	Fornecedores	548.589	342.778	467.804
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	548.589	342.778	467.804
2.01.03	Obrigações Fiscais	58.736	49.187	17.666
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	58.736	49.187	17.666
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	58.736	49.187	17.666
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	2.759.514	1.199.102	625.877
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	2.759.514	1.199.102	625.877
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	841.716	349.405	0
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	1.917.798	849.697	625.877
2.01.05	Outras Obrigações	1.767.632	2.793.017	7.675.393
2.01.05.02	Outros	1.767.632	2.793.017	7.675.393
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	61.995	525.464	3.951.333
2.01.05.02.04	Empréstimo compulsório	50.215	7.935	12.298
2.01.05.02.05	Adiantamento de clientes	448.759	462.672	424.309
2.01.05.02.06	Conta de consumo de combustível	301.471	941.285	1.369.201
2.01.05.02.07	Obrigações de ressarcimento	655.158	583.046	650.185
2.01.05.02.08	Benefício Pós- emprego	10.856	13.079	9.957
2.01.05.02.09	Passivo financeiro - Concessão de serviços públicos	0	0	787.115
2.01.05.02.10	Crédito do Tesouro Nacional	0	39.494	131.047
2.01.05.02.11	Imposto de renda e contribuição social	0	0	213.384
2.01.05.02.12	Obrigações estimadas	96.107	47.325	9.772
2.01.05.02.13	Diversos	118.365	135.869	116.792
2.01.05.02.14	Instrumentos financeiros derivativos	24.706	36.848	0
2.02	Passivo Não Circulante	34.593.354	28.476.622	25.318.036
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	23.260.512	20.623.906	18.012.551
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	23.260.512	20.623.906	18.012.551
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	13.671.796	10.651.683	8.870.838

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2014	Penúltimo Exercício 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 31/12/2012
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	9.588.716	9.972.223	9.141.713
2.02.02	Outras Obrigações	2.316.848	1.623.365	4.056.233
2.02.02.02	Outros	2.316.848	1.623.365	4.056.233
2.02.02.02.02	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	193.606	174.570	161.308
2.02.02.02.03	Empréstimo compulsório	469.459	358.905	321.894
2.02.02.02.05	Conta de consumo de combustive I- CCC	474.770	455.455	2.401.069
2.02.02.02.06	Benefício Pós-Emprego	448.407	67.553	644.512
2.02.02.02.07	Instrumentos financeiros derivativos	0	0	68.153
2.02.02.02.08	Créditos do Tesouro Nacional	0	0	37.072
2.02.02.02.10	Diversos	730.606	566.882	422.225
2.02.03	Tributos Diferidos	291.878	342.236	335.427
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	291.878	342.236	335.427
2.02.04	Provisões	8.724.116	5.887.115	2.913.825
2.02.04.02	Outras Provisões	8.724.116	5.887.115	2.913.825
2.02.04.02.04	Provisões para contingências	4.829.381	2.496.739	1.194.704
2.02.04.02.05	Provisões para passivo a descoberto em controladas	2.794.236	2.328.886	713.213
2.02.04.02.06	Provisões Operacionais	1.100.499	1.061.490	1.005.908
2.03	Patrimônio Líquido	56.539.551	61.382.098	67.872.619
2.03.01	Capital Social Realizado	31.305.331	31.305.331	31.305.331
2.03.02	Reservas de Capital	26.048.342	26.048.342	26.048.342
2.03.02.01	Ágio na Emissão de Ações	3.384.310	3.384.310	3.384.310
2.03.02.07	Doações e subvenções	19.258.527	19.258.527	19.258.527
2.03.02.08	Outras reservas de capital	3.405.505	3.405.505	3.405.505
2.03.04	Reservas de Lucros	2.259.039	5.656.915	12.583.861
2.03.04.01	Reserva Legal	2.233.017	2.233.017	2.233.017
2.03.04.02	Reserva Estatutária	26.022	2.989.936	9.916.882
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	0	433.962	433.962
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	42.947	68.368	208.672
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-3.116.108	-1.696.858	-2.273.587

DFs Individuais / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Penúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	2.815.950	2.840.238	2.719.441
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-3.007.183	-2.875.951	-2.406.812
3.02.01	Energia comprada para revenda	-3.007.183	-2.875.951	-2.406.812
3.03	Resultado Bruto	-191.233	-35.713	312.629
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-5.039.808	-6.955.882	-9.708.746
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-4.990.541	-6.168.001	-2.177.368
3.04.02.01	Pessoal, material e serviços	-496.823	-593.774	-482.169
3.04.02.04	Depreciação e amortização-Imobilizado e Intangível	-6.271	-6.547	-6.279
3.04.02.05	Provisões operacionais	-3.943.609	-4.912.114	-764.387
3.04.02.06	Doações e contribuições	-198.220	-278.839	-289.954
3.04.02.07	Plano de readequação do quadro de pessoal	0	-12.674	0
3.04.02.08	Outras	-345.618	-364.053	-634.579
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	-49.267	-787.881	-7.531.378
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	-5.231.041	-6.991.595	-9.396.117
3.06	Resultado Financeiro	2.436.051	2.117.768	3.161.115
3.06.01	Receitas Financeiras	4.125.664	3.799.447	4.829.062
3.06.01.01	Receitas de juros, comissões e taxas	2.410.701	2.033.155	1.955.486
3.06.01.02	Receitas de aplicações financeiras	428.512	284.660	1.213.146
3.06.01.03	Acréscimo moratório sobre energia elétrica	90.755	44.771	19.982
3.06.01.04	Atualizações monetárias	658.363	705.920	947.094
3.06.01.05	Variações cambiais	438.794	585.350	546.445
3.06.01.06	Outras receitas financeiras	98.539	145.591	146.909
3.06.02	Despesas Financeiras	-1.689.613	-1.681.679	-1.667.947
3.06.02.01	Encargos de dívidas	-1.510.250	-1.048.004	-915.199
3.06.02.02	Encargos sobre recursos de acionistas	-55.090	-180.301	-493.149
3.06.02.04	Outras despesas financeiras	-124.273	-453.374	-259.599
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	-2.794.990	-4.873.827	-6.235.002
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-236.065	-1.313.121	-643.914
3.08.01	Corrente	0	0	-643.914

DFs Individuais / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Penúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012
3.08.02	Diferido	-236.065	-1.313.121	0
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	-3.031.055	-6.186.948	-6.878.916
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	-3.031.055	-6.186.948	-6.878.916
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)			
3.99.01	Lucro Básico por Ação			
3.99.01.01	ON	-2,24085	-4,57400	-5,09000
3.99.01.02	PNA	-2,24085	-4,57400	-5,09000
3.99.01.03	PNB	-2,24085	-4,57400	-5,09000

DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Penúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012
4.01	Lucro Líquido do Período	-3.031.055	-6.186.948	-6.878.916
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-1.419.250	576.729	-1.736.666
4.02.01	Ajustes acumulados de conversão	-58.137	38.889	11.780
4.02.03	Ajuste ganhos e perdas atuariais	-407.875	609.151	-520.677
4.02.04	IR/CSSL diferidos	0	-207.111	177.030
4.02.05	Ajuste de hedge de fluxo de caixa	-11.412	-12.190	0
4.02.06	IR/CSSL diferidos	0	4.145	0
4.02.07	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	77.888	-180.080	-197.844
4.02.08	IR/CSSL diferidos	-26.482	61.227	67.267
4.02.09	Participação no resultado abrangente das coligadas e entidades com controle compartilhado	-993.232	398.027	-1.930.639
4.02.10	IR/CSSL diferidos	0	-135.329	656.417
4.03	Resultado Abrangente do Período	-4.450.305	-5.610.219	-8.615.582

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Penúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	289.235	2.204.366	6.875.895
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	-617.709	-759.483	329.062
6.01.01.01	Resultado antes do IR e da CSSL	-2.794.990	-4.873.828	-6.235.002
6.01.01.02	Depreciação e amortização	6.271	6.547	6.279
6.01.01.03	Varição Monetária/Varição Cambial	-830.649	-1.013.010	-1.267.800
6.01.01.04	Encargos financeiros	-1.208.618	-1.340.907	-1.408.027
6.01.01.05	Resultado de equivalência patrimonial	49.267	787.881	7.531.378
6.01.01.06	Provisão para Contingências	3.389.682	1.585.772	-251.693
6.01.01.07	Provisão para Crédito de Liquidação Duvidos	-269.051	335.610	-137.495
6.01.01.08	Ajuste a valor presente	86.621	53.371	-187.328
6.01.01.09	Encargos de reserva global de reversão	308.167	347.949	367.741
6.01.01.10	Encargos sobre recursos de acionistas	55.090	180.301	493.149
6.01.01.11	Provisão para perda com investimentos	-411.122	142.622	162.878
6.01.01.12	Provisão para passivo a descoberto	831.851	2.742.014	1.011.968
6.01.01.13	Provisão para plano de readequação do quadro de pessoal	0	12.674	0
6.01.01.14	Outras	169.772	273.521	243.014
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	1.602.207	2.823.866	3.759.179
6.01.02.02	Títulos e valores mobiliários	1.291.683	2.812.303	4.105.000
6.01.02.03	Almoxarifado	-60	198	-207
6.01.02.04	Ativo financeiro - Concessões de Serviço Público	136.864	36.229	-338.966
6.01.02.05	Fornecedores	74	-6.924	-24.465
6.01.02.06	Obrigações estimadas	48.782	37.553	-11.356
6.01.02.07	Outros ativos e passivos operacionais	124.864	-55.493	29.173
6.01.03	Outros	-695.263	139.983	2.787.654
6.01.03.01	Pagamento de encargos financeiros	-891.036	-570.721	-543.052
6.01.03.02	Pagto.Enc.da Reserva Global de Reversão	-216.209	-228.144	-257.580
6.01.03.03	Recebimentos de encargos financeiros	1.837.714	1.897.351	1.846.360
6.01.03.04	Pagamento de IR e CSSL	-275.748	-471.641	-403.549
6.01.03.05	Recebimento de remuneração de investimento em participações societárias	614.250	329.867	2.189.201

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Penúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012
6.01.03.06	Pagamentos de previdência complementar	-10.626	0	0
6.01.03.07	Pagamentos de Contingências cíveis	-1.057.040	-596.544	0
6.01.03.08	Depósitos judiciais	-696.568	-220.185	-43.726
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-3.204.683	864.124	-1.698.425
6.02.01	Concessão de empréstimo e financiamento	-6.356.002	-2.474.881	-2.535.779
6.02.02	Rec.de empréstimos e financiamentos concedidos	3.537.458	3.778.105	2.740.085
6.02.03	Aquisição de ativo imobilizado	-1.998	-16.509	-9.248
6.02.04	Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	-370.347	-257.278	-208.708
6.02.05	Outros	-13.794	-165.313	-1.684.775
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	1.700.406	-2.700.881	-5.638.572
6.03.01	Empréstimos e financiamentos obtidos a Longo Prazo	4.598.969	2.719.621	757
6.03.02	Pagamento de emprestimo e financiamentos principal	-2.086.613	-1.721.019	-1.570.899
6.03.03	Pagamento e remuneração aos acionistas	-811.950	-4.185.077	-4.953.887
6.03.04	Empréstimo Compulsório e Reserva Global de Reversão	0	485.594	885.457
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-1.215.042	367.609	-461.102
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	1.303.236	935.627	1.396.729
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	88.194	1.303.236	935.627

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2014 à 31/12/2014**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	26.048.342	5.725.283	0	-1.696.858	61.382.098
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	26.048.342	5.725.283	0	-1.696.858	61.382.098
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-433.962	0	0	-433.962
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	-433.962	0	0	-433.962
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-25.421	-3.005.634	-1.419.250	-4.450.305
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-3.031.055	0	-3.031.055
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-25.421	25.421	-1.419.250	-1.419.250
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-11.412	-11.412
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-58.137	-58.137
5.05.02.06	IR/CS Diferido s/outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-26.482	-26.482
5.05.02.07	Ajuste de Avaliação Patrimonial	0	0	-25.421	25.421	0	0
5.05.02.08	Ajuste de Benefício pós Emprego	0	0	0	0	-407.875	-407.875
5.05.02.09	Valor Justo de Instrumentos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	77.888	77.888
5.05.02.10	Ajuste de Controladas / Coligadas	0	0	0	0	-993.232	-993.232
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-2.963.914	3.005.634	0	41.720
5.06.01	Constituição de Reservas	0	0	67.141	-67.141	0	0
5.06.04	Absorção de Prejuízo	0	0	-3.031.055	3.031.055	0	0
5.06.05	Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	0	0	0	41.720	0	41.720
5.07	Saldos Finais	31.305.331	26.048.342	2.301.986	0	-3.116.108	56.539.551

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2013 à 31/12/2013**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	26.048.342	12.792.533	0	-2.273.587	67.872.619
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	26.048.342	12.792.533	0	-2.273.587	67.872.619
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	-867.924	0	-867.924
5.04.06	Dividendos	0	0	0	-433.962	0	-433.962
5.04.08	Dividendos adicionais	0	0	-433.962	0	0	-433.962
5.04.09	Proposta dividendos adicionais pela AGO	0	0	433.962	-433.962	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-140.304	-6.059.022	576.729	-5.622.597
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-6.186.949	0	-6.186.949
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-140.304	127.927	576.729	564.352
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-12.190	-12.190
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	38.889	38.889
5.05.02.07	IR/CS diferido s/ Outros resut. Abrangentes	0	0	0	0	-277.069	-277.069
5.05.02.10	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	0	0	0	0	-180.080	-180.080
5.05.02.11	Ajuste de benefício pós emprego	0	0	0	0	609.151	609.151
5.05.02.12	Ajuste de Controladas/ Coligadas	0	0	0	0	398.028	398.028
5.05.02.13	Ajuste de avaliação patrimonial	0	0	-140.304	127.927	0	-12.377
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-6.926.946	6.926.946	0	0
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	0	-739.997	739.997	0	0
5.06.05	Absorção de prejuízo	0	0	-6.186.949	6.186.949	0	0
5.07	Saldos Finais	31.305.331	26.048.342	5.725.283	0	-1.696.858	61.382.098

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2012 à 31/12/2012**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	26.048.342	20.811.430	0	-532.920	77.632.183
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	26.048.342	20.811.430	0	-532.920	77.632.183
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-272.057	-867.924	0	-1.139.981
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-433.962	0	-433.962
5.04.08	Dividendos adicionais	0	0	-706.019	0	0	-706.019
5.04.09	Proposta dividendos adicionais - AGO	0	0	433.962	-433.962	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-12.243	-6.866.673	-1.740.667	-8.619.583
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-6.878.916	0	-6.878.916
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-12.243	12.243	-1.740.667	-1.740.667
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-197.844	-197.844
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	11.780	11.780
5.05.02.05	Tributos s/ Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	896.712	896.712
5.05.02.08	Ajuste de benefício pós emprego	0	0	0	0	-520.677	-520.677
5.05.02.09	Ajuste de Controladas/ Coligadas	0	0	0	0	-1.930.638	-1.930.638
5.05.02.10	Ajuste de avaliação patrimonial	0	0	-12.243	12.243	0	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-7.734.597	7.734.597	0	0
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	0	-855.681	855.681	0	0
5.06.04	Absorção de prejuízo	0	0	-6.878.916	6.878.916	0	0
5.07	Saldos Finais	31.305.331	26.048.342	12.792.533	0	-2.273.587	67.872.619

DFs Individuais / Demonstração do Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Penúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012
7.01	Receitas	2.907.125	2.970.726	2.868.389
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	2.907.125	2.970.726	2.868.389
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-7.409.415	-8.276.139	-3.933.122
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-458.623	-488.074	-761.923
7.02.04	Outros	-6.950.792	-7.788.065	-3.171.199
7.02.04.01	Energia Comprada para revenda	-3.007.183	-2.875.951	-2.406.812
7.02.04.02	Provisões Operacionais	-3.943.609	-4.912.114	-764.387
7.03	Valor Adicionado Bruto	-4.502.290	-5.305.413	-1.064.733
7.04	Retenções	-6.271	-6.547	-6.279
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-6.271	-6.547	-6.279
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	-4.508.561	-5.311.960	-1.071.012
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	4.076.397	3.011.566	-2.702.316
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	-49.267	-787.881	-7.531.378
7.06.02	Receitas Financeiras	4.125.664	3.799.447	4.829.062
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	-432.164	-2.300.394	-3.773.328
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	-432.164	-2.300.394	-3.773.328
7.08.01	Pessoal	383.818	482.427	354.825
7.08.01.04	Outros	383.818	482.427	354.825
7.08.01.04.01	Pessoal, encargos e honorários	349.395	444.239	326.533
7.08.01.04.03	Plano de aposentadoria e pensão	34.423	38.188	28.292
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	327.240	1.443.609	792.862
7.08.02.01	Federais	327.240	1.443.609	792.862
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	1.887.833	1.960.518	1.957.901
7.08.03.01	Juros	1.689.613	1.681.679	1.667.947
7.08.03.03	Outras	198.220	278.839	289.954
7.08.03.03.01	Doações e contribuições	198.220	278.839	289.954
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	-3.031.055	-6.186.948	-6.878.916
7.08.04.02	Dividendos	0	433.962	433.962
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	-3.031.055	-6.620.910	-7.312.878

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2014	Penúltimo Exercício 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 31/12/2012
1	Ativo Total	144.631.697	138.594.389	142.654.228
1.01	Ativo Circulante	30.551.193	39.079.833	41.869.836
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	3.150.603	4.477.384	6.010.838
1.01.01.01	Caixa	1.407.078	3.597.583	2.501.515
1.01.01.02	Caixa restrito	1.743.525	879.801	3.509.323
1.01.02	Aplicações Financeiras	3.730.345	6.095.908	6.352.791
1.01.02.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	3.730.345	6.095.908	6.352.791
1.01.02.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	3.730.345	6.095.908	6.352.791
1.01.03	Contas a Receber	4.427.216	3.587.282	4.082.695
1.01.03.01	Clientes	4.427.216	3.587.282	4.082.695
1.01.04	Estoques	852.933	958.337	806.908
1.01.04.01	Almoxarifado	512.614	614.607	446.157
1.01.04.02	Estoque	340.319	343.730	360.751
1.01.06	Tributos a Recuperar	900.431	839.767	1.498.726
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	900.431	839.767	1.498.726
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	17.489.665	23.121.155	23.117.878
1.01.08.03	Outros	17.489.665	23.121.155	23.117.878
1.01.08.03.01	Financiamentos e empréstimos	2.696.021	2.838.503	2.611.830
1.01.08.03.02	Conta de consumo de combustível - CCC	521.964	1.275.334	1.240.811
1.01.08.03.03	Remuneração de participações monetárias	289.574	268.060	167.197
1.01.08.03.04	Direito de Ressarcimento	3.526.986	10.910.073	7.302.160
1.01.08.03.05	Impostos e Contribuições Sociais	762.726	1.940.005	1.227.005
1.01.08.03.06	Indenizações - Lei 12.783/2013	3.738.295	3.476.495	8.882.836
1.01.08.03.07	Ativo financeiro - Concessão de Serviços Públicos	3.437.521	1.168.002	318.293
1.01.08.03.08	Instrumentos financeiros	124.635	108.339	249.265
1.01.08.03.09	Diversos	2.391.943	1.136.344	1.118.481
1.02	Ativo Não Circulante	114.080.504	99.514.556	100.784.392
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	61.476.384	51.063.476	55.187.831
1.02.01.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	224.734	192.580	400.370

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2014	Penúltimo Exercício 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 31/12/2012
1.02.01.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	224.734	192.580	400.370
1.02.01.03	Contas a Receber	1.743.504	1.522.621	1.256.685
1.02.01.03.01	Clientes	1.743.504	1.522.621	1.256.685
1.02.01.04	Estoques	661.489	507.488	481.495
1.02.01.04.02	Estoque de Combustível Nuclear	661.489	507.488	481.495
1.02.01.06	Tributos Diferidos	5.005.762	5.001.101	6.591.743
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	2.538.131	1.990.527	1.737.406
1.02.01.06.02	Imposto de renda e contribuição social	2.467.631	3.010.574	4.854.337
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	53.840.895	43.839.686	46.457.538
1.02.01.09.03	Ativo financeiro - Concessão de Serviço Público	28.969.262	23.704.037	22.915.696
1.02.01.09.04	Financiamentos e empréstimos	11.988.543	12.335.838	12.932.963
1.02.01.09.05	Cauções e depósitos vinculados	3.808.155	2.877.516	2.691.114
1.02.01.09.06	Conta de consumo de combustível	3.944	16.275	521.097
1.02.01.09.07	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.140.633	490.429	70.423
1.02.01.09.08	Instrumentos financeiros derivativos	135.276	107.816	223.099
1.02.01.09.09	Direito de Ressarcimento	6.129.423	1.669.583	901.029
1.02.01.09.10	Indenizações - Lei 12.783/2013	0	2.019.684	5.554.435
1.02.01.09.11	Reembolso FUNAC	595.445	0	0
1.02.01.09.12	Diversos	1.070.214	618.508	647.682
1.02.02	Investimentos	20.070.517	17.414.993	14.677.150
1.02.02.01	Participações Societárias	20.070.517	17.414.993	14.677.150
1.02.02.01.01	Participações em Coligadas	18.700.310	16.316.568	13.446.013
1.02.02.01.04	Outras Participações Societárias	1.370.207	1.098.425	1.231.137
1.02.03	Imobilizado	31.168.232	30.247.505	29.714.848
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	22.711.636	22.508.586	20.198.699
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	8.456.596	7.738.919	9.516.149
1.02.04	Intangível	1.365.371	788.582	1.204.563
1.02.04.01	Intangíveis	1.365.371	788.582	1.204.563
1.02.04.01.02	Outros	1.365.371	788.582	1.204.563

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2014	Penúltimo Exercício 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 31/12/2012
2	Passivo Total	144.631.697	138.594.389	142.654.228
2.01	Passivo Circulante	19.284.008	25.620.305	25.232.091
2.01.02	Fornecedores	7.489.134	7.740.578	6.423.074
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	7.470.482	7.740.578	6.423.074
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	18.652	0	0
2.01.03	Obrigações Fiscais	1.186.306	854.688	1.128.310
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	1.186.306	854.688	1.128.310
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	1.168.168	839.426	814.422
2.01.03.01.02	Imposto de renda e contribuição social	18.138	15.262	313.888
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	5.331.770	2.049.734	1.399.132
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	4.931.531	1.969.765	1.337.279
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	2.987.773	1.117.366	705.372
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	1.943.758	852.399	631.907
2.01.04.02	Debêntures	325.732	12.804	1.305
2.01.04.03	Financiamento por Arrendamento Financeiro	74.507	67.165	60.548
2.01.05	Outras Obrigações	5.244.716	14.951.651	16.252.880
2.01.05.02	Outros	5.244.716	14.951.651	16.252.880
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	64.402	528.204	3.952.268
2.01.05.02.04	Empréstimo compulsório	50.215	7.935	12.298
2.01.05.02.05	Adiantamento de clientes	501.572	511.582	469.892
2.01.05.02.06	Conta de consumo de combustível	301.471	941.285	1.369.201
2.01.05.02.07	Obrigações de ressarcimento	702.728	8.377.400	5.988.698
2.01.05.02.08	Previdência complementar	258.898	265.082	127.993
2.01.05.02.09	Encargos Setoriais	930.297	714.862	654.230
2.01.05.02.10	Concessões a pagar UPB	3.645	3.567	1.870
2.01.05.02.11	Instrumentos financeiros derivativos	26.573	262.271	185.031
2.01.05.02.12	Passivo financeiro - Concessões de Serviços Públicos	0	0	787.115
2.01.05.02.13	Créditos do Tesouro Nacional	0	39.494	131.047
2.01.05.02.14	Obrigações estimadas	1.174.679	1.288.713	1.173.678

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2014	Penúltimo Exercício 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 31/12/2012
2.01.05.02.15	Diversos	1.230.236	2.011.256	1.399.559
2.01.06	Provisões	32.082	23.654	28.695
2.01.06.02	Outras Provisões	32.082	23.654	28.695
2.01.06.02.04	Provisões para contingências	32.082	23.654	28.695
2.02	Passivo Não Circulante	68.499.189	51.396.788	49.352.870
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	36.293.939	32.039.062	26.754.712
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	34.607.594	30.506.522	25.292.871
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	24.673.394	20.278.508	15.994.529
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	9.934.200	10.228.014	9.298.342
2.02.01.02	Debêntures	434.191	205.878	68.015
2.02.01.03	Financiamento por Arrendamento Financeiro	1.252.154	1.326.662	1.393.826
2.02.02	Outras Obrigações	20.650.007	11.174.469	15.272.714
2.02.02.02	Outros	20.650.007	11.174.469	15.272.714
2.02.02.02.02	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	193.606	174.570	161.308
2.02.02.02.03	Empréstimo compulsório	469.459	358.905	321.894
2.02.02.02.05	Conta de consumo de combustível - CCC	474.770	455.455	2.401.069
2.02.02.02.06	Benefício Pós Emprego	2.001.268	1.218.688	2.774.791
2.02.02.02.07	Adiantamento de clientes	718.451	776.252	830.234
2.02.02.02.08	Concessões a pagar - Uso do Bem Público	59.815	60.904	71.180
2.02.02.02.09	Instrumentos financeiros derivativos	70.336	195.378	291.252
2.02.02.02.11	Fornecedor	10.047.367	791.293	0
2.02.02.02.12	Obrigações de ressarcimento	2.529.893	2.317.708	1.801.059
2.02.02.02.13	Encargos Setoriais	609.721	375.982	428.383
2.02.02.02.14	Contratos onerosos	1.130.201	3.244.335	5.155.524
2.02.02.02.15	Obrigações para desmobilização de ativos	1.314.480	1.136.342	988.490
2.02.02.02.16	Créditos do Tesouro Nacional	0	0	37.072
2.02.02.02.17	Outros	1.030.640	68.657	10.458
2.02.03	Tributos Diferidos	1.406.931	1.426.663	1.219.147
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	1.406.931	1.426.663	1.219.147

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2014	Penúltimo Exercício 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 31/12/2012
2.02.03.01.01	Imposto de renda e contribuição social	837.551	892.950	620.397
2.02.03.01.02	Imposto de renda e contribuição social	569.380	533.713	598.750
2.02.04	Provisões	10.148.312	6.756.594	6.106.297
2.02.04.02	Outras Provisões	10.148.312	6.756.594	6.106.297
2.02.04.02.04	Provisões contingências	8.950.364	5.695.104	5.100.389
2.02.04.02.05	Provisões operacionais	1.100.499	1.061.490	1.005.908
2.02.04.02.06	Provisões para passivos a descoberto em controladas	97.449	0	0
2.03	Patrimônio Líquido Consolidado	56.848.500	61.577.296	68.069.267
2.03.01	Capital Social Realizado	31.305.331	31.305.331	31.305.331
2.03.02	Reservas de Capital	26.048.342	26.048.342	26.048.342
2.03.02.01	Ágio na Emissão de Ações	3.384.310	3.384.310	3.384.310
2.03.02.07	Doações e subvenções	19.258.527	19.258.527	19.258.527
2.03.02.08	Outras reservas	3.405.505	3.405.505	3.405.505
2.03.04	Reservas de Lucros	2.259.039	5.656.915	12.583.861
2.03.04.01	Reserva Legal	2.233.017	2.233.017	2.233.017
2.03.04.02	Reserva Estatutária	26.022	2.989.936	9.916.882
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	0	433.962	433.962
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	42.947	68.368	208.672
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-3.116.108	-1.696.858	-2.273.587
2.03.09	Participação dos Acionistas Não Controladores	308.949	195.198	196.648

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Penúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	30.244.854	23.835.644	28.014.296
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-16.327.359	-12.110.694	-10.449.841
3.02.01	Energia comprada para revenda	-10.424.699	-5.515.206	-4.863.288
3.02.02	Encargos sobre uso da rede elétrica	-1.523.379	-1.555.257	-1.586.809
3.02.03	Combustível para produção de energia elétrica	-1.479.633	-1.492.368	-693.751
3.02.04	Construção	-2.899.648	-3.547.863	-3.305.993
3.03	Resultado Bruto	13.917.495	11.724.950	17.564.455
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-15.874.104	-16.926.617	-26.665.224
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-14.657.264	-17.104.385	-27.277.426
3.04.02.01	Pessoal, Material, Serviço	-8.485.373	-9.244.586	-7.670.823
3.04.02.06	Remuneração e Ressarcimento	-386.824	-405.809	-667.923
3.04.02.08	Depreciação e amortização-Imobilizado e Intangível	-1.777.296	-1.512.330	-1.688.961
3.04.02.09	Provisões operacionais	-1.861.707	-3.258.205	-4.971.221
3.04.02.10	Doações e contribuições	-251.415	-332.031	-379.002
3.04.02.11	Plano de readequação do quadro de pessoal	-219.299	-256.860	0
3.04.02.12	Perdas -Lei 12.783/2013	0	0	-10.085.380
3.04.02.13	Outros	-1.675.350	-2.094.564	-1.814.116
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	-1.216.840	177.768	612.202
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	-1.956.609	-5.201.667	-9.100.769
3.06	Resultado Financeiro	694.625	376.685	1.684.475
3.06.01	Receitas Financeiras	5.205.754	3.712.311	4.658.821
3.06.01.01	Receitas de juros, comissões e taxas	1.071.107	1.146.055	1.172.031
3.06.01.02	Receitas de aplicações financeiras	1.020.654	556.469	1.565.875
3.06.01.03	Acréscimo moratório sobre energia elétrica	323.300	305.404	230.597
3.06.01.04	Atualizações monetárias	346.141	454.634	720.816
3.06.01.05	Variações cambiais	295.553	539.059	460.559
3.06.01.06	Remuneração das Indenizações - Lei 12.783/13	1.018.952	441.024	211.532
3.06.01.07	Ganhos com Derivativos	382.614	0	0
3.06.01.08	Outras receitas financeiras	747.433	269.666	297.411

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Penúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012
3.06.02	Despesas Financeiras	-4.511.129	-3.335.626	-2.974.346
3.06.02.01	Encargos de dívidas	-3.365.085	-2.031.402	-1.420.938
3.06.02.02	Encargos de arrendamento mercantil	-279.716	-269.032	-412.152
3.06.02.03	Encargos sobre recursos de acionistas	-87.047	-189.967	-502.178
3.06.02.04	Variações cambiais	0	-238.938	0
3.06.02.05	Outras despesas financeiras	-779.281	-606.287	-639.078
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	-1.261.984	-4.824.982	-7.416.294
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-1.700.518	-1.366.678	490.642
3.08.01	Corrente	-82.483	-60.424	490.642
3.08.02	Diferido	-1.618.035	-1.306.254	0
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	-2.962.502	-6.191.660	-6.925.652
3.11	Lucro/Prejuízo Consolidado do Período	-2.962.502	-6.191.660	-6.925.652
3.11.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	-3.031.055	-6.186.948	-6.878.916
3.11.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	68.553	-4.712	-46.736
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)			
3.99.01	Lucro Básico por Ação			
3.99.01.01	ON	-2,24085	-4,57400	-5,12000
3.99.01.02	PNA	-2,24085	-4,57400	-5,12000
3.99.01.03	PNB	-2,24085	-4,57400	-5,12000

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado Abrangente**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Penúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012
4.01	Lucro Líquido Consolidado do Período	-2.962.502	-6.191.660	-6.925.652
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-1.417.304	576.729	-1.736.666
4.02.01	Ajustes acumulados de conversão	-42.279	38.909	11.780
4.02.03	Ajustes ganhos e perdas atuariais	-971.565	1.362.551	-2.370.677
4.02.04	IR/CSSL diferidos	-404.332	-463.267	806.030
4.02.05	Ajuste de hedge de fluxo de caixa	-12.320	-11.987	0
4.02.06	IR/CSSL diferidos	309	4.076	0
4.02.07	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	99.820	-244.465	-240.662
4.02.08	IR/CSSL diferidos	-33.939	83.118	81.825
4.02.09	Participação no resultado abrangente das coligadas e entidades com controle compartilhado	-464.478	-291.211	-37.818
4.02.10	IR/CSSL diferidos	411.480	99.005	12.856
4.03	Resultado Abrangente Consolidado do Período	-4.379.806	-5.614.931	-8.662.318
4.03.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	-4.448.359	-5.610.219	-8.615.582
4.03.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	68.553	-4.712	-46.736

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Penúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	5.192.461	9.329.354	13.349.925
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	1.789.216	-1.145.949	5.748.977
6.01.01.01	Resultado antes do IR e daCSSL	-1.261.984	-4.824.983	-7.416.292
6.01.01.02	Depreciação e amortização	1.777.296	1.511.564	1.688.961
6.01.01.03	Variações monetárias/cambiais líquidas	-1.038.232	-1.674.124	-1.512.778
6.01.01.04	Encargos financeiros	-109.124	496.700	366.185
6.01.01.05	Receita de ativo financeiro	-714.409	-552.106	-2.852.332
6.01.01.06	Resultado de equivalência patrimonial	1.216.839	-177.768	-612.201
6.01.01.07	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-122.662	-457.261	781.864
6.01.01.08	Provisão para contingências	3.655.627	1.399.321	579.851
6.01.01.09	Provisão para redução ao valor recuperável de ativos/ contrato oneroso	-1.651.055	503.992	2.695.077
6.01.01.10	Provisão para plano de readequação do quadro de pessoal	219.299	256.860	0
6.01.01.11	Provisão para perda com investimento	-313.672	142.622	187.741
6.01.01.12	Encargos da reserva global de reversão	308.167	347.949	367.741
6.01.01.13	Ajuste a valor presente/ valor de mercado	170.509	94.000	-162.562
6.01.01.14	Provisão para o ativo financeiro	-791.868	791.868	0
6.01.01.15	Participação Minoritária no resultado	-103.868	7.139	70.812
6.01.01.16	Encargos sobre recursos de acionistas	87.047	189.967	502.178
6.01.01.17	Efeitos - Lei 12.783/2013	0	0	10.085.380
6.01.01.18	Instrumentos financeiros - derivativos	-392.354	238.939	-103.863
6.01.01.20	Outras	853.660	559.372	1.083.215
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	4.225.499	1.972.913	5.614.558
6.01.02.01	Contas a receber	-441.152	413.625	-77.127
6.01.02.02	Títulos e valores mobiliários	2.366.099	404.758	4.664.758
6.01.02.03	Direito de Ressarcimento	2.991.052	-4.376.467	-4.204.250
6.01.02.04	Almoxarifado	133.229	-168.450	-95.585
6.01.02.05	Estoque de combustível nuclear	-150.590	-8.972	-17.950
6.01.02.06	Ativo financeiro - Concessões de serviço público	136.864	36.229	-338.966
6.01.02.07	Fornecedores	7.669.536	2.686.542	921.479

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Penúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012
6.01.02.09	Adiantamente de clientes	-53.898	-50.655	-47.733
6.01.02.10	Arrendamento mercantil	-67.166	50.191	104.492
6.01.02.11	Obrigações estimadas	-153.105	115.035	400.798
6.01.02.12	Obrigações de ressarcimento	-7.534.600	2.744.474	4.609.446
6.01.02.13	Encargos setoriais	29.997	8.231	65.410
6.01.02.14	Outros ativos e passivos operacionais	-700.767	118.372	-370.214
6.01.03	Outros	-822.254	8.502.390	1.986.390
6.01.03.01	Pagamento de encargos financeiros	-1.222.341	-1.305.876	-870.754
6.01.03.02	Pagto.de encargos da Reserva Global de Reversão	-216.209	-228.144	-257.580
6.01.03.03	Recebimento de Receita Anual Permitida	703.266	674.102	3.614.823
6.01.03.04	Recebimento de encargos financeiros	172.000	1.141.486	1.162.748
6.01.03.05	Pagato. IR e CSSL	-667.150	-650.161	-995.246
6.01.03.06	Recebto. de remuneração de investimento em part.societárias	106.232	513.607	632.621
6.01.03.07	Pagamento de previdência complementar	-387.296	-488.016	-308.011
6.01.03.08	Pagamento de contingências cíveis	-1.177.462	-920.002	-503.932
6.01.03.09	Recebimento de Indenizações do ativo financeiro	2.773.092	9.819.946	0
6.01.03.10	Depósitos judiciais	-906.386	-54.552	-488.279
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-10.637.002	-8.155.408	-10.857.514
6.02.01	Concessão de empréstimo e financiamentos	-255.379	-598.577	-536.879
6.02.02	Recebimento de empréstimo e financiamentos	506.264	1.999.115	1.068.623
6.02.04	Aquisição de ativo imobilizado	-2.801.858	-2.141.137	-3.737.167
6.02.05	Aquisição de ativo intangível	-117.046	-157.209	-121.713
6.02.06	Aquisição de ativos de concessão	-3.262.535	-3.413.719	-3.340.877
6.02.07	Aquisição/aporte de capital em participações societárias	-3.903.911	-3.555.414	-4.090.940
6.02.08	Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	-906.024	-396.467	-139.862
6.02.09	Fluxo de caixa líquido na aquisição de controlada	159.703	0	0
6.02.10	Outros	-56.216	108.000	41.301
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	3.254.036	-77.878	-3.100.740
6.03.01	Empréstimo e financiamento obtido a Longo prazo	7.410.882	6.050.558	3.243.151

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Penúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012
6.03.02	Pagamento de empréstimo e financiamento principal	-3.238.117	-2.480.439	-2.250.865
6.03.03	Pagamento e remuneração aos acionistas	-814.993	-4.189.708	-4.981.948
6.03.04	Pagamento de refin.de imp.e cont. principal	-103.785	-98.522	-110.755
6.03.05	Empréstimo compulsório e Reserva global de reversão	0	485.594	885.457
6.03.06	Outros	49	154.639	114.220
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-2.190.505	1.096.068	-608.329
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	3.597.583	2.501.515	3.109.844
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	1.407.078	3.597.583	2.501.515

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2014 à 31/12/2014**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	26.048.342	5.725.283	0	-1.696.858	61.382.098	195.198	61.577.296
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	26.048.342	5.725.283	0	-1.696.858	61.382.098	195.198	61.577.296
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-433.962	0	0	-433.962	0	-433.962
5.04.06	Dividendos	0	0	-433.962	0	0	-433.962	0	-433.962
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-25.421	-3.005.634	-1.419.250	-4.450.305	113.751	-4.336.554
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-3.031.055	0	-3.031.055	68.553	-2.962.502
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-25.421	25.421	-1.419.250	-1.419.250	45.198	-1.374.052
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-11.412	-11.412	0	-11.412
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-58.137	-58.137	0	-58.137
5.05.02.06	IR / CS Diferido s/ Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-26.482	-26.482	0	-26.482
5.05.02.07	Ajuste de Benefício pós Emprego	0	0	0	0	-407.875	-407.875	0	-407.875
5.05.02.08	Valor Justo de Instrumentos Financeiros para Venda	0	0	0	0	77.888	77.888	0	77.888
5.05.02.09	Ajuste de Controladas / Coligadas	0	0	0	0	-993.232	-993.232	1.946	-991.286
5.05.02.10	Ajuste de Avaliação Patrimonial	0	0	-25.421	25.421	0	0	0	0
5.05.02.11	Aquisição de Investimentos	0	0	0	0	0	0	43.252	43.252
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-2.963.914	3.005.634	0	41.720	0	41.720
5.06.01	Constituição de Reservas	0	0	67.141	-67.141	0	0	0	0
5.06.04	Absorção de Prejuízo	0	0	-3.031.055	3.031.055	0	0	0	0
5.06.05	Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	0	0	0	41.720	0	41.720	0	41.720
5.07	Saldos Finais	31.305.331	26.048.342	2.301.986	0	-3.116.108	56.539.551	308.949	56.848.500

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2013 à 31/12/2013**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	26.048.342	12.792.533	0	-2.273.587	67.872.619	196.648	68.069.267
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	26.048.342	12.792.533	0	-2.273.587	67.872.619	196.648	68.069.267
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	-867.924	0	-867.924	0	-867.924
5.04.06	Dividendos	0	0	0	-433.962	0	-433.962	0	-433.962
5.04.08	Dividendos adicionais	0	0	-433.962	0	0	-433.962	0	-433.962
5.04.09	Proposta dividendos adicionais - AGO	0	0	433.962	-433.962	0	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-140.304	-6.059.022	576.729	-5.622.597	-1.450	-5.624.047
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-6.186.949	0	-6.186.949	-4.712	-6.191.661
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-140.304	127.927	576.729	564.352	3.262	567.614
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-12.190	-12.190	0	-12.190
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	38.889	38.889	0	38.889
5.05.02.07	IR/CS diferido s/ outros result. Abrangentes	0	0	0	0	-277.069	-277.069	0	-277.069
5.05.02.10	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	0	0	0	0	-180.080	-180.080	0	-180.080
5.05.02.11	Ajuste de benefício pós emprego	0	0	0	0	609.151	609.151	0	609.151
5.05.02.12	Ajuste de Controladas/ Coligadas	0	0	0	0	398.028	398.028	3.262	401.290
5.05.02.13	Ajuste de avaliação patrimonial	0	0	-140.304	127.927	0	-12.377	0	-12.377
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-6.926.946	6.926.946	0	0	0	0
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	0	-739.997	739.997	0	0	0	0
5.06.04	Absorção de prejuízo	0	0	-6.186.949	6.186.949	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	31.305.331	26.048.342	5.725.283	0	-1.696.858	61.382.098	195.198	61.577.296

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2012 à 31/12/2012**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	26.048.342	20.811.430	0	-532.920	77.632.183	358.812	77.990.995
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	26.048.342	20.811.430	0	-532.920	77.632.183	358.812	77.990.995
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-272.057	-867.924	0	-1.139.981	0	-1.139.981
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-433.962	0	-433.962	0	-433.962
5.04.08	Dividendos adicionais	0	0	-706.019	0	0	-706.019	0	-706.019
5.04.09	Proposta dividendos adicionais - AGO	0	0	433.962	-433.962	0	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-12.243	-6.866.673	-1.740.667	-8.619.583	-162.164	-8.781.747
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-6.878.916	0	-6.878.916	-46.737	-6.925.653
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-12.243	12.243	-1.740.667	-1.740.667	-115.427	-1.856.094
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-197.844	-197.844	0	-197.844
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	11.780	11.780	0	11.780
5.05.02.07	IR/CS diferido s/ outros result. abrangentes	0	0	0	0	896.712	896.712	0	896.712
5.05.02.08	Ajuste de benefício pós emprego	0	0	0	0	-520.677	-520.677	0	-520.677
5.05.02.09	Ajuste de Controladas/ Coligadas	0	0	0	0	-1.930.638	-1.930.638	-115.427	-2.046.065
5.05.02.10	Ajuste de avaliação patrimonial	0	0	-12.243	12.243	0	0	0	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-7.734.597	7.734.597	0	0	0	0
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	0	-855.681	855.681	0	0	0	0
5.06.04	Absorção de prejuízo	0	0	-6.878.916	6.878.916	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	31.305.331	26.048.342	12.792.533	0	-2.273.587	67.872.619	196.648	68.069.267

DFs Consolidadas / Demonstração do Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Penúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012
7.01	Receitas	35.626.308	28.186.399	33.648.066
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	35.626.308	28.186.399	33.648.066
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-24.351.606	-21.591.054	-32.270.980
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-9.580.553	-10.454.785	-20.018.831
7.02.04	Outros	-14.771.053	-11.136.269	-12.252.149
7.02.04.01	Encargos setoriais	-1.005.014	-870.490	-1.723.889
7.02.04.02	Energia comprada para revenda	-10.424.699	-5.515.206	-4.863.288
7.02.04.03	Combustível para produção de energia elétrica	-1.479.633	-1.492.368	-693.751
7.02.04.04	Provisões Operacionais	-1.861.707	-3.258.205	-4.971.221
7.03	Valor Adicionado Bruto	11.274.702	6.595.345	1.377.086
7.04	Retenções	-1.777.296	-1.512.330	-1.688.961
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-1.777.296	-1.512.330	-1.688.961
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	9.497.406	5.083.015	-311.875
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	3.988.914	3.890.079	5.271.023
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	-1.216.840	177.768	612.202
7.06.02	Receitas Financeiras	5.205.754	3.712.311	4.658.821
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	13.486.320	8.973.094	4.959.148
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	13.486.320	8.973.094	4.959.148
7.08.01	Pessoal	5.609.320	6.650.154	5.112.213
7.08.01.01	Remuneração Direta	5.353.573	6.404.531	4.817.544
7.08.01.04	Outros	255.747	245.623	294.669
7.08.01.04.03	Plano de aposentadoria e pensão	255.747	245.623	294.669
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	6.076.958	4.846.943	3.419.239
7.08.02.01	Federais	6.076.958	4.846.943	3.419.239
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	4.762.544	3.667.657	3.353.348
7.08.03.01	Juros	4.511.129	3.335.626	2.974.346
7.08.03.03	Outras	251.415	332.031	379.002
7.08.03.03.01	Doações e contribuições	251.415	332.031	379.002
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	-2.962.502	-6.191.660	-6.925.652

DFs Consolidadas / Demonstração do Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Penúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013	Antepenúltimo Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012
7.08.04.01	Juros sobre o Capital Próprio	0	433.962	433.962
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	-3.031.055	-6.620.910	-7.312.878
7.08.04.04	Part. Não Controladores nos Lucros Retidos	68.553	-4.712	-46.736

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 2014 e de 2013
(Em milhares de Reais)

NOTA 1 - CONTEXTO OPERACIONAL

A 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.

Notas Explicativas



Além do controle de empresas de geração e/ou transmissão de energia elétrica, acima listadas, a Companhia detém o controle acionário direto de seis empresas distribuidoras de energia elétrica:

- Boa Vista Energia S.A. – Boa Vista;
- Companhia de Eletricidade do Acre – Eletroacre;
- Centrais Elétricas de Rondônia – Ceron;
- Companhia Energética de Alagoas – Ceal;
- Companhia Energética do Piauí – Cepisa; e
- CELG Distribuição S.A. – CELG D

Em 26 de setembro de 2014, a Eletrobras adquiriu o controle acionário da CELG Distribuição S.A. – CELG D. Maiores detalhes sobre a combinação de negócios estão divulgados na Nota 42.

A Companhia ainda detém o controle acionário da Amazonas Energia – AmE, não desverticalizada, atuando em Geração e Distribuição (vide Nota 15) e da Eletrobras Participações S.A – Eletropar. Adicionalmente, 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., da Centrales Hidroelectricas de Centroamerica S.A.- CHC e da Rouar S.A. (em regime de controle conjunto com a estatal uruguaiana Usinas y Transmisiones Eléctricas de Uruguay – UTE).

A Companhia é controladora indireta ou participa de forma minoritária direta ou indiretamente em diversas outras sociedades nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (vide Nota 15).

A comercialização da energia gerada está baseada em dois ambientes distintos de mercado, sendo um regulado (energia destinada às concessionárias de distribuição) e outro caracterizado por contratos livremente pactuados (mercado livre). A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, estabelece diferenciação entre energias provenientes de novos empreendimentos e de empreendimentos existentes, determinando a realização de leilões distintos para cada uma destas modalidades.

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).



Notas Explicativas

A Companhia atua, também, como agente de comercialização de energia elétrica da Itaipu Binacional e dos agentes participantes do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

A emissão dessas demonstrações financeiras consolidadas foi autorizada pelo Conselho de Administração, em 27 de março de 2015.

O novo regime econômico das concessões estabelecido pela Lei nº 12.783, aplicado às concessões de geração e transmissão da Companhia que foram prorrogadas, reduziram suas receitas correntes, desta forma, visando recuperar a capacidade de geração de caixa e a rentabilidade da Companhia, a Administração está colocando em prática um plano de ajuste composto por aumento de receitas e redução de custos. No que refere a aumento de receitas, busca a remuneração para os investimentos realizados com modernizações de usinas hidrelétricas e obtenção de tarifas para os investimentos realizados em sistemas de transmissão já existentes.

No contexto da redução de custos, destacam-se o Plano de Incentivo ao Desligamento - PID, (vide nota 29.2) abrangendo 5.439 empregados e a reestruturação do modelo de negócio societário, organizacional, de governança e gestão do Sistema Eletrobras. Esse plano, juntamente com a entrada em fase operacional de novas Usinas e Linhas de Transmissão, especialmente a UHE Santo Antonio, a UHE Jirau, a UHE Teles Pires e a UHE Belo Monte, além das Linhas de Transmissão do Madeira, visa proporcionar a recuperação da geração de caixa e da rentabilidade da Companhia.

NOTA 2 - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Eletrobras, por meio das suas empresas controladas, possui 44,156 GW* de capacidade instalada, 67,3 mil km* de linhas de transmissão e sete distribuidoras de energia que atendem cerca de 6,6* milhões de consumidores, sendo duas, Amazonas Energia e Eletrobras Distribuição Roraima, com atuação em sistemas isolados na região Norte do Brasil.

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:

Notas Explicativas**I – Concessões em Regime de O&M – renovadas - Lei 12.783/13**

- Geração de Energia Elétrica

Concessões em Regime de O&M - GERAÇÃO

Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)*	Vencimento
UHE Paulo Afonso I	BA	180	31/12/2042
UHE Paulo Afonso II	BA	443	31/12/2042
UHE Paulo Afonso III	BA	794	31/12/2042
UHE Paulo Afonso IV	BA	2.462	31/12/2042
UHE Apolônio Sales	BA	400	31/12/2042
UHE Luiz Gonzaga (Itaparica)	BA	1.480	31/12/2042
UHE Xingó	SE	3.162	31/12/2042
UHE Furnas	MG	1.216	31/12/2042
UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho	SP / MG	1.050	31/12/2042
UHE Marimbondo	SP / MG	1.440	31/12/2042
UHE Porto Colômbia	SP / MG	320	31/12/2042
UHE Funil	MG	216	31/12/2042
UHE Corumbá I	GO	375	31/12/2042
UHE Serra da Mesa	GO	1.275	12/11/2039
UHE Funil	BA	30	31/12/2042
UHE Pedra	BA	20	31/12/2042
UHE Boa Esperança	PI	237	31/12/2042
UHE Coaracy Nunes	AP	78	31/12/2042

- Transmissão de Energia Elétrica

Contrato	Titular	Prazo (anos)	Vencimento
057/2001	Eletrosul	30	31/12/2042
058/2001	Eletronorte	30	31/12/2042
061/2001	Chesf	30	31/12/2042
062/2001	Furnas	30	31/12/2043

Notas Explicativas



II – Principais Concessões em Regime de Exploração

• Geração de Energia Elétrica

Concessões em Regime de Exploração - GERAÇÃO			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
UHE Sobradinho	BA / PE	1.050,3	2022
UTE Camaçari	BA	346,8	2027
UHE Belo Monte	PA	11.233,1	2045
UHE Tucuruí	PA	8.535,0	2024
UHE Samuel	RO	216,8	2029
UTE Rio Madeira	RO	119,4	2018
UTE Santana	AP	177,7	2019
UTE Santarém	PA	14,8	2034
UTE Electron	AM	121,1	2020
UHE Dardanelos	MT	261,0	2042
UHE Mauá	PR	177,9	2042
UHE Teles Pires	PA / MT	1.819,8	2046
UHE Jirau ⁽⁹⁾	RO	3.750,0	2043
UTE Presidente Médici – Candiota I e II (2)	RS	446,0	2015
UTE Candiota III (3)	RS	350,0	2041
UHE Balbina	AM	277,5	2027
UHE Aparecida	AM	282,5	2020
UTE Mauá	AM	738,1	2020
UTE Mauá	AM	124,7	2020
UTE Santa Cruz	RJ	932,0	2015
UHE Mascarenhas de Moraes	MG	476,0	2023
UHE Itumbiara	MG / GO	2.082,0	2020
UHE Manso	MG	212,0	2035
UHE Simplício/Anta	RJ / MG	333,7	2041
UHE Peixe Angical	TO	498,8	2036
UHE Baguari	MG	140,0	2041
UHE Foz do Chapecó	Uruguai	855,0	2036
UTN Angra I	RJ	640,0	2024
UTN Angra II	RJ	1.350,0	2041
UTN Angra III	RJ	1.405,0	40 anos
UHE Piloto	PE	2,0	2015
UHE Araras	CE	4,0	2015
UHE Curemas	PA	3,5	2024
EOL São Pedro do Lago	BA	30,0	2046
EOL Pedra Branca	BA	30,0	2046
EOL Sete Gameleiras	BA	30,0	2046
EOL Caiçara I	CE	30,6	2047
EOL Junco I	CE	30,6	2047
EOL Junco II	CE	30,6	2047
EOL Caiçara II	CE	19,8	2047
Casa Nova	BA	180,0	2043
EOL Baraúnas I	BA	29,7	2049
Morro Branco I	BA	29,7	2049
Mussambê	BA	29,7	2049
Ventos de Santa Joana XI	PI	30,0	2049
Ventos de Santa Joana XVI	PI	30,0	2049
Ventos de Santa Joana X	PI	30,0	2049
Ventos de Santa Joana XIII	PI	30,0	2049
Ventos de Santa Joana XII	PI	30,0	2049
Ventos de Santa Joana XV	PI	30,0	2049
Ventos de Santa Joana IX	PI	30,0	2049
Acauã Energia S.A.	BA	12,0	2049
Arapapá Energia S.A.	BA	10,0	2049
Angical 2 Energia S.A.	BA	14,0	2049
Teiú 2 Energia S.A.	BA	14,0	2049
Caititú 2 Energia S.A.	BA	14,0	2049
Carcará Energia S.A.	BA	10,0	2049
Corrupião 3 Energia S.A.	BA	14,0	2049
Caititú 3 Energia S.A.	BA	14,0	2049
Papagaio Energia S.A.	BA	18,0	2049
Coqueirinho 2 Energia S.A.	BA	20,0	2049
Ventos de Santa Joana IV	PI	30,0	2049
Serra das Vacas I S.A.	PE	30,0	2049

Notas Explicativas



Concessões em Regime de Exploração - GERAÇÃO			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
Ventos de Santa Joana V	PI	30,0	2049
Serra das Vacas II S.A.	PE	30,0	2049
Serra das Vacas III S.A.	PE	30,0	2049
Serra das Vacas IV S.A.	PE	30,0	2049
Ventos de Santa Joana III	PI	30,0	2049
Ventos de Santa Joana I	PI	30,0	2049
Ventos de Santo Augusto IV	PI	30,0	2049
Ventos de Santa Joana VII	PI	30,0	2049
Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.	BA	24,0	2049
Banda de Couro S.A.	BA	29,7	2049
Baraúnas II S.A.	BA	21,6	2049
UHE Curuá-Una	PA	30,3	2028
UTE Rio Acre	AC	45,5	2018
UTE Rio Branco I	AC	18,7	2020
UTE Rio Branco II	AC	32,8	2020
UTE- Senador Arnon Afonso Farias	RR	86,0	2024
UTE Serra do Navio	SE	23,3	2037
UTE Capivara	SE	29,8	2037
Parque Eólico Miassaba 3	RN	68,5	2045
Parque Eólico Rei dos Ventos 3	RN	60,1	2045
UHE Passo São João	RS	77,0	2041
UHE São Domingos	MS	48,0	2037
PCH Barra do Rio Chapéu	SC	15,2	2034
PCH João Borges	SC	19,0	2035
PCH Coxilha Rica (4)	SC	18,0	2042
PCH Santo Cristo (3)	SC	19,5	2042
Coxilha Seca - Capão do Inglês	RS	10,0	2049
Coxilha Seca - Coxilha Seca	RS	30,0	2049
Coxilha Seca - Galpões	RS	8,0	2049
EOL Chuí I	RS	24,0	2047
EOL Chuí II	RS	22,0	2047
EOL Chuí IV	RS	22,0	2047
EOL Chuí V	RS	30,0	2047
EOL Chuí VI	RS	24,0	2047
EOL Chuí VII	RS	22,0	2047
EOL Chuí 09	RS	20,0	2049
Sant'ana do Livramento - Cerro Chato IV	RS	10,0	2047
Sant'ana do Livramento - Cerro Chato V	RS	12,0	2047
Sant'ana do Livramento - Cerro Chato VI	RS	24,0	2047
Sant'ana do Livramento - Cerro dos trindades	RS	8,0	2047
Sant'ana do Livramento - Ibirapuitã	RS	24,0	2047
Parque Hermenegildo - Verace 24	RS	22,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 25	RS	8,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 26	RS	16,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 27	RS	18,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 28	RS	14,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 29	RS	20,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 30	RS	20,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 31	RS	10,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 34	RS	16,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 35	RS	14,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 36	RS	24,0	2049
Santa Vitória do Palmar - Verace I	RS	20,0	2047
Santa Vitória do Palmar - Verace II	RS	20,0	2047
Santa Vitória do Palmar - Verace III	RS	26,0	2047
Santa Vitória do Palmar - Verace IV	RS	30,0	2047
Santa Vitória do Palmar - Verace V	RS	30,0	2047
Santa Vitória do Palmar - Verace VI	RS	18,0	2047
Santa Vitória do Palmar - Verace VII	RS	30,0	2047
Santa Vitória do Palmar - Verace VIII	RS	26,0	2047
Santa Vitória do Palmar - Verace IX	RS	30,0	2047
Santa Vitória do Palmar - Verace X	RS	28,0	2047
Megawatt Solar	SC	0,9	-
EOL Cerro Chato I	RS	30,0	2045
EOL Cerro Chato II	RS	30,0	2045
EOL Cerro Chato III	RS	30,0	2045
UTE São Jerônimo (2)	RS	20,0	2015

Notas Explicativas



Concessões em Regime de Exploração - GERAÇÃO			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
UTE Nutepa (2)	RS	24,0	2015
UTE Cidade Nova	AM	29,7	2015
UTE Iranduba	AM	66,6	2015
UTE Distrito	AM	51,3	2015
UTE São José	AM	73,4	2015
UTE Roberto Silveira	GO	30,0	2027
UHE Batalha	MG / GO	52,5	2041
UHE Retiro Baixo	MG	83,7	2041
Três Irmãos	Tietê	807,5	2044
Serra do Facão	RS	212,6	2036
Santo Antonio (Mesa)	RO	2.286,00	2043
Santo Antonio (Mesa)	RO	1.282,22	2043
Teles Pires	PA / MT	1.819,8	2046
Rei dos Ventos 1	RN	58,5	2045
Famosa 1	RN	22,5	2047
Pau Brasil	CE	15,0	2047
Rosada	RN	30,0	2047
São Paulo	CE	17,5	2047
Goiabeira	CE	19,2	2047
Bom Jesus	CE	18,0	2049
Cachoeira	CE	12,0	2049
Horizonte	CE	14,4	2047
Pitimbu	CE	18,0	2049
Jandaia	CE	28,8	2047
Jandaia 1	CE	19,2	2047
São Caetano	CE	25,2	2049
São Caetano 1	CE	18,0	2049
São Clemente	CE	19,2	2047
São Galvão	CE	22,0	2049
Camaúba I	RN	22,0	2049
Camaúba II	RN	18,0	2049
Camaúba III	RN	16,0	2049
Camaúba V	RN	24,0	2049
Cervantes I	RN	16,0	2049
Cervantes II	RN	12,0	2049
Punaú I	RN	24,0	2049
Arara Azul	RN	27,5	2049
Bentevi	RN	15,0	2049
Ouro Verde I	RN	27,5	2049
Ouro Verde II	RN	30,0	2049
Ouro Verde III	RN	25,0	2049
Santa Rosa	CE	20,0	2049
Uirapuru	CE	28,0	2049
Ventos de Angelim	CE	24,0	2049
Serra do Mel I	RN	28,0	2049
Serra do Mel II	RN	28,0	2049
Serra do Mel III	RN	28,0	2049
Itaguaçu da Bahia	BA	28,0	2049
Ventos de Santa Luiza	BA	28,0	2049
Ventos de Santa Madalena	BA	28,0	2049
Ventos de Santa Marcella	BA	28,0	2049
Ventos de Santa Vera	BA	28,0	2049
Ventos de Santo Antônio	BA	28,0	2049
Ventos de São Bento	BA	28,0	2049
Ventos de São Cirilo	BA	28,0	2049
Ventos de São João	BA	28,0	2049
Ventos de São Rafael	BA	28,0	2049
São Januário	CE	19,2	2047
Ubatuba	CE	12,6	2047
Nsa Sra de Fátima	CE	28,8	2047
Pitombeira	CE	27,0	2047
Santa Catarina	CE	16,0	2047
UHE Jirau	RO	3.750,0	2043
UHE Sinop	MT	400,0	2049
UHE São Manoel	PA	700,0	2049
Brasventos Eolo		58,5	2042

(1) Em setembro/2013, a Companhia deu início à sua operação, estando atualmente em funcionamento com 20 unidades geradoras, com 75 MW, de um total de 50 unidades geradoras.

(2) Contrato de concessão nº67, Aneel

(3) Em fase de licença de Instalação, início da operação 22 meses após emissão da Licença de Instalação

(4) Início de construção e operação indefinido em função de parecer negativo do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional

Notas Explicativas**III – Concessões em Regime de O&M sem renovação**

Geradoras sob Administração especial nos termos da Lei nº 12.783/2013 sem renovação			
Concessões em Regime de O&M			
Concessões/Permissões	Capacidade Instalada (MW) (*)	Ano de Vencimento	Ano de Vencimento
Dona Rita	2,41	06.2013	(1)
Sinceridade	1,42	04.2013	(1)
Neblina	6,47	04.2013	(1)

(1) Sob a responsabilidade de Furnas até a conclusão de nova licitação para concessão das PCHs.

Notas Explicativas



- Transmissão de Energia Elétrica

Empreendimento	Estado	Prazo (anos)	Vencimento
- LT Teresina II - Sobral - Fortaleza, em 500 kv	PI/CE	30	2034
- LT Colinas - Miracema - Gurupi - Peixe Nova - Serra da Mesa II, em 500kv	TO/GO	30	2036
- LT Oriximiná - Silves - Lechunga (Am) em 500 kv	PA/AM	30	2038
- LT Coletora Porto Velho / Araraquara II, em 600kv	RO/SP	30	2039
- LT São Luiz II - São Luiz III, em 239 kv	MA/CE	30	2040
- LT Ceará-Mirim II - João Câmara III, em 500kv / LT Ceará-Mirim II - Campina Grande III, em 500kv/ LT Ceará-Mirim II - Extremoz II, em 230kv / LT Campina Grande III - Campina Grande II, em 230kv.	RN/PB	30	2041
- LT Luiz Gonzaga - Garanhuns, em 500kv / LT Garanhuns - Campina Grande III, em 500kv / LT Garanhuns - Pau Ferro, em 500kv / LT Garanhuns - Angelim I, em 230kv.	AL/PE/PB	30	2041
- Linha de transmissão Camaçari IV/Pirajá (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 45 km e Linha de transmissão Pituáçu/Pirajá (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 5 km.	BA	30	2042
- Linha de transmissão Eunápolis/Teixeira de Freitas II, circuito 1 (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 144 km e Subestação Teixeira de Freitas II, em 230/138 kV (BA).	BA	30	2038
- Linha de transmissão Russas/Banabuiú C2 (CE), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 110 km; Linha de transmissão Touros/Ceará Mirim II (RN), em 230 kV, em circuito simples, com extensão	CE / RN	30	2042
- Linhas de transmissão Paraíso/Açu II (RN), em 230 kV, circuito 3, com extensão aproximada de 123 km, Açu/Mossoró II (RN), em 230 kV, circuito 2, com extensão aproximada de 69 km e João Câmara/Extremoz II	RN	30	2040
- Linha de transmissão Paraíso/Lagoa Nova (RN), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 65 km, e Subestação Lagoa Nova, em 230/69 kV (RN).	RN	30	2041
- Linha de transmissão Teresina II/Teresina III (PI), em 230 kV, em circuito duplo, com extensão aproximada de 26 km, e Subestação Teresina III, em 230/69 kV (PI).	PI	30	2041
- Linha de transmissão Camaçari IV/Sapeaçu (BA), em 500 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 105 km.	BA	30	2041
- Linha de transmissão Igaporã III/Pindaí II (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 46 km; Linha de transmissão Igaporã III/Igaporã II C1 e C2 (BA), em 230 kV, em circuito simples, com	BA	30	2042
- Linha de transmissão Jardim/Nossa Senhora do socorro (SE), em 230 kV, em circuito duplo, com extensão aproximada de 1,3 km; Linha de transmissão Messias/Maceió II (AL), em 230 kV, em circuito duplo, com	SE / AL / BA	30	2042
- Linha de transmissão Morro do Chapéu/Irecê (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 65 km, e Subestação Morro do Chapéu, em 230/69 kV (BA).	BA	30	2041
- Linha de transmissão Paraíso/Açu II (RN), em 230 kV, com extensão de 132,8 km.	RN	30	2037
- Linha de transmissão Recife II/Suape II (PE), em 500 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 44 km.	PE	30	2041
- Linha de transmissão Sapeaçu/Santo Antônio de Jesus (BA), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 32 km.	BA	30	2041
- Linhas de transmissão Sobral III/Acaraú II (CE), em 230 kV, C2, com extensão aproximada de 97 km, e Subestação Acaraú II, em 230 kV (CE).	CE	30	2040
- Subestação Arapiraca III, em 230/69 kV (AL), e linha de transmissão, em circuito duplo, Rio Largo II/Penedo, em 230 kV, com extensão aproximada de 44 km.	AL	30	2040
- Linha de transmissão Eunápolis/Teixeira de Freitas II, circuito 2 (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 144 km.	BA	30	2039
- Linha de transmissão Funil/Itapebi (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 198 km.	BA	30	2037
- Linha de transmissão Ibicoara/Brumado (BA), em 230 kV, com extensão aproximada de 94,5 km.	BA	30	2037
- Linhas de transmissão Igaporã/Bom Jesus da Lapa II (BA), em 230 kV, C1, com extensão aproximada de 115 km, e Subestação Igaporã, em 230 kV (BA).	BA	30	2040
- Linhas de transmissão Pau Ferro/Santa Rita II (PE/PB), em 230kV, com extensão aproximada de 109 km .	PE / PB	30	2039
- Subestação Camaçari IV em 500 kV(BA)	BA	30	2040
- Subestação Ibiapina, em 230/69 kV (CE).	CE	30	2041
- Subestação Mirueira II, em 230/69 kV (PE) - 300MVA e Subestação Jaboatão II, em 230/69 kV (PE)- 300MVA.	PE	30	2042
- Subestação Suape II em 500 kV(PE)	PE	30	2039
- Linha de transmissão Jardim/Penedo (SE/AL), em 230 kV, com extensão aproximada de 110 km.	SE / AL	30	2038
- Linha de transmissão Milagres/Coremas (CE/PB), em 230 kV, com extensão de 119,8 km.	CE / PB	30	2035

Notas Explicativas



Empreendimento	Estado	Prazo (anos)	Vencimento
- Linha de transmissão Milagres/Tauá (CE), em 230 kV, com extensão de 208,1 km e Subestação Tauá (CE), em 230 kV.	CE	30	2035
- Linha de transmissão Picos/Tauá (PI/CE), em 230 kV, com extensão aproximada de 183 km.	PI / CE	30	2037
- Linha de transmissão Pirapama/Suape III, com extensão de 41,8 km; e Subestação Suape III, em 230/69 kv (PE)	PE	30	2039
- Linhas de transmissão e Paulo Afonso III/Zebu (AL), em 230kV, com extensão de 10,8 km	BA / AL	30	2039
- Subestação Ibicoara em 500/230 kV(PE)	BA	30	2037
- Subestação Pólo, em 230/69 kV (BA).	BA	30	2040
Expansão da Interligação Sul - Sudeste	PR/ SP	30	2031
LT 230 kV - SE Ribeiro Goncalves / SE Balsas	PI / MA	30	2039
LT 230 kV - SE São Luis II / SE São Luis III	MA	30	2038
34 subestações de transmissão, 1 conversora de frequência e 9.838,33 Km de linhas de transmissão em 525 kv, 230kv e 138 kv.	-	30	2042
Substação Missões em 230/69 kv	-	30	2039
SE Ivinhema 2 230/138 kV com 2x150 MVA (ampliação)	-	30	2044
LT 230 kV Coletora Porto Velho/Porto Velho "C" 1 - 22km	RO	30	2039
LT 230 kV Coletora Porto Velho/Porto Velho "C" 2 - 22km	RO	30	2039
LT 230 kV Monte Claro/Garibaldi 33,5km	RS	30	2040
LT 230 kV Presidente Médice/Santa Cruz 1 - 237,4km	RS	30	2038
LT 500 kv - LT Jorge Teixeira/ LT Lechuga, Circuito Duplo	AM	30	2040
LT 500 kv - LT Presidente Dutra-São Luis II / SE Miranda II	MA	30	2039
LT 525 kv Campos Novos/Blumenau 357,8km e substação Biguaçu 525 Kv	SC	30	2035
LT 525 kv Campos Novos/Nova Rita 257,43 km e Módulos na SE Nova Santa Rita e SE Campos Novos	SC,RS	30	2036
LT 525 kv Ivaiporã/Cascavel D' oeste 203,4km	PR	30	2034
LT 525 kv Salto Santiago/Ivaiporã 168,5km	PR	30	2034
LT Bom Despacho 3 – Ouro Preto 2 – 500 kv	MG	30	2039
LT coletora 500/230 Kv Porto Velho/Porto Velho e duas conversoras CA/CC/CA back to back em 400 MW	RO	30	2039
LT Macaé – Campos C3	RJ	30	2035
LT Mascarenhas – Linhares 230 kV – CS SE Linhares – 230/138 kv	ES	30	2040
LT Tijuco Preto – Itapeti – Nordeste 345 kv	SP	30	2036
LT 345 kv Furnas – Pimenta 2, 62,7kv	MG	30	2035
LT 500 kv Rio Verde Norte – Trindade (193 km) / LT 230 kv Trindade – Xavantes (37 km) / LT 230 kv Trindade – Carajás (29 km)	GO	30	2040
LT Coletora Porto Velho – Araraquara 2 (2.375 km) / Estação retificadora nº 2 CA/CC, em 500/±600 kv – 3.150 MW - Estação Inversora nº 02 CC/CA, em ±600/500 kv – 2.950 MW	RO	30	2039
LT 230 kv Serra da Mesa - Niquelândia 100 km	GO	30	2039
LT 230 kv Niquelândia – Barro Alto 88 km			
LT 230 kv CS Barra dos Coqueiros – Quirinópolis 52 km			
LT 230 kv CD Chapadão – Jataí 256 km			
LT 230 kv CS Palmeiras – Edéia 60 km			
LT 138 kv CS Jataí – Mineiros 65 km			
LT 138 kv CS Mineiros - Morro Vermelho 60 km			
LT 138 kv CS Jataí - UTE Jataí 51 km	-	30	2039
LT 138 kv CS Jataí - UTE Perolândia			
LT 138 kv CS Mineiros - UTE Água Emendada			
LT 138 kv CS Morro Vermelho - Alto Taquari 31 km			
LT 138 kv CS Edéia - UTE Tropical Bioenergia I 49 km			
2 LT 500 kv no seccionamento da LT Campinas – Ibiúna e a SE Itatiba 500/138 kv	SP	30	2039
LT 230 kv Irapé – Araçuaí 2	MG	30	2035

Notas Explicativas



Empreendimento	Estado	Prazo (anos)	Vencimento
LT 345 kV Montes Claros – Irapé	MG	30	2034
LT 345 kV Itutinga – Juiz de Fora	MG	30	2035
Consórcio Caldas Novas - Ampliação da Subestação da Usina de Corumbá 345/138 kV (150 MVA) de propriedade de Furnas	-	30	2041
SE Niquelândia 230/69 kV	-	30	2042
LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas	-	30	2043
LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia	-	30	2043
LT 500 kV Luziânia - Pirapora (967 km)	-	30	2043
LT 500 kV Marimondo II - Assis, CS (296,5 km)	-	30	2043
LT 500 kV Brasília Leste - Luziânia - C1 e C2	-	30	2043
LT 230 kV Brasília Geral-Brasília Sul - C3	-	30	2043
LT 345 kV Brasília Sul - Samambaia - C3 (94,5 km)	-	30	2043
LT 500 kV Itatiba - Bateias	-	30	2044
LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba	-	30	2044
LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias (847 km)	-	30	2044
LT 230 kV Barro Alto - Itapaci, C2 (69 km)	-	30	2044
LT-CC ±800 kV (2.092 km) - Estação Conversora Xingu ±800 kV 4.000 MW e Estação Conversora Estreito ±800 kV 3.850 MW.	-	30	2044
LT Xavantes – Pirineus, CS, em 230 Kv	GO	30	2041
SE - Caxias 6 (330 MVA) 230/69 Kv	RS	30	2040
SE - Foz do Chapecó (100 MVA) 230/138 Kv	SC	30	2041
SE - Ijuí 2 230/69Kv	RS	30	2040
SE - Lageado Grande (83 MVA) 230/69 Kv (ampliação)	RS	30	2040
SE - Nova Petrópolis 2 (166 MVA) 230/69 Kv	RS	30	2040
SE Zona Oeste (Transformador 500/138 kV)	RJ	30	2042
Subestação Natal III, em 230/69kV (RN) Linha de transmissão Natal II/Natal III, com 23 km	RN	30	2039
Subestação Santa Rita II, em 230/69kV (PB)	PB	30	2039
Subestação Zebu, em 230/69kV (AL)	AL	30	2039
LT 230Kv Campos Novos - Santa Marta	SC/RS	30	2032
LT 525kv Ivaiporã - Londrina	PR	30	2035
LT Coletora Porto Velho (RO) - Araraquara 2 (SP), ±600 kV com 2.375 Km	RO/SP	30	2039
LT 230kv Cascavel Oeste - Umuarama	PR	30	2042
LT 525kv Curitiba - Curitiba Leste	PR	30	2042
LT 230 kv Santo Ângelo-Maçambará; LT Pinhalzinho-Foz do Chapecó, circuito simples,C1; LT Pinhalzinho-Foz do Chapecó, circuito simples, C2.	-	30	2044
Construtora da LT Coletora Porto Velho - Araraquara 2, montagem e serviços associados.	RO/SP	-	-
LT 230 kv Nova Santa Rita - Camaquã 3; LT 230Kv Camaquã 3 - Quinta; LT 525kv Salto Santiago - Itá; LT 525kv Itá - Nova Santa Rita.	RS	30	2042
LT 525 kv Nova Santa Rita - Povo Novo; LT 525Kv Povo Novo - Marmeleiro; LT 525kv Marmeleiro - Santa Vitória do Plamar; Seccionamento da LT 230 kv Camaquã 3.	RS	30	2042
Transmissão Rede Básica	Diversos	30	2042
SE Nobres 230/138 kV	MG	30	2041
SE Miramar 230/69 kv	Amazonas e Roraima	30	2041
SE Lucas do Rio Verde 230/ 138 kV	Mato Grosso	30	2031
LT Lechuga - Jorge Teixeira, C3, 230 kV, 3x150 MVA	Amazonas	30	2043
Estação Retificadora n° 01 CA/CC, 800/+ 600kV - 310Mw e Estação Inversora n° 01 CC/CA +- 600/500kV - 2950MW	RO/SP	30	2039
Linha de Transmissão Porto Velho - Abunã (RO), Rio Branco (AC), com 487 Km de extensão e 230 kV	Diversos	30	2039
LT 230 kV Rio Branco I -- Feijó; LT 230 kV Feijó - Cruzeiro do Sul; SE 230/69 kV Feijó - (3+1R) x 10 MVA; SE 230/69 kV Cruzeiro do Sul - (6+1R) x 10 MVA	AC	30	2034
LT Coxipó-Cuiabá- Rondonópolis (MT), em 230 kV com 193 Km e SE Seccionadora Cuiabá	MT	30	2034
LT Jauru-Juba (MT) e Maggi - Nova Mutum (MT), ambas em 230 kV e com 402 km, SE Juba e SE Maggi - 230/138 kV	MT	30	2038
LT Colinas-Miracema-Gurupi-Peixe Nova Serra da Mesa 2 (TO/GO), em 500 kV com 695 Km SE Serra da mesa 2 e SE Peixe 2	TO/GO	30	2036
LT Jaurú - Cuiabá (MT), com 500 kv e com 348 Km e SE Jaurú, com 500/230 kV	MT	30	2039
LT Oriximiná - Silves - Lechuga (PA/AM), em 500 kV, com 586 Km, SE Silves 500/138kv e SE Cariri 500/230 kv	PA/AM	30	2038
LT Coletora Porto Velho (RO) - Araraquara 2 (SP), ±600 kV com 2.375 Km	RO/SP	30	2039
Empresa constituída para construção do empreendimento da Norte Brasil Transmissora de Energia S/A	-	30	-
Empresa constituída para construção do empreendimento da Manaus Transmissora de Energia S/A	-	30	-
LT Porto Velho - Samuel - Ariqueemes - Ji-Paraná - Pimenta Bueno - Vilhena (RO), Jaurú (MT), com 987 Km, 230 kV	RO/MT	30	2039
LT Xingu - Estreito - Pará (PA) a Minas Gerais (MG), em 800 kV com 2.093 km.	PA/MG	30	2044
LT Lechuga (AM) - Equador - Boa Vista (RR), com 500 kV e com 715 km, e SE Equador 500kv, SE Boa Vista 500/230 kv	AM/RR	30	2032

Notas Explicativas



Os prazos de vencimento das concessões irão ocorrer em diversas datas, havendo concentração nos anos de 2037 a 2042, após as prorrogações de grande parte das concessões da Companhia, nos termos da Lei 12.783/2013.

- Distribuição de Energia

Concessões em Regime de Exploração - DISTRIBUIÇÃO

Concessões/ Permissões	Região Geográfica	Municípios atendidos (*)	Vencimento da Concessão
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
CELG Distribuição S.A.	Estado de Goiás	237	2015

(*) Não auditado pelos auditores independentes

2.1. Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica

Permanecem sem homologação pelo Poder Concedente as indenizações relacionadas a certos ativos das concessões prorrogadas nos seguintes montantes:

Geração	31/12/2014 e 31/12/2013					TOTAL
	Chesf	Eletronorte	Eletrosul	Furnas	CGTEE	
Modernizações e melhorias	487.822	-	-	995.718	-	1.483.540
Geração térmica	-	186.355	-	673.030	356.937	1.216.322
Transmissão	-	-	-	-	-	-
Modernizações e melhorias (RBNI)	289.676	-	-	552.138	-	841.814
Rede básica - serviços existentes (RBSE)	1.187.029	1.732.910	513.455	3.977.922	-	7.411.316
Total	1.964.527	1.919.265	513.455	6.198.808	356.937	10.952.992

Até que ocorra a homologação dos valores destas indenizações pelo Poder Concedente, tais valores não sofrerão atualização monetária, sendo mantidos pelo custo histórico.

Através das Resoluções Normativas 589 e 596, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, para fins de indenização, definiu os critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR) para os ativos de transmissão existentes em 31 de maio de 2000 ainda não depreciados (RBSE) e os critérios e procedimentos para cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, de aproveitamentos hidrelétricos, cujas concessões foram prorrogadas ou não, nos termos da Lei nº 12.783.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, as controladas Eletrosul e Eletronorte, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL número 589, de 10/12/2013, apresentaram à ANEEL, seus laudos de avaliação dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000 ("Laudo de Avaliação"), para fins do processo de indenização das instalações da denominada Rede Básica Sistema Existente - RBSE prevista no Artigo 15, §2º da Lei 12.783/13, nos montantes de R\$ 1.061.000 e R\$ 3.547.000, respectivamente.



Notas Explicativas

O valor residual contábil dos ativos afetados da controlada CGTEE pelas mudanças promovidas no ambiente regulatório correspondem a R\$ 402.848, em 31 de dezembro de 2014, o valor estimado de indenização pelo Valor Novo de Reposição - VNR é de, aproximadamente, R\$ 424.722, determinado pela administração a partir de suas melhores estimativas e interpretações do Decreto 7.805/2012, podendo a referida estimativa sofrer alterações até a homologação final dos ativos indenizáveis. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

A controlada Furnas, em 23 de dezembro de 2014, comunicou a ANEEL a nova data de entrega do laudo de avaliação tendo como nova previsão a data de 31 de março de 2015.

O excesso entre os valores pleiteados nos referidos laudos de avaliação dos ativos de transmissão e os valores contabilizados não foi reconhecido nas demonstrações financeiras consolidadas, pois estão sujeitos à aprovação pela ANEEL.

2.2. Prorrogação das concessões de distribuição

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 a data de apresentação dessas demonstrações financeiras não foram regulamentados os critérios de prorrogação desses contratos pelo Poder Concedente 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 atuais condições, dependendo de diversos critérios que serão analisados pelo Poder Concedente. Há previsão de indenização dos ativos não amortizados ao final da concessão.

NOTA 3 – 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 do Sistema Eletrobras. Aquelas transações, divulgações ou saldos que requerem maior nível de julgamento, que possuem maior complexidade e para as quais premissas e estimativas são significativas, estão divulgadas na Nota 4.

Notas Explicativas



As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos e alguns ativos vinculados a concessões que foram mensurados pelo valor novo de reposição – VNR (geradoras e transmissoras) ou pela Base de Remuneração Regulatória – BRR (distribuidoras). O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas na data das transações.

Essas demonstrações financeiras são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia e de suas controladas, coligadas e controladas em conjunto. Todas as informações financeiras apresentadas em Real foram arredondadas para milhares, exceto quando indicado de outra forma.

(a) Demonstrações financeiras individuais e consolidadas

As demonstrações financeiras da Companhia compreendem as demonstrações financeiras individuais da controladora, identificadas como Controladora, e as demonstrações financeiras consolidadas, identificadas como Consolidado, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRSs”) emitidas pelo *International Accounting Standards Board (IASB)*. As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRSs não requerem apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelo IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações financeiras.

Nas demonstrações financeiras individuais, as controladas são contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial.

Como não existe diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da controladora, constantes nas demonstrações financeiras consolidadas e o patrimônio líquido e resultado da controladora, constantes nas demonstrações financeiras individuais a Companhia optou por apresentar essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

(b) Mudanças nas políticas contábeis e divulgações**(b.1) Normas novas e revisadas adotadas sem efeitos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas****IAS 36 – Redução no valor recuperável de ativo (alteração)**

A Companhia aplicou as alterações do IAS 36/ CPC 01 (R1) pela primeira vez no exercício atual. As alterações retificam algumas consequências não intencionais das consequentes alterações ao IAS 36 decorrentes do IFRS 13. As alterações (a) alinham os requisitos de divulgação com a intenção do IASB e reduzem as circunstâncias em que é exigido o valor recuperável de ativos ou unidades geradoras de caixa a serem divulgados, (b) exigem a divulgação adicional sobre a mensuração do valor justo quando o valor recuperável dos ativos que apresentaram perda é baseado no valor justo menos os custos de alienação, e (c) apresentam uma exigência explícita de divulgar a taxa de desconto utilizada na determinação de *impairment* (ou reversões), onde o valor recuperável, com base no valor justo menos os custos de alienação, é determinado usando uma técnica de valor presente.

A aplicação dessas alterações não gerou impacto material nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

IAS 27/CPC 35 (R2) – Demonstrações separadas

A alteração reestabelece o método de equivalência patrimonial como uma opção de avaliação dos investimentos em controladas, empreendimentos controlados em conjunto e coligadas em demonstrações financeiras individuais conforme descrito no IAS 28 – Investimento em coligadas. Essa alteração tem adoção obrigatória para períodos anuais iniciados em ou após 01 de janeiro de 2016, com adoção antecipada permitida. A Companhia optou por adotar antecipadamente.

(b.2) Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas e ainda não adotadas(*)

O *International Accounting Standards Board – IASB* publicou ou alterou os seguintes principais pronunciamentos, orientações ou interpretações contábeis, cuja adoção obrigatória deverá ser feita em períodos subsequentes:

Aplicáveis em ou a partir de 01 de janeiro de 2015:

IFRS 9 (novo pronunciamento) – introduz novos requerimentos de classificação e mensuração de ativos financeiros.

Modificação as IFRS 9 e IFRS 7 – Data de aplicação mandatória da IFRS 9 e divulgações de transição.

Modificações à IAS 19 (CPC 33) – Benefícios a Empregados.

(*) Essas alterações ainda não foram homologadas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis.

Notas Explicativas

Modificações às IFRSs – Ciclos de Melhorias Anuais 2010-2012.

Modificações às IFRSs – Ciclos de Melhorias Anuais 2011-2013.

A Companhia está procedendo sua análise sobre os impactos desses novos pronunciamentos ou alterações em suas demonstrações financeiras.

Aplicável em ou a partir de 01 de janeiro de 2016:

Revisão IAS 16 e IAS 38 – a modificação tem o propósito de incluir informações sobre o conceito de expectativa futura de redução no preço de venda e esclarecer sobre o método de depreciação baseado na receita gerada por uma atividade.

Revisão IFRS 11 – a alteração requer que o adquirente de uma participação em operação conjunta que constitui um negócio, conforme definido no IFRS 3, aplique os princípios do IFRS 3, exceto aqueles que entram em conflito com o IFRS 11.

Revisão IFRS 10 e IAS 28 – Esclarece que em uma transação entre investidor e associado ou *joint venture*, o reconhecimento do ganho ou perda depende se os bens vendidos ou contribuídos constituem um negócio.

Revisão IAS 1 – Esclarecimentos sobre o processo julgamental de divulgações das Demonstrações Financeiras.

Modificações às IFRSs – Ciclos de Melhorias Anuais 2012-2014

A Companhia está procedendo sua análise sobre os impactos desses novos pronunciamentos ou alterações em suas demonstrações financeiras.

Aplicável em ou a partir de 01 de janeiro de 2017:

IFRS 15 (novo pronunciamento) – especifica como e quando será feito o reconhecimento assim como requer que a entidade forneça aos usuários das demonstrações financeiras informações mais informativas e relevantes.

A Companhia está procedendo sua análise sobre os impactos desse novo pronunciamentos em suas demonstrações financeiras.

Aplicável em ou a partir de 01 de janeiro de 2018:

IFRS 9 – Instrumentos Financeiros – tem como objetivo substituir o IAS 39 – Instrumentos Financeiros – Reconhecimento e Mensuração e estabelecer princípios para divulgação de ativos e passivos financeiros, bem como adicionar novo modelo de *impairment* e alterações quanto à classificação e mensuração dos ativos financeiros.

A Companhia está procedendo sua análise sobre os impactos desses novos pronunciamentos ou alterações em suas demonstrações financeiras.



Notas Explicativas

3.2. Bases de consolidação e investimentos em controladas

As seguintes políticas contábeis são aplicadas na elaboração das demonstrações financeiras consolidadas que incluem as participações societárias da Companhia e suas controladas.

Nas demonstrações financeiras consolidadas as informações financeiras das controladas e dos empreendimentos controlados em conjunto, assim como das coligadas, são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial e são, inicialmente, reconhecidas pelo seu valor de custo e em seguida ajustados para fins de reconhecimento da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da coligada.

Quando necessário, as demonstrações financeiras das controladas, controladas em conjunto e coligadas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis àquelas adotadas pela Companhia.

As controladas, controladas em conjunto e coligadas estão substancialmente domiciliadas no Brasil.

(a) Controladas

Controladas são todas as entidades nas quais o Sistema Eletrobras detém o controle. O Sistema Eletrobras controla uma entidade quando está exposto ou tem direito a retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade. As controladas são totalmente consolidadas a partir da data em que o controle é transferido para o Sistema Eletrobras. A consolidação é interrompida a partir da data em que o Sistema Eletrobras deixa de ter o controle.

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas.

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.

Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre as empresas da Companhia são eliminados integralmente nas demonstrações financeiras consolidadas.

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 acionistas não controladores no patrimônio líquido e na demonstração do resultado das empresas investidas consolidadas.

Notas Explicativas



A Companhia utiliza os critérios de consolidação integral, conforme descrito no quadro abaixo. A participação é dada sobre o capital total da controlada.

<u>Controladas</u>	<u>31/12/2014</u>		<u>31/12/2013</u>	
	Participação		Participação	
	<u>Direta</u>	<u>Indireta</u>	<u>Direta</u>	<u>Indireta</u>
Amazonas Energia	100%	-	100%	-
Boa Vista Energia	100%	-	100%	-
Ceal	100%	-	100%	-
CELG- D (2)	51%	-	-	-
Cepisa	100%	-	100%	-
Ceron	100%	-	100%	-
CGTEE	100%	-	100%	-
Chesf	100%	-	100%	-
Eletoacre	94%	-	94%	-
Eletronorte	99%	-	99%	-
Eletronuclear	100%	-	100%	-
Eletropar	84%	-	84%	-
Eletrosul	100%	-	100%	-
Furnas	100%	-	100%	-
Chuí IX	-	99,99%	-	-
Coxilha Seca	-	99,99%	-	-
Estação Transmissora (1)	-	-	-	100%
Hermenegildo I	-	99,99%	-	-
Hermenegildo II	-	99,99%	-	-
Hermenegildo III	-	99,99%	-	-
Linha Verde Transmissora (3)	-	100%	-	-
Uirapuru	-	75%	-	75%
Complexo Eólico Pindaí I (4)				
Acauã Energia S.A.	-	99,93%	-	-
Angical 2 Energia S.A.	-	99,96%	-	-
Arapapá Energia S.A.	-	99,90%	-	-
Caititu 2 Energia S.A.	-	99,96%	-	-
Caititu 3 Energia S.A.	-	99,96%	-	-
Carcará Energia S.A.	-	99,96%	-	-
Corrupião 3 Energia S.A.	-	99,96%	-	-
Teiú 2 Energia S.A.	-	99,95%	-	-
Complexo Eólico Pindaí II (4)				
Coqueirinho 2 Energia S.A.	-	99,98%	-	-
Papagaio Energia S.A.	-	99,96%	-	-

(1) Empresa incorporada (Vide Nota 3.2. (d))

(2) Aquisição de controlada (Vide Nota 42(a))

(3) Aquisição de controle (Vide Nota 42(b))

(4) Aquisição de controle (Vide Nota 42(c))

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.

(b) Investimentos em coligadas

Coligadas são todas as entidades sobre os quais a Companhia tem influência significativa, e que não se configura como uma controlada nem em uma controlada em conjunto.

Qualquer montante que exceda o custo de aquisição sobre a participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis da coligada 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.

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 controlados 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.

(d) Incorporação de Subsidiárias

Em 31 de março de 2014, os acionistas da controlada Eletronorte aprovaram, em Assembleia Geral Extraordinária, a incorporação da Estação Transmissora de Energia S.A. - Estação, sociedade de propósito específico controlada da Companhia, visando simplificar a estrutura legal e reduzir os custos administrativos, operacionais e fiscais, e com objetivo de maximizar a sua eficiência. Como resultado desta incorporação, a Estação foi extinta de pleno direito e a Eletronorte tornou-se sua sucessora.

3.3. 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.

3.4. 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 faturado e não faturado, este por estimativa, incluídos aqueles decorrentes de energia transacionada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE contabilizado com base no regime de competência, e são reconhecidas inicialmente pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado menos a provisão para créditos de liquidação duvidosa.

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.

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.

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 7).

3.5. 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.

3.6. 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. O resgate dos mesmos encontra-se condicionado a finalização dos processos judiciais a que esses depósitos se encontram vinculados.

3.7. Estoque de Almojarifado e Combustível - CCC

Os estoques estão registrados ao custo médio de aquisição, líquido de provisões para perdas, quando aplicável, e não excedem ao custo de reposição ou ao valor líquido de realização. 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.

Os materiais em estoque de almojarifado e de combustível - CCC são classificados no ativo circulante.

3.8. 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.

3.9. Imobilizado

O imobilizado é mensurado pelo custo histórico deduzido da depreciação acumulada. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuídos a aquisição dos ativos, e também inclui, 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 expressar adequadamente o tempo de vida útil dos bens. Adicionalmente, em conexão com o entendimento da Companhia sobre o atual arcabouço regulatório de concessões, inclusive a Lei 12.783/2013, foi considerada a indenização ao fim da concessão com base no menor valor entre o VNR ou o valor

Notas Explicativas



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.

3.9.1. Custos de empréstimos

Mensalmente são agregados ao custo de aquisição do imobilizado em formação os juros e quando aplicável, à 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.

3.10. 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.



Notas Explicativas

I- Sistema de Tarifação

a) O sistema de tarifação da distribuição de energia elétrica é controlado pela 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 (Vide Nota 17 b).

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 foi alterado a partir da renovação das concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013.

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 foi alterado a partir da renovação das concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013.

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;

Notas Explicativas

c) Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização determinada pela Base de Remuneração Regulatória - BRR depreciada.

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) foram alterados a partir da renovação das concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013.

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. Ainda há ativos de concessões renovadas, pendentes de homologação da ANEEL, e, conseqüentemente, pendente de indenização.

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



Notas Explicativas

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.



Notas Explicativas

As concessões de distribuição de energia elétrica de 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.

III. Concessões de Geração

- a) Geração hidráulica e térmica – as concessões, não atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013, 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 há 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.

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;

Notas Explicativas

- b) A base tarifária e os termos de comercialização estarão vigentes até 2023, o que corresponde à parte significativa da vida-útil da planta, quando então a base tarifária e os termos de comercialização deverão ser revistos;
- c) A base tarifária de Itaipu foi estabelecida de forma preponderante a permitir o pagamento do serviço da dívida, que tem vencimento final em 2023, e a manter os seus gastos de operação e manutenção;
- d) 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.
- e) 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.
- f) 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 *Weighted Average Cost of Capital* – WACC (custo de capital) 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 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.

3.11. 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 (*impairment*), 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, considerando que 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, considerando que não há mercado ativo para os ativos vinculados à concessão. (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.



Notas Explicativas

3.11.1. 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, definida no contrato de concessão, é capitalizada no ativo, durante a construção das Usinas e, a partir da data da entrada em operação comercial, é reconhecida diretamente no resultado.

Esses ativos estão registrados no ativo intangível em contrapartida do passivo não circulante.

3.11.2. 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, e 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.

3.12. Reconhecimento dos valores a receber e obrigações de Parcela A e outros itens financeiros

Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL decidiu aditar os contratos de concessão e permissão, das companhias de distribuição de energia elétrica brasileiras, com vistas a eliminar eventuais incertezas, até então existentes, quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica – Parcela A (CVA) e outros componentes financeiros. No termo de aditivo emitido pela ANEEL, o órgão regulador garante que os valores de CVA e outros componentes financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

Como consequência, foi emitido pelo CPC a Orientação Técnica – OCPC08 (“OCPC08”) que teve por objetivo tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação destes ativos ou passivos financeiros que passam a ter a característica de direito (ou obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro a uma contraparte claramente identificada.

De acordo com a OCPC 08, o aditamento aos Contratos de Concessão, representou um elemento novo que assegura, a partir da data de sua assinatura, o direito ou impõe a

Notas Explicativas



obrigação de o concessionário receber ou pagar os ativos e passivos junto à contraparte – Poder Concedente. Esse novo evento altera, a partir dessa data, o ambiente e as condições contratuais anteriormente existentes e extingue as incertezas quanto à capacidade de realização do ativo ou exigibilidade do passivo. São condições, assim, que diferem em essência das que ocorriam anteriormente.

Os efeitos do aditamento dos contratos de concessão e permissão não têm natureza de mudança de política contábil, mas, sim, a de uma nova situação e, conseqüentemente, sua aplicação será prospectiva. Portanto, o registro dos valores a receber (obrigações) foi efetuado em contas de ativo (ou passivo financeiro), conforme o caso, em contrapartida ao resultado do exercício (receita de venda de bens e serviços).

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. Quando não é 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 por uma taxa de desconto, que reflita uma avaliação atual de mercado: do valor da moeda no tempo e dos riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros foi efetuada.

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), em função da estimativa revisada de seu valor recuperável. Tal aumento não pode exceder 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 18). Adicionalmente, para as demais unidades de negócio é efetuado o teste de

Notas Explicativas



recuperabilidade através do fluxo de caixa descontado anualmente, sendo que essa avaliação é feita individualmente por cada contrato de concessão de geração e transmissão.

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. Tal valor justo é calculado pela soma dos valores justos dos ativos transferidos à Companhia e 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 que 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 que 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) que são mensurados conforme essa Norma.

O ágio é mensurado como o excesso da soma: (1) da contrapartida transferida; (2) do valor das participações não controladoras na adquirida e; (3) do valor justo da participação do adquirente anteriormente detida na adquirida (se houver) sobre os

Notas Explicativas

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: (1) da contrapartida transferida; (2) do valor das participações não controladoras na adquirida e; (3) 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. Poderão também ser mensuradas 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. Adicionalmente, é 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 os correspondentes ajustes no ágio. Os ajustes do período de mensuração correspondem a ajustes resultantes de informações adicionais obtidas durante o "período de mensuração" e relacionadas a fatos e circunstâncias existentes na data de aquisição. O período de mensuração não poderá ser superior a um ano a partir da 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 reavaliada nas datas das demonstrações financeiras subsequentes e sua correspondente liquidação é contabilizada no patrimônio. A contrapartida contingente classificada como ativo ou passivo é reavaliada 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 reavaliada 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

Notas Explicativas



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 tributos correntes e diferidos. Adicionalmente, a opção de apuração dos impostos sobre o resultado da Companhia é pelo método do lucro real.

3.16.1. Tributos 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 tributáveis ou despesas 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, no final de cada período de relatório, sobre as diferenças temporárias entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas demonstrações financeiras e nas bases fiscais correspondentes usadas na apuração do lucro tributável, incluindo saldo de prejuízos fiscais, quando aplicável. Os tributos diferidos passivos são geralmente reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis e os tributos 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 tributos 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.

Tributos 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

Notas Explicativas

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 tributos 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 tributos correntes e diferidos também são reconhecidos em Outros resultados abrangentes ou diretamente no patrimônio líquido, respectivamente. Quando os tributos 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.

1) Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Um ativo financeiro é classificado como mantido para negociação se:

- (a) For adquirido principalmente para ser vendido a curto prazo; ou
- (b) No reconhecimento inicial é parte de uma carteira de instrumentos financeiros identificados, que o Sistema Eletrobras administra em conjunto e, possui um padrão real recente de obtenção de lucros a curto prazo; ou
- (c) 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:

Notas Explicativas

- (a) Tal designação eliminar ou reduzir, significativamente, uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento que, de outra forma, surgiria; ou
- (b) O ativo financeiro for parte de um grupo gerenciado de ativos ou passivos financeiros ou ambos, e
- (c) 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
- (d) 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.

(a) 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.

(b) 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, valores a receber de Parcela A e outros) 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 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.

Notas Explicativas**(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.

As variações no valor contábil dos ativos financeiros monetários disponíveis para venda relacionadas a variações nas taxas de câmbio, 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. As variações no valor justo 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 será retirado do patrimônio e reconhecido na demonstração consolidada do resultado. Tal prejuízo cumulativo é medido como a diferença entre o custo de aquisição e o valor justo atual, menos qualquer prejuízo por perda por valor recuperável, sobre o ativo financeiro reconhecido anteriormente no resultado. As perdas por valor recuperável 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 valor recuperável ter sido reconhecido no resultado, a perda por valor recuperável 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,

Notas Explicativas



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, descontado 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, descontado 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 Sistema Eletrobras 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

Notas Explicativas



obrigações. Os instrumentos de patrimônio emitidos pelo Sistema Eletrobras 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.

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 e no 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 43 inclui informações mais detalhadas sobre os instrumentos financeiros derivativos.

Os derivativos são inicialmente reconhecidos ao valor justo, na data de contratação, e são posteriormente remensurados pelo valor justo no encerramento do exercício.

Notas Explicativas

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*. (Vide item 3.17.9)

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* e 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 não efetiva são reconhecidos imediatamente no resultado.

Notas Explicativas



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.

A Companhia utiliza instrumentos financeiros derivativos para sua gestão de riscos financeiros, conforme descrito na Nota 43. Com data inicial em 1º de outubro de 2013, a Companhia adotou procedimentos de contabilidade de *hedge* conforme as disposições do CPC 38 (IAS 39) objetivando a redução da volatilidade nas demonstrações financeiras gerada pela marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos e maior transparência das atividades da Gestão de Risco da Companhia.

Na data inicial, a Companhia designou os seus *hedges* de taxas de juros como *Hedge* de Fluxo de Caixa, portanto, a variação efetiva do valor justo dos instrumentos de *hedge* será represada na conta de Outros resultados abrangentes. Conforme a dívida protegida é reconhecida no resultado financeiro, a variação de valor justo represada em Outros resultados abrangentes do *hedge* é reconhecida no resultado financeiro com base na taxa de juros efetiva. A cada trimestre são realizados testes de efetividade para avaliar se os instrumentos derivativos protegeram e se devem continuar protegendo efetivamente a dívida atrelada. Se durante o teste de efetividade houver parcela ineficaz, este valor será reconhecido imediatamente no resultado financeiro.

Cada relação de *hedge* é documentada de forma que seja identificada a dívida protegida, o derivativo designado, o objetivo, a estratégia da gestão de risco, os termos contratuais designados para Contabilidade de *Hedge* e a metodologia de aferição da eficácia prospectiva e retrospectiva.

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 à estes fundos de pensão, determinados por cálculos atuariais periódicos. A Companhia possui planos de benefício definido e, também, de contribuição definida e variável. Nos planos de contribuição definida, a Companhia faz contribuições fixas a uma entidade separada. Adicionalmente, 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 prestados 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, é estabelecido um valor de

Notas Explicativas

benefício de aposentadoria que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores, como idade, tempo de serviço e remuneração. Nesse tipo de plano, a Companhia tem a obrigação de honrar com o compromisso assumido, caso o fundo não possua ativos suficientes para pagar, a todos os empregados, os benefícios relacionados com os serviços prestados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano.

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. A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes, usando o método do crédito unitário projetado. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa. As taxas de juros utilizadas nesse desconto são condizentes com os títulos de mercado, os 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, nas mudanças das premissas atuariais e nos rendimentos dos ativos do plano, são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado no período de ocorrência de uma alteração do plano.

Com relação aos planos de contribuição definida, a Companhia efetua o pagamento das contribuições de forma obrigatória, contratual ou voluntária. A Companhia não tem qualquer 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.

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, ou a invalidez do mesmo enquanto funcionário ativo.

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.

Notas Explicativas**3.18.3 Benefícios de Rescisão**

Os benefícios de rescisão são exigíveis quando o vínculo empregatício é encerrado pelo Sistema Eletrobras antes da data normal de aposentadoria, ou sempre que um empregado aceitar a demissão voluntária em troca desses benefícios. O Sistema Eletrobras reconhece os benefícios de rescisão na primeira das seguintes datas: (i) quando o Sistema Eletrobras não mais puder retirar a oferta desses benefícios; e (ii) quando a entidade reconhecer custos de reestruturação que estejam no escopo do CPC 25/IAS 37 e envolvam o pagamento de benefícios de rescisão. No caso de uma oferta efetuada para incentivar a demissão voluntária, os benefícios de rescisão são mensurados com base no número de empregados que, segundo se espera, aceitarão a oferta. Os benefícios que vencerem após 12 meses da data do balanço são descontados a valor presente.

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, podem ser 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 termonucleares. O objetivo de tal provisão é 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 31).

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. Nesse caso, tal contingência ocasionaria uma provável saída de recursos para a liquidação das obrigações e os montantes envolvidos seriam mensuráveis com suficiente segurança, levando em conta a opinião dos assessores

Notas Explicativas



jurídicos, a natureza das ações, similaridade com processos anteriores, complexidade e o posicionamento de tribunais (jurisprudência).

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 pelo indexador estabelecido contratualmente.

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 Assembleia 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

As receitas de distribuição são classificadas como: i) Suprimento (venda) de Energia Elétrica a distribuidoras; ii) Fornecimento de Energia Elétrica para o consumidor, e; iii) Energia Elétrica no mercado de Curto Prazo. 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.

Para as concessões de geração renovadas à luz da Lei 12.783/2013, houve a alteração do regime de preço para tarifa, com revisão tarifária periódica nos mesmos moldes já aplicados à atividade de transmissão até então. A tarifa é calculada com base nos custos de operação e manutenção, acrescidos da taxa de 10%, sendo contabilizada a receita para cobertura dos gastos de operação e manutenção com base no custo incorrido.

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.



Notas Explicativas

2) Receita para cobertura dos gastos de operação e manutenção com base no custo incorrido.

3) A receita de desenvolvimento da infraestrutura é reconhecida no resultado na medida do estágio de conclusão da obra, de acordo com o que dita o pronunciamento técnico CPC 17 (R1) (equivalente à IAS 11) e mensurada com base nos seus valores justos. Os custos de desenvolvimento da infraestrutura são reconhecidos à medida que são incorridos. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que:

- (i) A atividade fim da Companhia é a geração e distribuição de energia elétrica;
- (ii) Toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a geração e distribuição de energia elétrica.
- (iii) A Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas.

3.24.2. Receita de dividendos e juros

A receita de dividendos proveniente de investimentos 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 proveniente 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. A taxa de juros efetiva é 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 Mercantil

Conforme orientações do Pronunciamento CPC 06 (R1) – Operações de Arrendamento Mercantil e da Interpretação Técnica ICPC 03- Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil, devem ser registrados no Ativo Imobilizado os direitos que a Companhia detenha sobre bens corpóreos destinados à manutenção de suas atividades, decorrentes de arrendamento mercantil financeiro que transfiram ao arrendatário os benefícios, riscos e controle sobre os bens. No início do arrendamento financeiro, estes bens são capitalizados pelo menor valor entre o valor justo do bem arrendado e o valor presente dos pagamentos mínimos do arrendamento.

Os arrendamentos financeiros são registrados como se fossem uma compra financiada, reconhecendo, no momento da aquisição, um ativo imobilizado e um passivo de financiamento (arrendamento). Cada parcela paga do arrendamento é alocada, parte no passivo e parte aos encargos financeiros, para que, dessa forma, seja obtida uma taxa constante sobre o saldo da dívida em aberto. As obrigações correspondentes, líquidas dos encargos financeiros, são incluídas em outros passivos a longo prazo.

Notas Explicativas



Os juros e outras despesas financeiras são reconhecidos na demonstração do resultado durante o período do arrendamento, para produzir uma taxa periódica constante de juros sobre o saldo remanescente do passivo para cada período. O imobilizado adquirido por meio de arrendamento mercantil financeiro (a) está classificado no Ativo Não Circulante sendo amortizado durante a sua vida útil (Nota 22 item II).

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.

Notas Explicativas



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. 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, inclusive de construção, 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,
- Pelo 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.

3.32 Reclassificações

Para melhor apresentação de suas demonstrações financeiras, a Companhia procedeu a reclassificação de sua demonstração de resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2013, passando a apresentar seus custos diretos em campo específico na demonstração do resultado, compondo assim o lucro bruto.

Notas Explicativas



	CONTROLADORA		
	31/12/2013		
	Originalmente apresentado	Reclassificação	Reclassificado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.840.238	-	2.840.238
CUSTOS OPERACIONAIS			
Energia comprada para revenda	-	2.875.951	2.875.951
Encargos sobre uso da rede elétrica	-	-	-
Construção - Distribuição	-	-	-
Construção - Transmissão	-	-	-
Construção - Geração	-	-	-
Combustível para produção de energia elétrica	-	-	-
	-	2.875.951	2.875.951
LUCRO BRUTO	2.840.238	2.875.951	(35.713)
DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal, Material e Serviços	593.774	-	593.774
Energia comprada para revenda	2.875.951	(2.875.951)	-
Encargos sobre uso da rede elétrica	-	-	-
Construção - Distribuição	-	-	-
Construção - Transmissão	-	-	-
Construção - Geração	-	-	-
Combustível para produção de energia elétrica	-	-	-
Remuneração e ressarcimento	-	-	-
Depreciação	6.547	-	6.547
Amortização	-	-	-
Doações e contribuições	278.839	-	278.839
Provisões operacionais	4.912.114	-	4.912.114
Plano de readequação do quadro de pessoal	12.674	-	12.674
Outras	364.053	-	364.053
	9.043.952	(2.875.951)	6.168.001
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	(6.203.714)	-	(6.203.714)

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO		
	31/12/2013		
	Originalmente apresentado	Reclassificação	Reclassificado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	23.835.644	-	23.835.644
CUSTOS OPERACIONAIS			
Energia comprada para revenda	-	5.515.206	5.515.206
Encargos sobre uso da rede elétrica	-	1.555.257	1.555.257
Construção - Distribuição	-	1.013.684	1.013.684
Construção - Transmissão	-	1.797.324	1.797.324
Construção - Geração	-	736.855	736.855
Combustível para produção de energia elétrica	-	1.492.368	1.492.368
	-	12.110.694	12.110.694
LUCRO BRUTO	23.835.644	12.110.694	11.724.950
DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal, Material e Serviços	9.244.586	-	9.244.586
Energia comprada para revenda	5.515.206	(5.515.206)	-
Encargos sobre uso da rede elétrica	1.555.257	(1.555.257)	-
Construção - Distribuição	1.013.684	(1.013.684)	-
Construção - Transmissão	1.797.324	(1.797.324)	-
Construção - Geração	736.855	(736.855)	-
Combustível para produção de energia elétrica	1.492.368	(1.492.368)	-
Remuneração e ressarcimento	405.809	-	405.809
Depreciação	1.296.375	-	1.296.375
Amortização	215.955	-	215.955
Doações e contribuições	332.031	-	332.031
Provisões operacionais	3.258.205	-	3.258.205
Plano de readequação do quadro de pessoal	256.860	-	256.860
Outras	2.094.564	-	2.094.564
	29.215.079	(12.110.694)	17.104.385
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	(5.379.435)	-	(5.379.435)

3.33 Reapresentação das demonstrações financeiras

A Administração da Companhia efetuou uma correção no cálculo do ajuste a valor presente dos arrendamentos mercantis financeiros relacionados aos ativos dos produtores independentes de energia, que possuem contrato de fornecimento de energia para a controlada Amazonas Energia, e identificou incorreções a serem corrigidas de forma retrospectiva, conforme prevê o Pronunciamento Técnico CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativas e Retificação de Erro. Assim, as cifras referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2013 e em 1º de janeiro de 2013, apresentadas para fins de comparação, estão sendo reapresentadas.

Notas Explicativas



a) Balanço Patrimonial:

	CONTROLADORA			CONTROLADORA		
	31/12/2013			01/01/2013		
	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado
ATIVO						
CIRCULANTE						
Caixa e equivalente de caixa	1.303.236	-	1.303.236	935.627	-	935.627
Caixa restrito	879.801	-	879.801	3.509.323	-	3.509.323
Títulos e valores mobiliários	1.713.017	-	1.713.017	4.378.184	-	4.378.184
Clientes	449.452	-	449.452	477.104	-	477.104
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	759.433	-	759.433	-	-	-
Financiamentos e empréstimos	4.961.171	-	4.961.171	4.044.496	-	4.044.496
Conta de Consumo de Combustível - CCC	1.275.334	-	1.275.334	1.240.811	-	1.240.811
Remuneração de participações societárias	379.943	-	379.943	195.304	-	195.304
Tributos a recuperar	554.725	-	554.725	886.553	-	886.553
Imposto de renda e contribuição social	1.545.376	-	1.545.376	1.088.491	-	1.088.491
Almoxnarifado	738	-	738	936	-	936
Outros	69.811	-	69.811	89.866	-	89.866
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	13.892.037	-	13.892.037	16.846.695	-	16.846.695
NÃO CIRCULANTE						
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO						
Financiamentos e empréstimos	24.635.663	-	24.635.663	25.166.460	-	25.166.460
Clientes	211.800	-	211.800	-	-	-
Títulos e valores mobiliários	188.650	-	188.650	395.701	-	395.701
Imposto de renda e contribuição social	299.117	-	299.117	1.754.333	-	1.754.333
Cauções e depósitos vinculados	803.048	-	803.048	803.130	-	803.130
Conta de Consumo de Combustível - CCC	16.275	-	16.275	521.097	-	521.097
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	2.659.432	-	2.659.432	2.815.520	-	2.815.520
Adiantamentos para futuro aumento de capital	382.193	-	382.193	2.730.178	-	2.730.178
Outros	696.168	-	696.168	560.078	-	560.078
	29.892.346	-	29.892.346	34.746.497	-	34.746.497
INVESTIMENTOS	50.329.250	-	50.329.250	50.266.910	-	50.266.910
IMOBILIZADO	129.171	-	129.171	117.293	-	117.293
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	80.350.767	-	80.350.767	85.130.700	-	85.130.700
TOTAL DO ATIVO	94.242.804	-	94.242.804	101.977.395	-	101.977.395

Notas Explicativas



	CONTROLADORA			CONTROLADORA		
	31/12/2013			01/01/2013		
	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
CIRCULANTE						
Financiamentos e empréstimos	1.199.102	-	1.199.102	625.877	-	625.877
Passivo financeiro	-	-	-	787.115	-	787.115
Empréstimo compulsório	7.935	-	7.935	12.298	-	12.298
Fornecedores	342.778	-	342.778	467.804	-	467.804
Adiantamento de clientes	462.672	-	462.672	424.309	-	424.309
Tributos a recolher	49.187	-	49.187	17.666	-	17.666
Imposto de renda e contribuição social	-	-	-	213.384	-	213.384
Conta de Consumo de Combustível - CCC	941.285	-	941.285	1.369.201	-	1.369.201
Remuneração aos acionistas	525.464	-	525.464	3.951.333	-	3.951.333
Créditos do Tesouro Nacional	39.494	-	39.494	131.047	-	131.047
Obrigações estimadas	47.325	-	47.325	9.772	-	9.772
Obrigações de ressarcimento	583.046	-	583.046	650.185	-	650.185
Benefício pós-emprego	13.079	-	13.079	9.957	-	9.957
Instrumentos financeiros derivativos	36.848	-	36.848	-	-	-
Outros	135.869	-	135.869	116.792	-	116.792
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	4.384.084	-	4.384.084	8.786.740	-	8.786.740
NÃO CIRCULANTE						
Financiamentos e empréstimos	20.623.906	-	20.623.906	18.012.551	-	18.012.551
Créditos do Tesouro Nacional	-	-	-	37.072	-	37.072
Empréstimo compulsório	358.905	-	358.905	321.894	-	321.894
Provisões operacionais	1.061.490	-	1.061.490	1.005.908	-	1.005.908
Conta de Consumo de Combustível - CCC	455.455	-	455.455	2.401.069	-	2.401.069
Provisões para contingências	2.496.739	-	2.496.739	1.194.704	-	1.194.704
Benefício pós-emprego	67.553	-	67.553	644.512	-	644.512
Provisão para passivo a descoberto	3.217.274	(888.388)	2.328.886	1.501.887	(788.674)	713.213
Adiantamentos para futuro aumento de capital	174.570	-	174.570	161.308	-	161.308
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	68.153	-	68.153
Imposto de renda e contribuição social	342.236	-	342.236	335.427	-	335.427
Outros	566.882	-	566.882	422.225	-	422.225
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	29.365.010	(888.388)	28.476.622	26.106.710	(788.674)	25.318.036
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social	31.305.331	-	31.305.331	31.305.331	-	31.305.331
Reservas de capital	26.048.342	-	26.048.342	26.048.342	-	26.048.342
Reservas de lucros	4.334.565	888.388	5.222.953	11.361.225	788.674	12.149.899
Ajustes de avaliação patrimonial	68.368	-	68.368	208.672	-	208.672
Dividendo adicional proposto	433.962	-	433.962	433.962	-	433.962
Outros resultados abrangentes acumulados	(1.696.858)	-	(1.696.858)	(2.273.587)	-	(2.273.587)
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	60.493.710	888.388	61.382.098	67.083.945	788.674	67.872.619
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	94.242.804	-	94.242.804	101.977.395	-	101.977.395

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO			CONSOLIDADO		
	31/12/2013			01/01/2013		
	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado
ATIVO						
CIRCULANTE						
Caixa e equivalente de caixa	3.597.583	-	3.597.583	2.501.515	-	2.501.515
Caixa restrito	879.801	-	879.801	3.509.323	-	3.509.323
Títulos e valores mobiliários	6.095.908	-	6.095.908	6.352.791	-	6.352.791
Clientes	3.587.282	-	3.587.282	4.082.695	-	4.082.695
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	1.168.002	-	1.168.002	318.293	-	318.293
Financiamentos e empréstimos	2.838.503	-	2.838.503	2.611.830	-	2.611.830
Conta de Consumo de Combustível - CCC	1.275.334	-	1.275.334	1.240.811	-	1.240.811
Remuneração de participações societárias	268.060	-	268.060	167.197	-	167.197
Tributos a recuperar	839.767	-	839.767	1.498.726	-	1.498.726
Imposto de renda e contribuição social	1.940.005	-	1.940.005	1.227.005	-	1.227.005
Direito de ressarcimento	10.910.073	-	10.910.073	7.302.160	-	7.302.160
Almoxarifado	614.607	-	614.607	446.157	-	446.157
Estoque de combustível nuclear	343.730	-	343.730	360.751	-	360.751
Indenizações - Lei 12.783/2013	3.476.495	-	3.476.495	8.882.836	-	8.882.836
Instrumentos financeiros derivativos	108.339	-	108.339	249.265	-	249.265
Outros	1.136.344	-	1.136.344	1.118.481	-	1.118.481
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	39.079.833	-	39.079.833	41.869.836	-	41.869.836
NÃO CIRCULANTE						
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO						
Direito de ressarcimento	1.669.583	-	1.669.583	901.029	-	901.029
Financiamentos e empréstimos	12.335.838	-	12.335.838	12.932.963	-	12.932.963
Clientes	1.522.621	-	1.522.621	1.256.685	-	1.256.685
Títulos e valores mobiliários	192.580	-	192.580	400.370	-	400.370
Estoque de combustível nuclear	507.488	-	507.488	481.495	-	481.495
Tributos a recuperar	1.990.527	-	1.990.527	1.737.406	-	1.737.406
Imposto de renda e contribuição social	3.010.574	-	3.010.574	4.854.337	-	4.854.337
Cauções e depósitos vinculados	2.877.516	-	2.877.516	2.691.114	-	2.691.114
Conta de Consumo de Combustível - CCC	16.275	-	16.275	521.097	-	521.097
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	23.704.037	-	23.704.037	22.915.696	-	22.915.696
Instrumentos financeiros derivativos	107.816	-	107.816	223.099	-	223.099
Adiantamentos para futuro aumento de capital	490.429	-	490.429	70.423	-	70.423
Indenizações - Lei 12.783/2013	2.019.684	-	2.019.684	5.554.435	-	5.554.435
Outros	618.508	-	618.508	647.682	-	647.682
	51.063.476	-	51.063.476	55.187.831	-	55.187.831
INVESTIMENTOS	17.414.993	-	17.414.993	14.677.150	-	14.677.150
IMOBILIZADO	30.038.514	208.991	30.247.505	29.494.833	220.015	29.714.848
INTANGÍVEL	788.582	-	788.582	1.204.563	-	1.204.563
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	99.305.565	208.991	99.514.556	100.564.377	220.015	100.784.392
TOTAL DO ATIVO	138.385.398	208.991	138.594.389	142.434.213	220.015	142.654.228

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO			CONSOLIDADO		
	31/12/2013			01/01/2013		
	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
CIRCULANTE						
Financiamentos e empréstimos	1.969.765	-	1.969.765	1.337.279	-	1.337.279
Debêntures	12.804	-	12.804	1.305	-	1.305
Passivo financeiro	-	-	-	787.115	-	787.115
Empréstimo compulsório	7.935	-	7.935	12.298	-	12.298
Fornecedores	7.740.578	-	7.740.578	6.423.074	-	6.423.074
Adiantamento de clientes	511.582	-	511.582	469.892	-	469.892
Tributos a recolher	839.426	-	839.426	814.422	-	814.422
Imposto de renda e contribuição social	15.262	-	15.262	313.888	-	313.888
Conta de Consumo de Combustível - CCC	941.285	-	941.285	1.369.201	-	1.369.201
Remuneração aos acionistas	528.204	-	528.204	3.952.268	-	3.952.268
Créditos do Tesouro Nacional	39.494	-	39.494	131.047	-	131.047
Obrigações estimadas	1.288.713	-	1.288.713	1.173.678	-	1.173.678
Obrigações de ressarcimento	8.377.400	-	8.377.400	5.988.698	-	5.988.698
Benefício pós-emprego	265.082	-	265.082	127.993	-	127.993
Provisões para contingências	23.654	-	23.654	28.695	-	28.695
Encargos setoriais	714.862	-	714.862	654.230	-	654.230
Arrendamento mercantil	181.596	(114.431)	67.165	162.929	(102.381)	60.548
Concessões a pagar - Uso do bem Público	3.567	-	3.567	1.870	-	1.870
Instrumentos financeiros derivativos	262.271	-	262.271	185.031	-	185.031
Outros	2.011.256	-	2.011.256	1.399.559	-	1.399.559
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	25.734.736	(114.431)	25.620.305	25.334.472	(102.381)	25.232.091
NÃO CIRCULANTE						
Financiamentos e empréstimos	30.506.522	-	30.506.522	25.292.871	-	25.292.871
Créditos do Tesouro Nacional	-	-	-	37.072	-	37.072
Fornecedores	791.293	-	791.293	-	-	-
Debêntures	205.878	-	205.878	68.015	-	68.015
Adiantamento de clientes	776.252	-	776.252	830.234	-	830.234
Empréstimo compulsório	358.905	-	358.905	321.894	-	321.894
Obrigações para desmobilização de ativos	1.136.342	-	1.136.342	988.490	-	988.490
Provisões operacionais	1.061.490	-	1.061.490	1.005.908	-	1.005.908
Conta de Consumo de Combustível - CCC	455.455	-	455.455	2.401.069	-	2.401.069
Provisões para contingências	5.695.104	-	5.695.104	5.100.389	-	5.100.389
Benefício pós-emprego	1.218.688	-	1.218.688	2.774.791	-	2.774.791
Contratos onerosos	3.244.335	-	3.244.335	5.155.524	-	5.155.524
Obrigações de ressarcimento	2.317.708	-	2.317.708	1.801.059	-	1.801.059
Arrendamento mercantil	1.891.628	(564.966)	1.326.662	1.860.104	(466.278)	1.393.826
Concessões a pagar - Uso do bem Público	60.904	-	60.904	71.180	-	71.180
Adiantamentos para futuro aumento de capital	174.570	-	174.570	161.308	-	161.308
Instrumentos financeiros derivativos	195.378	-	195.378	291.252	-	291.252
Encargos setoriais	375.982	-	375.982	428.383	-	428.383
Tributos a recolher	892.950	-	892.950	620.397	-	620.397
Imposto de renda e contribuição social	533.713	-	533.713	598.750	-	598.750
Outros	68.657	-	68.657	10.458	-	10.458
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	51.961.754	(564.966)	51.396.788	49.819.148	(466.278)	49.352.870
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social	31.305.331	-	31.305.331	31.305.331	-	31.305.331
Reservas de capital	26.048.342	-	26.048.342	26.048.342	-	26.048.342
Reservas de lucros	4.334.565	888.388	5.222.953	11.361.225	788.674	12.149.899
Ajustes de avaliação patrimonial	68.368	-	68.368	208.672	-	208.672
Dividendo adicional proposto	433.962	-	433.962	433.962	-	433.962
Outros resultados abrangentes acumulados	(1.696.858)	-	(1.696.858)	(2.273.587)	-	(2.273.587)
Participação de acionistas não controladores	195.198	-	195.198	196.648	-	196.648
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	60.688.908	888.388	61.577.296	67.280.593	788.674	68.069.267
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	138.385.398	208.991	138.594.389	142.434.213	220.015	142.654.228

Notas Explicativas



b) Demonstração do Resultado do Exercício:

	CONTROLADORA		
	31/12/2013		
	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.840.238	-	2.840.238
CUSTOS OPERACIONAIS			
Energia comprada para revenda	(2.875.951)	-	(2.875.951)
	(2.875.951)		(2.875.951)
RESULTADO BRUTO	(35.713)	-	(35.713)
DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal, Material e Serviços	(593.774)	-	(593.774)
Depreciação	(6.547)	-	(6.547)
Doações e contribuições	(278.839)	-	(278.839)
Provisões operacionais	(5.011.829)	99.714	(4.912.115)
Plano de readequação do quadro de pessoal	(12.674)	-	(12.674)
Outras	(364.053)	-	(364.053)
	(6.267.716)	99.714	(6.168.002)
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	(6.303.429)	99.714	(6.203.715)
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas Financeiras			
Receitas de juros, comissões e taxas	2.033.155	-	2.033.155
Receita de aplicações financeiras	284.660	-	284.660
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	44.771	-	44.771
Atualizações monetárias	705.920	-	705.920
Variações cambiais	585.350	-	585.350
Outras receitas financeiras	145.591	-	145.591
Despesas Financeiras			
Encargos de dívidas	(1.048.004)	-	(1.048.004)
Encargos de arrendamento mercantil	-	-	-
Encargos sobre recursos de acionistas	(180.301)	-	(180.301)
Perdas com derivativos	-	-	-
Outras despesas financeiras	(453.374)	-	(453.374)
	2.117.768	-	2.117.768
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	(4.185.661)	99.714	(4.085.947)
RESULTADO DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	(787.881)	-	(787.881)
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DA LEI 12.783/2013	(4.973.542)	99.714	(4.873.828)
Efeitos - Lei 12.783/2013	-	-	-
RESULTADO OPERACIONAL APÓS DA LEI 12.783/2013	(4.973.542)	99.714	(4.873.828)
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(1.313.121)	-	(1.313.121)
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO PERÍODO	(6.286.663)	99.714	(6.186.949)
PARCELA ATRIBUÍDA AOS CONTROLADORES	(6.286.663)	99.714	(6.186.949)
PARCELA ATRIBUÍDA AOS NÃO CONTROLADORES	-	-	-
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO POR AÇÃO	(4,65)	0,08	(4,57)

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO		
	31/12/2013		
	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	23.835.644	-	23.835.644
CUSTOS OPERACIONAIS			
Energia comprada para revenda	(5.515.206)	-	(5.515.206)
Encargos sobre uso da rede elétrica	(1.560.883)	-	(1.560.883)
Construção - Distribuição	(1.013.684)	-	(1.013.684)
Construção - Transmissão	(1.797.324)	-	(1.797.324)
Construção - Geração	(736.855)	-	(736.855)
Combustível para produção de energia elétrica	(1.492.368)	-	(1.492.368)
	(12.116.320)		(12.116.320)
RESULTADO BRUTO	11.719.324	-	11.719.324
DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal, Material e Serviços	(9.244.586)	-	(9.244.586)
Remuneração e ressarcimento	(405.809)	-	(405.809)
Depreciação	(1.285.351)	(11.024)	(1.296.375)
Amortização	(215.189)	-	(215.189)
Doações e contribuições	(332.031)	-	(332.031)
Provisões operacionais	(3.258.205)	-	(3.258.205)
Plano de readequação do quadro de pessoal	(256.860)	-	(256.860)
Outras	(2.089.704)	-	(2.089.704)
	(17.087.735)	(11.024)	(17.098.759)
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO	(5.368.411)	(11.024)	(5.379.435)
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas Financeiras			
Receitas de juros, comissões e taxas	1.146.055	-	1.146.055
Receita de aplicações financeiras	556.469	-	556.469
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	305.404	-	305.404
Atualizações monetárias	454.634	-	454.634
Variações cambiais	539.059	-	539.059
Remuneração das indenizações - Lei 12.783/13	441.024	-	441.024
Outras receitas financeiras	269.666	-	269.666
Despesas Financeiras			
Encargos de dívidas	(2.031.402)	-	(2.031.402)
Encargos de arrendamento mercantil	(379.771)	110.738	(269.033)
Encargos sobre recursos de acionistas	(189.967)	-	(189.967)
Perdas com derivativos	(238.938)	-	(238.938)
Outras despesas financeiras	(606.287)	-	(606.287)
	265.946	110.738	376.684
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	(5.102.465)	99.714	(5.002.751)
RESULTADO DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	177.768		177.768
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DA LEI 12.783/2013	(4.924.697)	99.714	(4.824.983)
Efeitos - Lei 12.783/2013	-		-
RESULTADO OPERACIONAL APÓS DA LEI 12.783/2013	(4.924.697)	99.714	(4.824.983)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(60.424)	-	(60.424)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(1.306.254)	-	(1.306.254)
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO PERÍODO	(6.291.375)	99.714	(6.191.661)
PARCELA ATRIBUÍDA AOS CONTROLADORES	(6.286.663)	99.714	(6.186.949)
PARCELA ATRIBUÍDA AOS NÃO CONTROLADORES	(4.712)	-	(4.712)
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO POR AÇÃO	(4,65)	0,08	(4,57)

Notas Explicativas



c) Demonstração do Fluxo de Caixa:

	CONTROLADORA		
	31/12/2013		
	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado
ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	(4.973.542)	99.714	(4.873.828)
<u>Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:</u>			
Depreciação e amortização	6.547	-	6.547
Variações monetárias/cambiais líquidas	(1.013.010)	-	(1.013.010)
Encargos financeiros	(1.340.907)	-	(1.340.907)
Receita de ativo financeiro	-	-	-
Resultado da equivalência patrimonial	787.881	-	787.881
Efeitos da Lei 12.783/2013	-	-	-
Provisão para passivo a descoberto	2.841.728	(99.714)	2.742.014
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	335.610	-	335.610
Provisão para contingências	1.585.772	-	1.585.772
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-	-	-
Provisão contrato oneroso	-	-	-
Provisão para plano de readequação do quadro de pessoal	12.674	-	12.674
Provisão para perda com investimentos	142.622	-	142.622
Provisão para perda de ativo financeiro	-	-	-
Encargos da reserva global de reversão	347.949	-	347.949
Ajuste a valor presente / valor de mercado	53.371	-	53.371
Participação minoritária no resultado	-	-	-
Encargos sobre recursos de acionistas	180.301	-	180.301
Instrumentos financeiros - derivativos	-	-	-
Outras	273.521	-	273.521
	<u>4.214.059</u>	<u>(99.714)</u>	<u>4.114.345</u>
<u>(Acréscimos)/decréscimos nos ativos operacionais</u>	<u>2.376.590</u>	<u>-</u>	<u>2.376.590</u>
Caixa-restrito	-	-	-
<u>Acréscimos/(decréscimos) nos passivos operacionais</u>	<u>447.276</u>	<u>-</u>	<u>447.276</u>
Caixa líquido das atividades operacionais	<u>2.204.366</u>	<u>-</u>	<u>2.204.366</u>
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Caixa líquido das atividades de financiamento	<u>(2.700.881)</u>	<u>-</u>	<u>(2.700.881)</u>
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Caixa líquido das atividades de investimento	<u>864.124</u>	<u>-</u>	<u>864.124</u>
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa	<u>367.609</u>	<u>-</u>	<u>367.609</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	935.627	-	935.627
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	1.303.236	-	1.303.236
	<u>367.609</u>	<u>-</u>	<u>367.609</u>

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO		
	31/12/2013		
	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado
ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	(4.924.697)	99.714	(4.824.983)
<u>Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:</u>			
Depreciação e amortização	1.500.540	11.024	1.511.564
Variações monetárias/cambiais líquidas	(1.674.124)	-	(1.674.124)
Encargos financeiros	607.438	(110.738)	496.700
Receita de ativo financeiro	(552.106)	-	(552.106)
Resultado da equivalência patrimonial	(177.768)	-	(177.768)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(457.261)	-	(457.261)
Provisão para contingências	1.399.321	-	1.399.321
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	2.428.649	-	2.428.649
Provisão contrato oneroso	(1.924.657)	-	(1.924.657)
Provisão para plano de readequação do quadro de pessoal	256.860	-	256.860
Provisão para perda com investimentos	142.622	-	142.622
Provisão para perda de ativo financeiro	791.868	-	791.868
Encargos da reserva global de reversão	347.949	-	347.949
Ajuste a valor presente / valor de mercado	94.000	-	94.000
Participação minoritária no resultado	7.139	-	7.139
Encargos sobre recursos de acionistas	189.967	-	189.967
Instrumentos financeiros - derivativos	238.938	-	238.938
Outras	559.372	-	559.372
	<u>3.778.747</u>	<u>(99.714)</u>	<u>3.679.033</u>
<u>(Acréscimos)/decréscimos nos ativos operacionais</u>	<u>(4.044.070)</u>	<u>-</u>	<u>(4.044.070)</u>
Caixa-restrito	-	-	-
<u>Acréscimos/(decréscimos) nos passivos operacionais</u>	<u>6.016.985</u>	<u>-</u>	<u>6.016.985</u>
Caixa líquido das atividades operacionais	<u>9.329.355</u>	<u>-</u>	<u>9.329.355</u>
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Caixa líquido das atividades de financiamento	<u>(77.879)</u>	<u>-</u>	<u>(77.879)</u>
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Caixa líquido das atividades de investimento	<u>(8.155.408)</u>	<u>-</u>	<u>(8.155.408)</u>
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa	<u>1.096.068</u>	<u>-</u>	<u>1.096.068</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	2.501.515	-	2.501.515
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	<u>3.597.583</u>	<u>-</u>	<u>3.597.583</u>
	<u>1.096.068</u>	<u>-</u>	<u>1.096.068</u>

Notas Explicativas



d) Demonstração do Valor Adicionado:

	CONTROLADORA		
	31/12/2013		
	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado
1 - RECEITAS (DESPESAS)			
Venda de mercadorias, produtos e serviços	2.970.726	-	2.970.726
	<u>2.970.726</u>	<u>-</u>	<u>2.970.726</u>
2 - INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS			
Materiais, serviços e outros	(488.074)	-	(488.074)
Encargos setoriais	-	-	-
Energia comprada para revenda	(2.875.951)	-	(2.875.951)
Combustível para produção de energia elétrica	-	-	-
Provisões operacionais	(5.011.829)	99.714	(4.912.115)
	<u>(8.375.854)</u>	<u>99.714</u>	<u>(8.276.140)</u>
3 - VALOR ADICIONADO BRUTO	<u>(5.405.128)</u>	<u>99.714</u>	<u>(5.305.414)</u>
4 - RETENÇÕES			
Depreciação, amortização e exaustão	(6.547)	-	(6.547)
5 - VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE	<u>(5.411.675)</u>	<u>99.714</u>	<u>(5.311.961)</u>
6 - VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA			
Participações societárias	(787.881)	-	(787.881)
Receitas financeiras	3.799.447	-	3.799.447
	<u>3.011.566</u>	<u>-</u>	<u>3.011.566</u>
7 - VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	<u>(2.400.109)</u>	<u>99.714</u>	<u>(2.300.395)</u>
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO			
PESSOAL			
. Pessoal , encargos e honorários	444.239	-	444.239
. Plano de aposentadoria e pensão	38.188	-	38.188
	<u>482.427</u>	<u>-</u>	<u>482.427</u>
TRIBUTOS			
. Impostos, taxas e contribuições	1.443.609	-	1.443.609
	<u>1.443.609</u>	<u>-</u>	<u>1.443.609</u>
TERCEIROS			
. Encargos financeiros e aluguéis	1.681.679	-	1.681.679
. Doações e contribuições	278.839	-	278.839
	<u>1.960.518</u>	<u>-</u>	<u>1.960.518</u>
ACIONISTAS			
. Dividendos e juros sobre capital próprio	433.962	-	433.962
. Participação de acionistas não controladores	-	-	-
. Lucros retidos ou prejuízo do exercício	(6.720.625)	99.714	(6.620.911)
	<u>(6.286.663)</u>	<u>99.714</u>	<u>(6.186.949)</u>
	<u>(2.400.109)</u>	<u>99.714</u>	<u>(2.300.395)</u>

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO		
	31/12/2013		
	Originalmente apresentado	Ajustes	Reapresentado
1 - RECEITAS (DESPESAS)			
Venda de mercadorias, produtos e serviços	28.186.399	-	28.186.399
	<u>28.186.399</u>	<u>-</u>	<u>28.186.399</u>
2 - INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS			
Materiais, serviços e outros	(10.455.551)	-	(10.455.551)
Encargos setoriais	(870.490)	-	(870.490)
Energia comprada para revenda	(5.515.206)	-	(5.515.206)
Combustível para produção de energia elétrica	(1.492.368)	-	(1.492.368)
Provisões operacionais	(3.258.205)	-	(3.258.205)
	<u>(21.591.820)</u>	<u>-</u>	<u>(21.591.820)</u>
3 - VALOR ADICIONADO BRUTO	<u>6.594.579</u>	<u>-</u>	<u>6.594.579</u>
4 - RETENÇÕES			
Depreciação, amortização e exaustão	(1.500.540)	(11.024)	(1.511.564)
	<u>(1.500.540)</u>	<u>(11.024)</u>	<u>(1.511.564)</u>
5 - VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE	<u>5.094.039</u>	<u>(11.024)</u>	<u>5.083.015</u>
6 - VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA			
Participações societárias	177.768	-	177.768
Receitas financeiras	3.712.311	-	3.712.311
Outras Receitas	-	-	-
	<u>3.890.079</u>	<u>-</u>	<u>3.890.079</u>
7 - VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	<u>8.984.118</u>	<u>(11.024)</u>	<u>8.973.094</u>
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO			
PESSOAL			
. Pessoal , encargos e honorários	6.404.531	-	6.404.531
. Plano de aposentadoria e pensão	245.623	-	245.623
	<u>6.650.154</u>	<u>-</u>	<u>6.650.154</u>
TRIBUTOS			
. Impostos, taxas e contribuições	4.846.943	-	4.846.943
	<u>4.846.943</u>	<u>-</u>	<u>4.846.943</u>
TERCEIROS			
. Encargos financeiros e aluguéis	3.446.365	(110.738)	3.335.627
. Doações e contribuições	332.031	-	332.031
	<u>3.778.396</u>	<u>(110.738)</u>	<u>3.667.658</u>
ACIONISTAS			
. Dividendos e juros sobre capital próprio	433.962	-	433.962
. Participação de acionistas não controladores	(4.712)	-	(4.712)
. Lucros retidos ou prejuízo do exercício	(6.720.625)	99.714	(6.620.911)
	<u>(6.291.375)</u>	<u>99.714</u>	<u>(6.191.661)</u>
	<u>8.984.118</u>	<u>(11.024)</u>	<u>8.973.094</u>

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

Notas Explicativas



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

As estimativas de lucro tributável, base para a análise de realização de ativos fiscais diferidos líquidos, 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. Tais julgamentos podem, eventualmente, não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada. Atualmente, a vida útil adotada pela Companhia está de acordo com 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. Adicionalmente, a vida útil é limitada ao prazo de concessão somente para as operações no escopo do ICPC 01/IFRIC 12.

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; e disponibilidade de recursos hídricos; além daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotada a premissa de que a indenização está contratualmente prevista, quando aplicável, pelo valor novo de reposição (VNR), para geração e transmissão e pelo valor da base de remuneração regulatória (BRR) para distribuição. Esses são os valores esperados

Notas Explicativas

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). Outra variável significativa é a taxa de desconto utilizada no desconto dos fluxos de caixa.

III. Base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões

A Lei 12.783/2013, promulgada 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. Seguindo essa premissa, para as concessões já prorrogadas, foram mantidos valores a receber do poder concedente, relacionados à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE, aos investimentos realizados após o projeto básico das usinas e linhas de transmissão (modernização e melhorias) e aos ativos de geração térmica. Tais valores são objeto de homologação pela ANEEL conforme divulgado na Nota 2.1. A Companhia adotou definiu o valor novo de reposição (VNR), como forma de mensuração do valor a ser indenizado pelo Poder Concedente, da parcela dos ativos de geração e transmissão não totalmente depreciada até o final da concessão. Para os ativos de distribuição foi definida a Base de Remuneração Regulatória – BRR para tal mensuração.

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, limitado ao prazo de concessão para as operações que estão no escopo do ICPC 01/IFRIC 12, 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 termonucleares. 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 31). 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 29).

Notas Explicativas**VII. Provisão para riscos trabalhistas, tributários e cíveis**

As provisões para riscos trabalhistas, tributários e cíveis, quando aplicável, são constituídas para os riscos com expectativa de perda provável, com base na avaliação da Administração e dos assessores jurídicos internos e externos da Companhia. Os valores provisionados são registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos das referidas contingências. Riscos contingentes com expectativa de perda possível são divulgados pela Administração, não sendo constituída provisão. Essa avaliação é suportada pelo julgamento da administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis. (Vide Nota 30).

VIII. Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD

A Companhia registra provisão sobre contas a receber e empréstimos concedidos que a Administração entende haver incerteza quanto ao recebimento. A PCLD dos clientes é constituída com base nos valores a receber dos consumidores da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial vencidos há mais de 180 dias e das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias. Considera, também, uma análise individual dos títulos a receber e do saldo de cada consumidor, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas nas existências de garantias reais.

A PCLD de empréstimos concedidos é constituída com base nos valores a receber vencidos. A reversão desta PCLD é realizada uma vez que a dívida é quitada ou repactuada.

IX. Avaliação de instrumentos financeiros

Conforme descrito na Nota 43, 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 43 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

A Companhia e as controladas utilizam-se de premissas relacionadas ao custos e benefícios econômicos de cada contrato para a determinação da existência ou não de um contrato oneroso. No caso de compromissos de longo prazo como compra e venda de energia, a estimativa crítica na determinação do montante de provisão para a venda futura do contrato é o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio histórico aprovado pela Administração da Companhia como premissa para o

Notas Explicativas

cálculo da provisão do contrato oneroso, exclusivamente para fins contábeis, assim como a taxa de desconto utilizada para os fluxos de caixa. Os valores reais do PLD ao longo dos anos podem ser superiores ou inferiores aos 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 33).

XI. Riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos

Conforme tem sido amplamente divulgado na mídia, em 2014 foi deflagrada a chamada "Operação Lava-Jato", que investiga, segundo informações públicas, a existência de um suposto esquema de corrupção envolvendo empresas brasileiras responsáveis por obras no setor de óleo e gás do Brasil.

Até a data de divulgação das Demonstrações Financeiras de 2014, a Companhia e seus administradores, não haviam sido notificados sobre qualquer denúncia ou evidência objetiva contra as empresas Eletrobras, seus projetos ou seus administradores, eventualmente decorrentes de fatos conexos com a Operação Lava Jato. Apesar disso, a Companhia adotou algumas providências acautelatórias de caráter interno, a fim de avaliar as notícias divulgadas na imprensa, na medida em que se relacionem com a Eletrobras e seus projetos, não tendo identificado qualquer atividade ilegal relacionada ao tema, até o momento.

Em razão das notícias divulgadas na imprensa envolvendo empresas que prestam serviços para 2 (duas) sociedades de propósito específico ("SPEs") Norte Energia S.A (UHE Belo Monte) e Energia Sustentável do Brasil SA. (Usina HE Jirau), nas quais a Eletrobras possui participação acionária minoritária, bem como para a Eletronuclear (UTN Angra 3), em março de 2015, foram abertas 3 (três) comissões de correição, a fim de efetuar verificações sobre os processos de contratação de empreiteiras pelas referidas empresas. Os trabalhos dessas comissões ainda se encontram em andamento.

A Companhia, em acréscimo às providências acima citadas, encaminhou correspondências, em março de 2015, às autoridades encarregadas pelas citadas investigações, e solicitou que lhe fosse esclarecido se (i) há informações ou provas no âmbito da Operação Lava Jato que possam afetar as Empresas Eletrobras e seus projetos e, (ii) em caso positivo, que lhe seja dado acesso aos referidos documentos. Até a data de aprovação dessas Demonstrações Financeiras, o Ministério Público não havia respondido às indagações da Companhia.

A Polícia Federal respondeu, em 26 de março de 2015, que as investigações da Operação Lava Jato correm sob sigilo e não há autorização judicial específica para compartilhamento de informações com a Companhia ou para dar-lhe acesso aos autos de inquérito policial.

Com base nas informações disponíveis para a Companhia até o momento ("actual knowledge"), a estimativa da Administração é que eventuais impactos relacionados a este assunto, se houver, não seriam materiais nas suas

Notas Explicativas

Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014.

NOTA 5 – CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E CAIXA RESTRITO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
I - Caixa e Equivalentes de Caixa:				
Caixa e Bancos	10.236	9.296	251.031	393.541
Aplicações Financeiras	77.958	1.293.940	1.156.047	3.204.042
	<u>88.194</u>	<u>1.303.236</u>	<u>1.407.078</u>	<u>3.597.583</u>
II - Caixa Restrito:				
Recursos da CCC	355.095	194.708	355.095	194.708
Comercialização - Itaipu	729.560	7.534	729.560	7.534
Comercialização - PROINFA	585.201	677.559	585.201	677.559
Recursos da RGR	73.669	-	73.669	-
	<u>1.743.525</u>	<u>879.801</u>	<u>1.743.525</u>	<u>879.801</u>
	<u>1.831.719</u>	<u>2.183.037</u>	<u>3.150.603</u>	<u>4.477.384</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 4.034, de 30 de novembro de 2011, 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.

Caixa restrito – São os recursos arrecadados pelos respectivos fundos que são utilizados exclusivamente para atender às disposições regulamentares dos mesmos, não estando disponíveis para a Companhia.

NOTA 6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Por meio da Resolução nº 3.284, de 25 de maio de 2005, foi estabelecido que as aplicações das disponibilidades oriundas de receitas próprias das empresas públicas e das sociedades de economia mista, integrantes da Administração Federal Indireta, somente podem ser efetuadas em fundos de investimento extramercado administrados pela Caixa Econômica Federal e pelo Banco do Brasil S.A, logo a Companhia e suas controladas aplicam seus recursos nos Fundos extramercados lastreados em títulos públicos substancialmente de vencimento de longo prazo, cuja utilização contempla tanto o programa de investimento corporativo no curto prazo e, ainda, a manutenção do caixa operacional da Companhia.

Notas Explicativas



Em relação às partes beneficiárias, é feito o ajuste a valor presente. 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	31/12/2014	31/12/2013
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	343.276	1.322.991
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	-	70
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	36.001	388.840
Outros	-	-	-	42.539	1.116
TOTAL CIRCULANTE	-	-	-	421.817	1.713.017

NÃO CIRCULANTE		
Titulos	31/12/2014	31/12/2013
FINOR/FINAM	1.240	1.195
PARTES BENEFICIÁRIAS	203.425	186.972
OUTROS	-	483
TOTAL NÃO CIRCULANTE	204.665	188.650

CONSOLIDADO					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2014	31/12/2013
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	3.212.993	4.530.424
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	138.675	862.372
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	114.839	664.125
OUTROS	-	-	-	263.837	38.987
TOTAL CIRCULANTE	-	-	-	3.730.344	6.095.908

NÃO CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2014	31/12/2013
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	352	298
NTN- P	Banco do Brasil	28/12/15	TR	-	357
FINOR/FINAM	-	-	-	1.240	1.195
PARTES BENEFICIÁRIAS	-	-	-	203.425	186.972
OUTROS	-	-	-	19.717	3.758
TOTAL NÃO CIRCULANTE	-	-	-	224.734	192.580

Notas Explicativas

a) 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:

	<u>CONTROLADORA E CONSOLIDADO</u>	
	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
EDP Lajeado	184.577	184.577
Rede Lajeado	266.798	266.798
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>(449.150)</u>	<u>(465.603)</u>
Valor presente	<u>203.425</u>	<u>186.972</u>

Notas Explicativas

**NOTA 7 – CLIENTES**

	CONSOLIDADO					
	31/12/2014					31/12/2013
	A vencer	Vencidos até 90 dias	+ de 90 dias	Créditos Renegociados (b)	Total	Total
CIRCULANTE						
AES ELETROPAULO	47.782	5.878	344	-	54.004	36.270
AES SUL	35.904	-	-	-	35.904	18.870
AMPLA	28.902	-	-	-	28.902	18.976
CEA	15.003	7.280	48	180.404	202.735	266.383
CEB	9.113	444	813	-	10.370	5.849
CEEE	42.767	-	-	-	42.767	26.514
CELESC	41.932	-	-	-	41.932	33.866
CELG	-	-	-	-	-	192.788
CELPA	42.344	-	8.620	18.588	69.552	57.128
CELPE	25.975	-	71	-	26.046	23.156
CEMAR	24.630	-	-	-	24.630	16.330
CEMIG	50.591	-	-	-	50.591	38.673
CESP	2.882	-	-	-	2.882	3.121
COELBA	32.732	-	81	-	32.813	31.675
COELCE	31.197	(110)	363	-	31.450	22.240
COPEL	107.087	-	152	-	107.239	57.416
CPFL	41.873	-	554	-	42.427	28.782
EBE	9.035	-	-	-	9.035	6.009
ELEKTRO	56.250	-	-	-	56.250	30.147
ENERGISA	16.616	-	1.216	-	17.832	13.702
ENERSUL	16.892	-	1.601	-	18.493	12.966
ESCELSA	21.128	-	1.103	-	22.231	13.433
LIGHT	55.928	-	803	-	56.731	38.825
PIRATININGA	6.190	-	54	-	6.244	1.904
RGE	15.925	-	-	-	15.925	11.292
Rolagem da Dívida	-	-	-	22.076	22.076	111.864
Comercialização CCEE	57.886	-	2.480	-	60.366	258.346
Uso da Rede Elétrica	329.565	6.138	76.674	-	412.377	268.394
PROINFA (a)	399.132	-	-	-	399.132	449.452
Fornecimento não faturado	24.207	-	-	33.887	58.094	27.574
Consumidores	1.005.535	413.988	326.601	263.723	2.009.847	1.423.081
Poder público	171.745	92.739	217.044	313.282	794.810	506.794
Outros	694.016	11.198	88.171	27.893	821.278	774.965
(-) PCLD (c)	(156.900)	(68.413)	(714.100)	(218.336)	(1.157.749)	(1.239.504)
	3.303.864	469.142	12.693	641.517	4.427.216	3.587.282
NÃO CIRCULANTE						
CELG	-	-	-	-	-	83.431
CELPA	13.795	-	-	22.116	35.911	56.158
CEA	-	-	-	-	-	150.451
Comercialização na CCEE	-	-	293.560	-	293.560	293.560
Uso da Rede Elétrica	-	-	6.276	-	6.276	6.276
PROINFA (a)	-	-	-	174.324	174.324	211.800
Rolagem da Dívida	-	-	-	930.380	930.380	667.979
Poder público	-	-	12.493	414.354	426.847	387.076
Consumidores	-	-	-	338.330	338.330	323.021
Outros	17.770	-	14.111	8.009	39.890	20.173
(-) PCLD (c)	-	-	(326.440)	(175.574)	(502.014)	(677.304)
	31.565	-	-	1.711.939	1.743.504	1.522.621
	3.335.429	469.142	12.693	2.353.456	6.170.720	5.109.903

(a) 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 saldo líquido positivo no exercício de 2014 de R\$ 72.113 (31 de dezembro de 2013 – positivo em R\$ 42.598), 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\$ 573.456 do PROINFA referente à Controladora (31 de dezembro de 2013 – R\$ 661.252).

Notas Explicativas**(b) Créditos Renegociados**

Representam os valores resultantes da consolidação de parcelamentos de débitos de contas de fornecimento de energia vencidos de consumidores inadimplentes e com vencimento futuro, cobrados em contas de energia.

Os créditos renegociados de rolagem da dívida são referentes a um contrato de cessão de crédito entre a União e as controladas Furnas e Eletrosul, em conformidade com o Programa de Saneamento das Finanças do Setor Público (Lei nº 8.727, de 5 de novembro de 1993). 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, está limitado por lei em níveis de comprometimento de receitas, o parcelamento será estendido por mais 120 meses.

(c) 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	
	31/12/2014	31/12/2013
Consumidores	651.875	473.400
Revendedores	714.328	1.149.848
CCEE - Energia de Curto Prazo	293.560	293.560
	<u>1.659.763</u>	<u>1.916.808</u>

A controlada Furnas mantém registrada uma provisão, constituída em 2007, no montante de R\$ 293.560 (R\$ 293.560 em 31 de dezembro de 2013). Esta provisão representa valores históricos 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.

As movimentações na PCLD de contas de clientes de energia elétrica no consolidado são as seguintes:

CONSOLIDADO	
Saldo em 31 de dezembro de 2013	<u>1.916.808</u>
(+) Constituição	559.141
(-) Reversão	(475.221)
(-) Baixa	(340.965)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	<u>1.659.763</u>

Notas Explicativas

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais (Nota 41). Os valores reconhecidos como PCLD são reconhecidos como perda definitiva quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

As principais constituições de provisão no período ocorreram nas controladas Furnas no valor de R\$ 112.958 e Roraima no valor de R\$ 238.047.

Para fins fiscais, o excesso de provisão calculada, em relação aos termos dos artigos 9 e 10 da Lei 9.430/1996, está adicionado ao Lucro Real e à base de cálculo da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL.

NOTA 8 – INDENIZAÇÕES LEI 12.783/2013

Quando da renovação das concessões, 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, atualizado pelo IPCA, acrescido da remuneração pelo custo médio ponderado de capital (WACC) de 5,59% real ao ano. A atualização é contada a partir de 4 de dezembro de 2012, data de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão.

O valor referente às indenizações a receber do poder concedente em função da Lei 12.783/2013 está demonstrado abaixo:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013
Saldo Inicial	5.496.179	14.437.272
Valores Recebidos	(2.773.092)	(9.819.946)
Atualização Monetária	1.015.208	878.853
Saldo Final	<u>3.738.295</u>	<u>5.496.179</u>
Total Circulante	3.738.295	3.476.495
Total Não Circulante	-	2.019.684
	<u>3.738.295</u>	<u>5.496.179</u>

Notas Explicativas



NOTA 9 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

	31/12/2014							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	Tx. Média	ENCARGOS	PRINCIPAL		Tx. Média	ENCARGOS	PRINCIPAL	
		CIRCULANTE	CIRCULANTE	NÃO		CIRCULANTE	CIRCULANTE	NÃO
	Valor				Valor			
Controladas								
FURNAS	5,96	27.419	321.569	3.660.132	-	-	-	-
CHESF	5,02	247	15.260	28.177	-	-	-	-
ELETROSUL	6,23	12.723	104.876	1.807.906	-	-	-	-
ELETRONORTE	5,85	24.581	337.373	2.806.723	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	5,00	4.196	61.722	1.417.595	-	-	-	-
CGTEE	5,08	9.864	237.209	1.818.594	-	-	-	-
CEAL	8,05	4.205	250.665	692.604	-	-	-	-
BOA VISTA	7,79	88	7.905	36.543	-	-	-	-
CERON	8,54	810	90.104	605.576	-	-	-	-
CEPISA	7,71	731	330.198	690.460	-	-	-	-
ELETROACRE	8,26	1.065	32.353	201.731	-	-	-	-
AMAZONAS	7,60	284	646.274	1.517.902	-	-	-	-
CELG	6,64	562	18.502	66.675	-	-	-	-
		<u>86.775</u>	<u>2.454.010</u>	<u>15.350.618</u>				
ITAIPU	7,11	-	1.584.773	10.071.923	7,11	-	1.584.773	10.071.923
CEMIG	5,07	1.343	74.126	184.709	5,07	1.343	74.126	184.709
COPEL	6,39	784	52.164	82.903	6,39	784	52.164	82.903
CEEE	5,00	311	12.009	32.191	5,00	311	12.009	32.191
AES ELETROPAULO	9,44	336.852	11.074	-	9,44	336.852	11.074	-
CELPE	5,00	117	10.185	12.729	5,00	117	10.185	12.729
CEMAT	5,00	2.512	44.669	306.419	5,00	2.512	44.669	306.419
CELTINS	5,00	932	21.044	105.701	5,00	932	21.044	105.701
ENERSUL	5,17	287	13.194	40.383	5,17	287	13.194	40.383
CELPA	5,00	70.869	204.048	295.882	5,00	70.869	204.048	295.882
CEMAR	2,92	1.420	55.030	273.621	2,92	1.420	55.030	273.621
CESP	5,09	153	5.571	20.208	5,09	153	5.571	20.208
COELCE	5,00	316	10.918	52.239	5,00	316	10.918	52.239
COSERN	5,00	34	2.289	4.532	5,00	34	2.289	4.532
COELBA	5,00	707	27.060	114.351	5,00	707	27.060	114.351
ESCELSA	5,00	269	13.177	40.546	5,00	269	13.177	40.546
GLOBAL	5,00	82.695	44.100	-	5,00	82.695	44.100	-
CELESC DIST.	5,00	793	49.954	89.774	5,00	793	49.954	89.774
OUTRAS	6,44	63.626	114.035	249.220	6,44	63.627	121.909	260.431
(-) PCLD		(144.429)	(80.864)	-		(144.429)	(80.864)	-
		<u>419.591</u>	<u>2.268.554</u>	<u>11.977.332</u>		<u>419.592</u>	<u>2.276.428</u>	<u>11.988.543</u>
		<u>506.366</u>	<u>4.722.565</u>	<u>27.327.950</u>		<u>419.592</u>	<u>2.276.428</u>	<u>11.988.543</u>

Notas Explicativas



	31/12/2013							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Controladas e								
FURNAS	5,96	20.776	286.641	3.143.882	-	-	-	-
CHESF	5,02	-	15.774	40.820	-	-	-	-
ELETROSUL	6,23	5.714	171.686	1.177.312	-	-	-	-
ELETRONORTE	5,85	9.189	311.465	3.295.655	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	5,00	-	56.879	1.028.935	-	-	-	-
CGTEE	5,08	13.850	255.384	1.316.590	-	-	-	-
CEAL	8,05	4.125	152.320	464.900	-	-	-	-
BOA VISTA	7,79	209	6.057	19.548	-	-	-	-
CERON	8,54	3.815	111.107	379.608	-	-	-	-
CEPISA	7,71	7.671	182.317	596.060	-	-	-	-
ELETROACRE	8,26	817	38.630	118.627	-	-	-	-
AMAZONAS	7,60	8.942	467.396	736.736	-	-	-	-
		75.108	2.055.656	12.318.673		-	-	-
ITAIPU	7,11	-	1.605.271	10.282.335	7,11	-	1.605.271	10.282.335
CEMIG	5,07	1.783	76.362	264.361	5,07	1.783	76.362	264.361
COPEL	6,39	1.095	51.947	132.029	6,39	1.095	51.947	132.029
CEEE	5,00	417	6.882	48.947	5,00	417	6.882	48.947
AES ELETROPAULO	9,44	335.642	11.515	440	9,44	335.642	11.515	440
CELPE	5,00	164	10.096	22.209	5,00	164	10.096	22.209
CEMAT	5,00	49.692	333.377	-	5,00	49.692	333.377	-
CELTINS	5,00	23.431	116.558	-	5,00	23.431	116.558	-
ENERSUL	5,17	4.867	22.835	52.727	5,17	4.867	22.835	52.727
CELPA	5,00	71.060	158.518	327.086	5,00	71.060	158.518	327.086
CEMAR	2,92	1.728	66.030	318.517	2,92	1.728	66.030	318.517
CESP	5,09	175	5.603	25.362	5,09	175	5.603	25.362
COELCE	5,00	408	11.581	68.931	5,00	408	11.581	68.931
COSERN	5,00	45	2.289	6.692	5,00	45	2.289	6.692
COELBA	5,00	846	28.521	139.615	5,00	846	28.521	139.615
CELG	6,64	594	11.859	82.302	6,64	594	11.859	82.302
ESCELSA	5,00	331	13.099	53.146	5,00	331	13.099	53.146
GLOBAL	5,00	72.327	44.100	-	5,00	72.327	44.100	-
CELESC DIST.	5,00	1.137	44.552	136.147	5,00	1.137	44.552	136.147
OUTRAS	6,44	50.526	87.490	356.146	6,44	50.531	95.579	374.993
(-) PCLD		(204.899)	(289.446)	-		(204.899)	(289.446)	-
		411.369	2.419.039	12.316.991		411.375	2.427.128	12.335.838
		486.477	4.474.695	24.635.664		411.375	2.427.128	12.335.838

Os financiamentos e empréstimos concedidos são efetuados com recursos próprios da Companhia, além de recursos setoriais e de recursos externos captados através de agências internacionais de desenvolvimento, instituições financeiras e 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 6,56% ao ano.

Os financiamentos e empréstimos concedidos, com cláusula de atualização cambial, representam cerca de 38% do total da carteira (43% em 31 de dezembro de 2013). Já os que preveem atualização com base em índices que representam o nível de preços internos no Brasil atingem a 62% do saldo da carteira (57% em 31 de dezembro de 2013).

Os valores de mercado desses ativos são próximos 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 ao valor de mercado.

Notas Explicativas

Durante o exercício de 2014, os financiamentos e empréstimos existentes na controlada CGTEE captados junto à Eletrobras, se destinaram a viabilizar a construção da UTE Candiota III (Fase C); e viabilizar as compras de energia que a Companhia necessitou no último exercício. Esses recursos resultaram em uma variação no saldo de R\$ 479.843.

Conforme estabelecido na RES-639/2014, os valores repassados à ELETROSUL sob a forma de empréstimos/financiamentos destinam-se a: 1) quitação de saldo devedor proveniente de empréstimos obtidos com recursos ordinários da Eletrobras; 2) quitação do saldo de dividendos a pagar (quitação econômica) e 3) execução do Programa de Investimentos de 2014.

Os recursos concedidos à FURNAS sob a forma de empréstimos destinam-se a atender as necessidades de caixa da companhia visando honrar os compromissos assumidos com o Programa de Investimentos de 2014.

Já os financiamentos concedidos à AMAZONAS ENERGIA tiveram por fim: 1) pagamento de parte da dívida junto à BR Distribuidora (R\$ 400.000); 2) refinanciamento de empréstimos obtidos com recursos ordinários da Eletrobras e quitação do serviço da dívida de RGR (quitação econômica – R\$ 405.170), e quitação de parte do saldo devedor (R\$ 323.961). Somam-se ainda diversos empréstimos destinados a cobertura de insuficiência de caixa da companhia.

As parcelas de longo prazo dos financiamentos e empréstimos concedidos, baseados nos fluxos de caixa previstos contratualmente, vencem em parcelas variáveis, conforme demonstrado abaixo:

	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020	Total
Controladora	3.905.347	3.743.976	3.598.156	3.544.280	3.434.260	9.101.931	27.327.951
Consolidado	2.168.911	1.710.782	1.779.353	1.920.399	1.857.262	2.551.836	11.988.543

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.

Notas Explicativas

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 à 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.

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\$ 2.355.584 (R\$ 1.896.067 em 31 de dezembro de 2013), sendo R\$ 347.926 (R\$ 347.597 em 31 de dezembro de 2013) 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\$ 225.293 (31 de dezembro de 2013 - R\$ 494.345) 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.

Na composição da provisão encontram-se os créditos junto à Celpa, controlada pela Equatorial Energia, no montante de R\$ 17.614 (R\$ 21.228 em 31 de dezembro de 2013). Tal provisão foi considerada necessária considerando o processo de recuperação judicial da Celpa.

As movimentações na PCLD dos financiamentos e empréstimos concedidos da Companhia são as seguintes:

Notas Explicativas

	<u>Controladora</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2013	<u>494.345</u>
(+) Complemento	49.985
(-) Reversões	<u>(319.037)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2014	<u>225.293</u>

Em função da transferência do controle acionário do Grupo Rede, controlador da CEMAT e da CELTINS, para a Energisa durante o exercício de 2014, foi revertida a provisão para créditos de liquidação duvidosa referente aos empréstimos recebíveis em aberto com a CEMAT e a CELTINS, no montante de R\$ 206.926 e R\$ 84.047, respectivamente. Esta reversão está fundamentada na nova expectativa de realização destes créditos, decorrente da aprovação, pela ANEEL, por meio das resoluções 4.463/2013 e 4.510/2014, do plano de recuperação e apresentado pela Energisa e da transferência do controle acionário do Grupo Rede.

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais (Vide Nota 41). Os valores reconhecidos como PCLD são levados à perdas definitivas (baixados) quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

Notas Explicativas

**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	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Eletrosul	8.531	62.811	-	-
Eletronorte	454.402	101.156	-	-
Eletropar	-	671	-	-
CGTEE	64.479	58.140	-	-
Itaipu	-	2.343	-	2.343
CEMAR	20.754	12.542	20.754	12.542
CTEEP	11.008	70.460	11.008	70.460
Lajeado Energia	94.810	54.505	94.810	54.505
Enerpeixe	-	-	26.059	25.960
Transudeste	-	-	1.033	-
Baguari	-	-	7.294	1.837
Serra do Facão	-	-	2.289	2.289
Transenergia Renovável	-	-	15.648	9.904
Transenergia São Paulo	-	-	15.934	5.441
Goiás Transmissão	-	-	20.051	20.051
MGE Transmissão	-	-	6.812	-
Chapecoense	-	-	9.512	17.054
IE Madeira	-	-	14.917	7.556
Manaus Construtora	-	-	12.351	9.377
EAPSA	-	-	1.124	3.379
Uirapuru	-	-	2.295	1.736
TSBE	-	-	2.660	1.440
Santa Vitória	-	-	1.163	-
Outros	23.560	17.316	23.860	22.187
	<u>677.544</u>	<u>379.943</u>	<u>289.574</u>	<u>268.060</u>

Notas Explicativas


NOTA 11 – TRIBUTOS A RECUPERAR E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - ATIVO

I. Tributos a recuperar

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Ativo circulante:				
Imposto de renda - fonte	577.720	541.377	735.463	640.509
PIS/PASEP/COFINS compensáveis	13.497	13.347	99.304	126.207
ICMS a recuperar	-	-	31.084	25.078
Outros	-	-	34.580	47.972
	<u>591.217</u>	<u>554.724</u>	<u>900.431</u>	<u>839.766</u>
Ativo não circulante:				
ICMS a recuperar (a)	-	-	1.924.057	1.578.385
PIS/COFINS a recuperar (a)	-	-	601.968	398.010
Outros	-	-	12.106	14.132
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.538.131</u>	<u>1.990.527</u>

(a) ICMS, PIS/PASEP e COFINS a recuperar

A Companhia mantém registrado no ativo não circulante um montante de R\$ 2.526.025 (R\$ 1.976.395) referente a PIS, COFINS e ICMS a recuperar. Desse montante, R\$ 1.924.354 (R\$ 1.734.907 em 2013) se refere a impostos e contribuições sobre aquisição de combustível da controlada Amazonas.

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 mesmo valor na rubrica Obrigações de Ressarcimento (vide Nota 12).

(b) 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. Tal conceito 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. 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.

Notas Explicativas



II. Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Ativo circulante:				
Antecipações/ Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	374.504	1.545.376	762.726	1.940.005
Ativo não circulante:				
Antecipações/ Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	1.464.148	-	1.464.148	-
IRPJ/CSLL Diferidos	-	299.117	1.003.483	3.010.574
	1.464.148	299.117	2.467.631	3.010.574
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL Diferidos	291.878	342.236	569.380	533.713

III. Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	31/12/2014		
	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)
Eletronorte	1.204.951	(201.468)	1.003.483
Ativo	1.204.951	(201.468)	1.003.483
Eletrobras	63.051	(354.929)	(291.878)
Eletrosul	271.534	(300.598)	(29.064)
Furnas	373.272	(373.272)	-
Chesf	-	(199.523)	(199.523)
Eletropar	-	(11.428)	(11.428)
Celg-D	152.668	(190.155)	(37.487)
Passivo	860.525	(1.429.905)	(569.380)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Impostos diferidos ativos:				
Varição Cambial Passiva	1.322	22.434	1.322	22.434
Provisão de Juros sobre o capital próprio	-	38.257	-	38.257
Provisão para Contingências	36.186	105.170	131.022	661.139
Provisão de créditos de liquidação duvidosa	3.967	37.390	196.971	245.371
Provisão p/ ajuste ao valor de mercado	4.500	22.942	4.500	22.981
Provisões Operacionais	-	-	212.505	275.462
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	7.774	46.064	214.470	1.165.061
Créd. Tributário s/ Prejuízo Fiscal e Base Negativa (a)	9.302	26.860	1.233.312	373.576
Outros	-	-	71.374	206.293
Total Ativo	63.051	299.117	2.065.475	3.010.574
Impostos diferidos passivos:				
Obrigações de benefícios definidos	-	65.015	-	65.015
Instrumentos Financeiros Disponíveis para venda	354.929	274.201	354.929	274.201
Depreciação acelerada	-	-	53.187	-
Receita de atual. créditos energia renegociados	-	-	184.890	-
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	-	-	553.659	177.206
Débito tributário	-	-	373.272	-
Outros	-	3.020	111.436	17.291
Total Passivo	354.929	342.236	1.631.373	533.713
Ativo/(passivo) diferido líquido	(291.878)	(43.119)	434.102	2.476.861

Notas Explicativas



(a) A controlada Eletronorte reconheceu no exercício de 2014 o montante de R\$ 1.149.506 referente aos ativos fiscais diferidos de diferenças temporárias, prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social. A controlada obteve condições para reconhecimento de tais ativos com base no histórico de rentabilidade e expectativa de geração de lucros tributários futuros, fundamentadas em estudo técnico de viabilidade que permitem tal constituição.

IV. Imposto de renda e contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Impostos diferidos				
Decorrente de receitas e despesas reconhecidas em outros resultados abrangentes:				
Ajuste ganhos e perdas atuariais	-	(207.111)	(404.332)	(463.267)
Remensuração do valor justo de instrumentos de <i>hedge</i> contratados para <i>hedge</i> de fluxo de caixa	-	4.145	309	4.076
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	(26.482)	61.227	(24.855)	83.118
Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compartilhado	-	(135.329)	402.396	99.005
Total do imposto de renda e da contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes	(26.482)	(277.068)	(26.482)	(277.068)

Em virtude de prejuízos fiscais apurados nos três últimos exercícios, a controladora e as controladas CHESF e Furnas reverteram ativo fiscal diferido sobre prejuízo fiscal e diferenças temporárias, pois não existiam outras evidências quanto à existência de lucro tributável suficiente para compensação futura. Diante de tal fato, no ano de 2014, foi realizada uma baixa no valor de R\$ 236.065 (R\$ 1.313.121 em 2013) na controladora e R\$ 2.794.824 (R\$ 1.690.848 em 2013) no consolidado.

Desse modo, e conforme o disposto no CPC 32 – Tributos sobre o Lucro, a Controladora mantém reconhecido em seu ativo o montante de R\$ 63.052, na rubrica de "Imposto de Renda e Contribuição Social", no ativo não circulante. Esse montante é decorrente de diferenças temporárias entre as bases de cálculo tributária e contábil, prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social. A expectativa de realização desse ativo é integralmente para o ano de 2015 não havendo expectativa para realização em exercícios futuros.

V. Medida Provisória 627/13 – Lei 12.793/2014

No dia 14 de Maio de 2014, a Medida Provisória (MP) nº 627, foi convertida na atual Lei 12.973/14 a qual é regulamentada pela Instrução Normativa RFB nº. 1.515 de 24 de novembro de 2014. Estes dispositivos revogam o Regime Tributário de Transição (RTT) e trazem outras providências, dentre elas: (i) alterações no Decreto-Lei nº 1.598/77 que trata do imposto de renda das pessoas jurídicas, bem como altera a legislação pertinente à contribuição social sobre o lucro líquido; (ii) definição do tratamento específico sobre tributação de lucros ou dividendos; (iii) inclui disposições

Notas Explicativas



sobre o cálculo de juros sobre capital próprio; e inclui considerações sobre investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial.

As disposições previstas na Lei 12.973/14 têm vigência a partir de 1º de Janeiro de 2015, sendo facultada aos contribuintes a opção pela antecipação de seus efeitos para 1º de janeiro de 2014.

A Administração optou pela não antecipação prevista na referida legislação tendo em vista que não havia sido identificado nenhum benefício para a Companhia e ainda pelo fato da RFB não ter emitido regulamentação acerca do tratamento a ser aplicado diante de eventuais diferenças (entre RTT e o novo regime) na apuração de impostos ocorridas durante o ano de 2014. Neste sentido, informamos que a opção por não antecipação dos novos critérios tributários foi manifestada na Declaração de Débitos e Créditos Tributários Federais (DCTF) referente aos fatos geradores ocorridos no mês de Agosto de 2014, de acordo com o previsto na Instrução Normativa RFB 1.469, de 28 de maio de 2014.

Adicionalmente, ressaltamos que a Instrução Normativa RFB 1.499, publicada no dia 16 de Outubro de 2014, alterou o prazo para a comunicação da opção da antecipação das novas regras introduzidas pela Lei 12.973/2014. Desta forma, a manifestação declarada na DCTF referente ao mês de Agosto/2014, deveria ser confirmada ou alterada, na DCTF referente aos fatos geradores ocorridos no mês de Dezembro/2014.

Por fim, salientamos que, com base nos estudos e análises realizadas em relação ao tema, a Administração manteve o seu posicionamento da não antecipação das disposições previstas na Lei 12.973/14 conforme opção declarada também na DCTF referente aos fatos ocorridos em Dezembro/2014, entregue em Fevereiro de 2015.

NOTA 12 – DIREITOS E OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO

	CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013
<u>Direitos de ressarcimento</u>		
<u>ATIVO CIRCULANTE</u>		
a. CCC de Sistemas Isolados	3.052.898	10.646.946
b. Energia nuclear	238.381	263.127
c. Reembolso CDE	235.708	-
	<u>3.526.987</u>	<u>10.910.073</u>
<u>ATIVO NÃO CIRCULANTE</u>		
a. CCC de Sistemas Isolados	6.109.506	1.422.607
b. Energia nuclear	19.916	246.976
	<u>6.129.422</u>	<u>1.669.583</u>
<u>Obrigações de ressarcimento</u>		
<u>PASSIVO CIRCULANTE</u>		
a. CCC de Sistemas Isolados	11.238	7.794.354
PROINFA	655.158	583.046
c. Reembolso CDE	36.332	-
	<u>702.728</u>	<u>8.377.400</u>
<u>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</u>		
a. CCC de Sistemas Isolados	2.529.893	2.317.708
	<u>2.529.893</u>	<u>2.317.708</u>

Notas Explicativas**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;
- iv. investimentos realizados; e
- v. À aquisição de combustíveis.

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.

A conta de consumo de combustível de sistemas isolados refere-se aos valores a receber e recebidos da CCC (parte a título de adiantamentos) nos respectivos períodos. A regulamentação da ANEEL referente à Lei nº 12.111/2009 encontra-se estabelecida, mas parte dos valores de reembolso dos adiantamentos ainda não foram aprovados pelo órgão regulador. Adicionalmente, quanto aos pagamentos preliminares recebidos, os valores ainda não foram reprocessados de forma definitiva. Portanto, 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, a Companhia apresenta um valor a receber de R\$ 9.162.404 (R\$ 12.069.553 em 31 de dezembro de 2013) e um passivo de R\$ 2.541.131 (R\$ 10.112.062 em 31 de dezembro de 2013) de obrigações de ressarcimento.

Após a promulgação da Lei nº 12.783, a Eletrobras não tem mais a obrigação de fazer contribuições à Conta CCC. Apesar disso, a Conta CCC não foi extinta. Os saldos disponíveis continuarão sendo distribuídos às empresas de geração e distribuição que incorram em despesas adicionais em razão do uso de usinas termelétricas em caso de condições hidrológicas desfavoráveis. De modo a assegurar a continuação da viabilidade da Conta CCC, a Lei nº 12.783 permite que sejam feitas transferências entre a Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") e a Conta CCC.

A fim de proporcionar a repactuação de dívidas junto à BR Distribuidora e à Petrobras (vide Nota 47.4) houve a identificação por parte do Fundo CCC e ANEEL dos valores devidos às empresas do Sistema Isolado da Eletrobras. Devido esse fato, a Companhia realizou a compensação do montante de R\$ 7.783.116 anteriormente apresentado como CCC de Sistemas Isolados no passivo circulante, com o respectivo direito

Notas Explicativas

apresentado como CCC de Sistemas Isolados no ativo circulante, esse reconhecimento ensejou a identificação e liquidação dos adiantamentos perante os direitos ora registrados.

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, a ser repassado para Furnas, será rateado pelas concessionárias de serviço público de distribuição. A tarifa de referência foi definida no parágrafo 1º da citada Lei. Tais concessionárias são 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\$ 258.297 (R\$ 510.103 em 31 de dezembro de 2013).

De acordo com o disposto no parágrafo 1º da Resolução Homologatória ANEEL nº 1.406/2012, esse montante será pago em duodécimos pelas concessionárias a Furnas, nos anos de 2013 a 2015, sendo recebido em 2014 o montante de R\$ 277.725.

c) Reembolso CDE

A Lei 12.783/13, o Decreto 7.945/13 alterado pelo Decreto nº 8.203/14 e posterior Decreto 8.221/14, promoveram algumas alterações sobre a contratação de energia e os objetivos do encargo setorial Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, e também instituíram (i) o repasse de recursos da CDE às concessionárias de distribuição de custos relacionados a risco hidrológico, exposição involuntária, ESS – Segurança Energética e CVA ESS e Energia para o período de 2013 e janeiro de 2014, e (ii) o repasse através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE às concessionárias de distribuição de custos relacionados à exposição involuntária e despacho das usinas termelétricas a partir de fevereiro de 2014.

Como consequência destas regulamentações, foram reconhecidos os valores de R\$ 235.708 em 2014. Estes valores foram homologados pela ANEEL, por meio de despacho, para cobertura de exposição involuntária, efeitos disponibilidade – ACR e CCEAR-D termoeletricas. Do montante reconhecido em 2014 foi recebido o valor de R\$ 240.381.

Os efeitos destes itens foram registrados como redução de custo com energia elétrica comprada para revenda (nota 40) em contrapartida a direitos de ressarcimento – Reembolso CDE/CCEE, de acordo com o CPC 07 / IAS 20 - Subvenção e Assistência Governamentais.

Notas Explicativas

**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	
	31/12/2014	31/12/2013
CIRCULANTE		
Elementos prontos	340.319	343.730
	<u>340.319</u>	<u>343.730</u>
NÃO CIRCULANTE		
Elementos prontos	296.269	216.856
Concentrado de urânio	130.396	85.025
Em curso - combustível nuclear	234.824	205.607
	<u>661.489</u>	<u>507.488</u>
	<u>1.001.808</u>	<u>851.218</u>

Os estoques são demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor, segregado da seguinte forma:

- a) 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;
- b) 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;
- c) Almojarifado, classificado no ativo circulante e está registrado ao custo médio de aquisição, que não excede o valor de mercado.

Notas Explicativas

**NOTA 14 - ADIANTAMENTOS PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL**

A Companhia e suas controladas apresentam, no ativo não circulante, valores correspondentes a adiantamentos para futuro aumento de capital nas seguintes investidas:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Controladas				
Furnas	38.530	34.740	18.075	-
Chesf	-	-	590.015	277.800
Eletrosul	63.976	59.284	503.987	208.629
Eletronorte	12.984	16.065	24.556	-
CGTEE	18.391	4.147	-	-
Ceal	8.307	7.698	-	-
Ceron	245	233	-	-
Cepisa	16.416	15.631	-	-
Eletoacre	12.787	237.337	-	-
Amazonas	-	3.058	-	-
	<u>171.636</u>	<u>378.193</u>	<u>1.136.633</u>	<u>486.429</u>
Outros investimentos	4.000	4.000	4.000	4.000
	<u>175.636</u>	<u>382.193</u>	<u>1.140.633</u>	<u>490.429</u>

Os valores apresentados no consolidado referem-se a adiantamentos para futuro aumento de capital (AFACs) efetuados pelas controladas nas SPE's, destacando-se os AFACs na Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A., no valor de R\$ 453.761; na TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A., no valor de R\$ 101.000; na Chuí Holding S.A. no valor 330.500; e na Livramento Holding S.A., no valor de R\$ 73.500. Estes AFACs têm o objetivo de viabilizar os empreendimentos.

Notas Explicativas

**NOTA 15 – INVESTIMENTOS**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Avaliados por Equivalência Patrimonial				
a) Controladas				
Fumas	10.327.900	11.128.126	-	-
Chesf	9.483.869	11.258.430	-	-
Eletrosul	5.262.369	5.486.343	-	-
Eletronorte	13.158.185	11.872.900	-	-
Eletronuclear	4.792.158	5.829.246	-	-
Eletropar	117.951	118.790	-	-
Distribuidora Roraima***	-	8.294	-	-
Distribuidora Acre**	53.100	-	-	-
Distribuidora Rondônia**	104.066	-	-	-
Celg - D*	108.872	-	-	-
	<u>43.408.470</u>	<u>45.702.129</u>	-	-
b) Coligadas e Empreendimentos controlados em conjunto				
Itaipu	132.810	117.130	132.810	117.130
Mangue Seco II	16.726	17.058	16.726	17.058
CHC	79.081	29.119	79.081	29.119
Norte Energia	802.964	631.123	2.676.578	2.104.536
Inambari	164	9.148	164	9.148
CEEE-GT	449.336	544.711	449.336	544.711
Emae	265.552	148.553	275.214	153.960
CTEEP	927.814	913.440	946.187	931.580
Cemar	554.817	463.394	554.817	463.394
Lajeado Energia	206.282	232.907	206.282	232.907
Ceb Lajeado	71.723	83.644	71.723	83.644
CEEE-D	7.476	146.649	7.476	146.649
Paulista Lajeado	18.119	27.669	18.119	27.669
Rouar	70.044	18.427	70.044	18.427
Cemat	376.031	334.294	376.031	334.294
ESBR Participações S.A.	-	-	2.907.364	2.752.140
Madeira Energia S.A.	-	-	2.724.068	2.506.082
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	-	-	842.558	462.170
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	-	-	822.342	685.927
Enerpeixe S.A.	-	-	555.860	525.379
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	547.784	525.558
Teles Pires Participações S.A.	-	-	496.425	525.582
Chapecoense Geração S.A.	-	-	364.522	345.388
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	-	-	275.960	167.403
Energética Águas da Pedra S.A.	-	-	184.632	189.062
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	-	181.526	98.659
Companhia Energética Sinop s.a.	-	-	177.772	-
Integração Transmissora de Energia S.A.	-	-	169.450	160.151
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	-	-	163.434	195.154
Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	-	-	157.627	185.970
Transmissora sul litorânea de energia s.a.	-	-	139.719	16.901
Goiás Transmissão S.A.	-	-	138.436	131.579
MGE Transmissão S.A.	-	-	118.953	106.371
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	-	-	115.568	105.921
Retiro Baixo Energia S.A.	-	-	111.906	113.181
Transenergia Renovável S.A.	-	-	96.813	78.241
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	-	-	67.383	17.801
Baguari Energia S.A.	-	-	85.815	92.437
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	-	-	85.368	75.656
Transenergia São Paulo S.A.	-	-	83.116	49.632
Outros	-	-	1.205.321	989.998
	<u>3.978.939</u>	<u>3.717.266</u>	<u>18.700.310</u>	<u>16.316.569</u>
SUBTOTAL	<u>47.387.409</u>	<u>49.419.395</u>	<u>18.700.310</u>	<u>16.316.569</u>
Provisão para perdas em investimentos	(164)	(343.442)	(164)	(343.442)
TOTAL	<u>47.387.245</u>	<u>49.075.953</u>	<u>18.700.146</u>	<u>15.973.127</u>

(*) Controle adquirido em 30/09/2014 (Nota 42)

(**) Controladas que apresentavam passivo à descoberto em 31/12/2013

(***) Controlada com passivo a descoberto em 31/12/2014

Notas Explicativas



	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Investimentos mantidos a valor justo				
Celpe	26.782	17.435	26.782	17.435
Celesc	61.897	82.901	61.897	82.901
Cesp	168.789	148.568	168.789	148.568
Coelce	200.868	210.589	200.868	210.589
AES Tietê	547.862	577.435	547.862	577.435
Energisa	85.353	84.906	85.353	84.906
CELPE	15.407	21.149	15.407	21.149
CGEEP	27.199	27.371	27.199	27.371
COPEL	38.116	34.136	38.116	34.136
CEB	6.021	6.703	6.021	6.703
Tangara	21.738	21.738	21.738	21.738
AES Eletropaulo	-	-	18.148	19.615
Energias do Brasil	-	-	31.500	16.861
CPFL Energia	-	-	13.327	32.522
Outros	12.110	20.366	107.364	139.938
	<u>1.212.142</u>	<u>1.253.297</u>	<u>1.370.371</u>	<u>1.441.867</u>

15.1 – Provisões para perdas em investimentos

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013
INAMBARI	164	9.148
CEMAT	-	334.294
	<u>164</u>	<u>343.442</u>

Em função da transferência do controle acionário do Grupo Rede, controlador da CEMAT, para a Energisa, foi revertida a provisão para perda nos investimentos mantidos junto à CEMAT, no total de R\$ 334.294, anteriormente constituída devido à decretação da recuperação judicial da investida.

Esta reversão está fundamentada na nova expectativa de realização do investimento, decorrente da aprovação, pela ANEEL, por meio das resoluções 4.463/2013 e 4.510/2014, do plano de recuperação e apresentado pela Energisa e da transferência do controle acionário do Grupo Rede.

15.2 – Ajustes de políticas contábeis em coligadas

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013
CTEEP	898.827	816.980
EMAE	-	149.692
CEEE-GT	21.184	19.902
CEEE-D	21.206	19.997
	<u>941.217</u>	<u>1.006.571</u>

A Companhia efetuou ajustes nos resultados das empresas investidas, a fim de padronizar as políticas contábeis dessas empresas com as adotadas pela Companhia para a elaboração de suas demonstrações financeiras consolidadas. Os ajustes realizados referem-se principalmente a política contábil para reconhecimento da provisão para créditos de liquidação duvidosa e reconhecimento das obrigações relacionadas a benefícios pós-emprego.

Notas Explicativas



A investida EMAE reapresentou, em junho de 2014, as demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, adequando suas práticas contábeis às da Eletrobras. Desta forma, foi revertido no exercício o ajuste de políticas contábeis no valor de R\$ 149.692.

15.3 - Mutação dos investimentos

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2013 (Reapresentado)	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Ganho / Perda de Capital	Ajuste de Reapresentação	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2014
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA								
FURNAS	11.128.126	-	(396.357)	-	-	-	(403.869)	10.327.900
CHESF	11.258.439	-	(661.368)	-	-	-	(1.113.193)	9.483.869
ELETROSUL	5.486.343	-	(62.928)	-	-	(196.964)	35.918	5.262.369
ELETRONORTE	11.872.900	-	20.263	-	-	(757.868)	2.022.890	13.158.185
ELETRONUCLEAR	5.829.246	-	(37.386)	-	-	-	(999.702)	4.792.158
ELETROPAR	118.790	-	3.636	-	-	(2.010)	(2.465)	117.951
ED RORAIMA	8.294	-	-	-	-	-	(8.294)	-
ED ACRE	-	33.107	(408)	(12.722)	-	-	33.123	53.100
ED RONDONIA	-	-	-	-	-	-	104.066	104.066
CELG D	-	49.740	(4.757)	-	-	-	63.889	108.872
ITAIPU BINACIONAL	117.130	-	15.680	-	-	-	-	132.810
EÓLICA MANGUE SECO	17.058	-	-	-	-	-	(332)	16.726
CHC	29.119	49.613	5.866	-	-	-	(5.517)	79.081
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	631.123	204.750	-	-	-	-	(32.909)	802.964
INAMBARI	9.148	-	-	-	-	-	(8.984)	164
CEEE-GT	544.711	-	(4.067)	-	-	-	(91.308)	449.336
EMAE	148.553	-	(27.447)	-	-	(1.666)	146.112	265.552
CTEEP	913.440	81.590	-	(29.326)	-	(90.515)	52.625	927.814
CEMAR	463.394	-	-	-	-	(20.865)	112.288	554.817
REDE LAJEADO	232.907	-	50	-	-	(40.305)	13.630	206.282
CEB LAJEADO	83.644	-	14	-	-	(19.354)	7.419	71.723
CEEE-D	146.649	-	5.945	-	-	-	(145.118)	7.476
PAULISTA LAJEADO	27.669	-	-	-	-	(6.454)	(3.096)	18.119
ROUAR	18.427	34.392	9.985	-	-	-	7.240	70.044
CEMAT	334.294	-	2.255	18.852	-	(4.861)	25.491	376.031
TOTAL DE INVESTIMENTOS	49.419.395	453.192	(1.131.024)	(23.196)	-	(1.140.862)	(190.096)	47.387.409
MUTAÇÃO DO PASSIVO A DESCOBERTO - CONTROLADORA								
ED PIAUI	(219.476)	-	40.484	-	-	-	37.936	(141.056)
ED RORAIMA	-	-	(2.129)	-	-	-	(67.597)	(69.726)
ED RONDONIA	(188.655)	-	-	-	-	-	188.655	-
AMAZONAS	(1.604.112)	-	156	-	-	-	(415.425)	(2.019.381)
ED ACRE	(197.524)	197.524	-	-	-	-	-	-
CGTEE	(97.718)	-	24.786	-	-	-	(480.066)	(552.998)
ED ALAGOAS	(21.400)	-	105.679	-	-	-	(95.354)	(11.075)
TOTAL PASSIVO A DESCOBERTO	(2.328.885)	197.524	168.976	-	-	-	(831.851)	(2.794.236)
LÍQUIDO	47.090.510	650.716	(962.048)	(23.196)	-	(1.140.862)	(1.021.947)	44.593.173

Controladas e coligadas	Saldo em 01/01/2013 Reapresentado	Integralização de capital	Outros Resultados Abrangentes	Ganho / Perda de Capital	Redução de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2013 (Reapresentado)
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA								
FURNAS	11.252.674	500.000	26.807	126	-	-	(651.482)	11.128.126
CHESF	11.622.439	-	100.100	-	-	-	(464.109)	11.258.439
ELETROSUL	4.653.342	554.840	123.142	236	-	(109.652)	264.434	5.486.342
ELETRONORTE	10.543.614	225.464	(10.092)	256	-	(101.156)	1.214.814	11.872.900
ELETRONUCLEAR	6.345.704	-	171.458	-	-	-	(687.915)	5.829.246
ELETROPAR	136.549	-	(10.687)	-	-	(8.690)	1.618	118.790
ITAIPU BINACIONAL	102.175	-	14.955	-	-	-	-	117.130
CGTEE	210.190	74.695	89.401	(8)	-	-	(374.278)	0
ED ALAGOAS	4.119	200.962	(17.276)	-	-	-	(187.805)	-
ED RORAIMA	-	-	-	-	-	-	8.294	8.294
CELPA	94.673	(94.673)	-	-	-	-	-	-
CEEE-GT	738.009	-	(118.263)	-	-	-	(75.034)	544.711
CEMAT	507.251	-	(3.975)	-	-	-	(168.982)	334.294
EMAE	252.316	-	34.036	-	-	(555)	(137.244)	148.553
CTEEP	739.735	-	-	-	-	(70.460)	244.165	913.440
CEMAR	411.463	-	-	-	-	(12.606)	64.537	463.394
REDE LAJEADO	540.819	-	89	-	(180.394)	(70.098)	(57.510)	232.906
CEB LAJEADO	79.672	-	24	-	-	(11.232)	15.180	83.644
PAULISTA LAJEADO	27.425	-	-	-	-	(6.136)	6.381	27.669
CEEE-D	343.875	-	(101.928)	-	-	-	(95.298)	146.649
INAMBARI	9.250	841	54	-	-	-	(996)	9.148
CHC	28.584	-	4.540	-	-	-	(4.004)	29.119
EÓLICA MANGUE SECO	17.006	-	-	-	-	-	52	17.058
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	409.386	228.000	-	-	-	-	(6.262)	631.123
ROUAR	-	17.788	1.071	-	-	-	(433)	18.427
TOTAL DE INVESTIMENTOS	49.070.267	1.707.918	303.456	610	(180.394)	(390.586)	(1.091.876)	49.419.395
MUTAÇÃO DO PASSIVO A DESCOBERTO - CONTROLADORA								
ED PIAUI	(223.505)	477.107	(30.770)	-	-	-	(442.308)	(219.476)
ED RONDONIA	(72.768)	207.263	-	-	-	-	(323.150)	(188.655)
ED RORAIMA	(23.562)	-	2.712	-	-	-	20.850	-
AMAZONAS	(339.343)	279.254	11.089	-	-	-	(1.555.112)	(1.604.112)
ED ACRE	(54.035)	-	-	-	-	-	(143.489)	(197.524)
CGTEE	-	-	-	-	-	-	(97.718)	(97.718)
ED ALAGOAS	-	-	-	-	-	-	(21.400)	(21.400)
TOTAL PASSIVO A DESCOBERTO	(713.213)	963.624	(16.969)	-	-	-	(2.562.328)	(2.328.885)
LÍQUIDO	48.357.054	2.671.542	286.487	610	(180.394)	(390.586)	(3.654.204)	47.090.509

Notas Explicativas



O valor do passivo a descoberto está registrado na rubrica Provisão para passivo a descoberto.

Segue abaixo a movimentação dos investimentos mais relevantes da Companhia:

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2013	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Ganho / Perda de Capital	Redução de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2014
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO								
ITAIPI BINACIONAL	117.130	-	15.680	-	-	-	-	132.810
EÓLICA MANGUE SECO	17.058	-	-	-	-	-	(332)	16.726
CHC	29.119	49.613	5.866	-	-	-	(5.517)	79.081
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	2.104.536	682.227	-	-	-	-	(110.185)	2.676.578
INAMBARI	9.148	-	-	-	-	-	(8.984)	164
CEEE- GT	544.711	-	(4.067)	-	-	-	(91.308)	449.336
EMAE	153.960	-	(28.446)	-	-	(1.730)	151.430	275.214
CTEEP	931.580	83.106	-	(30.005)	-	(91.996)	53.502	946.187
CEMAR	463.394	-	-	-	-	(20.865)	112.288	554.817
REDE LAJEADO	232.907	-	50	-	-	(40.305)	13.630	206.282
CEB LAJEADO	83.644	-	14	-	-	(19.354)	7.419	71.723
CEEE-D	146.649	-	5.945	-	-	-	(145.118)	7.476
PAULISTA LAJEADO	27.669	-	-	-	-	(6.454)	(3.096)	18.119
ROUAR	18.427	34.392	9.985	-	-	-	7.240	70.044
CEMAT	334.294	-	2.255	18.852	-	(4.861)	25.491	376.031
ESBR PARTICIPAÇÕES S.A.	2.752.140	618.000	(1.200)	-	-	-	(461.576)	2.907.364
MADEIRA ENERGIA S.A.	2.506.082	1.079.130	-	-	-	-	(861.144)	2.724.068
NORTE BRASIL TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	462.170	386.245	-	-	-	-	(5.857)	842.558
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DO MADEIRA S.A.	685.927	80.850	-	-	-	(7.362)	62.927	822.342
ENERPEIXE S.A.	525.379	-	-	-	-	(26.058)	56.539	555.860
MANAUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	525.558	-	-	-	-	-	22.226	547.784
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES S.A.	525.582	-	-	-	-	-	(29.157)	496.425
CHAPECOENSE GERAÇÃO S.A.	345.388	-	-	-	-	(9.512)	28.646	364.522
TRANSMISSORA SUL BRASILEIRA DE ENERGIA S.A.	167.403	98.400	-	-	-	(1.220)	11.377	275.960
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA S.A.	189.062	-	-	-	-	(12.838)	8.408	184.632
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA GARANHUNS S.A.	98.659	66.150	-	-	-	-	16.717	181.526
COMPANHIA ENERGÉTICA SINOP S.A.	-	182.591	-	-	-	-	(4.819)	177.772
INTEGRAÇÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	160.151	-	-	-	-	(13.091)	22.390	169.450
STN - SISTEMA DE TRANSMISSÃO NORDESTE S.A.	195.154	-	-	-	-	(77.734)	46.014	163.434
SANTA VITÓRIA DO PALMAR HOLDING S.A.	185.970	(29.400)	-	-	-	(1.163)	2.220	157.627
TRANSMISSORA SUL LITORÂNEA DE ENERGIA S.A.	16.901	125.455	-	-	-	-	(2.637)	139.719
GOIÁS TRANSMISSÃO S.A.	131.579	-	7.350	-	-	-	(493)	138.436
MGE TRANSMISSÃO S.A.	106.371	-	28.616	-	-	(6.812)	(9.222)	118.953
BRASNORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	105.921	-	-	-	-	-	9.647	115.568
RETIRO BAIXO ENERGIA S.A.	113.181	-	-	-	-	-	(1.275)	111.906
TRANSENERGIA RENOVÁVEL S.A.	78.241	-	-	-	-	(5.744)	24.316	96.813
PARANAÍBA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	17.801	47.285	-	-	-	-	2.297	67.383
BAGUARI ENERGIA S.A.	92.437	-	(315)	-	-	(5.457)	(850)	85.815
TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA S.A.	75.656	-	-	-	-	(1.470)	11.182	85.368
TRANSENERGIA SÃO PAULO S.A.	49.632	-	-	-	-	(10.493)	43.977	83.116
OUTROS	989.998	621.071	(7.697)	8	-	(38.877)	(359.182)	1.205.321
TOTAL DE INVESTIMENTOS	16.316.569	4.125.115	34.036	(11.145)	-	(403.396)	(1.360.869)	18.700.310

Notas Explicativas



Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2012	Integralização de capital	Outros Resultados Abrangentes	Ganho / Perda de Capital	Redução de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2013
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO								
ITAIPU BINACIONAL	102.175	-	14.955	-	-	-	-	117.130
CELPA	94.673	(94.673)	-	-	-	-	-	0
CEEE- GT	738.009	-	(118.263)	-	-	-	(75.034)	544.712
CEMAT	507.251	-	(3.975)	-	-	-	(168.982)	334.294
EMAE	261.499	-	35.274	-	-	(575)	(142.237)	153.961
CTEEP	753.512	-	-	-	-	(71.770)	249.838	931.580
CEMAR	411.463	-	-	-	-	(12.606)	64.537	463.394
REDE LAJEADO	540.819	-	89	-	(180.394)	(70.098)	(57.510)	232.906
CEB LAJEADO	79.672	-	24	-	-	(11.232)	15.180	83.644
PAULISTA LAJEADO	27.425	-	-	-	-	(6.136)	6.381	27.669
CEEE- D	343.875	-	(101.928)	-	-	-	(95.298)	146.649
INAMBARI	15.890	1.402	54	(6.126)	-	-	(2.071)	9.148
CHC	28.584	-	4.540	-	-	-	(4.004)	29.119
EÓLICA MANGUE SECO	17.006	-	-	-	-	-	52	17.058
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	1.365.096	759.696	-	-	-	-	(20.255)	2.104.537
ROUAR	-	17.788	1.071	-	-	-	(433)	18.427
MADEIRA ENERGIA S.A.	1.870.691	654.069	-	-	-	-	(18.678)	2.506.082
ESBR PARTICIPAÇÕES S.A.	1.879.649	950.000	133	-	-	-	(77.642)	2.752.140
ENERPEIXE S.A.	514.735	-	-	-	-	(85.960)	96.604	525.379
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DO MADEIRA S.A.	514.112	139.651	-	-	-	(7.556)	39.720	685.927
MANAUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	476.619	21.318	-	-	-	-	27.621	525.558
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	92.988	439.396	-	-	-	-	(6.802)	525.582
NORTE BRASIL TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	388.108	61.250	-	-	-	805	12.007	462.170
CHAPECOENSE GERAÇÃO S.A.	303.627	-	-	-	-	(48.808)	90.568	345.387
GOIÁS TRANSMISSÃO	101.646	51.499	-	-	-	(19.751)	(1.815)	131.579
STN - SISTEMA DE TRANSMISSÃO NORDESTE S.A.	188.861	-	-	-	-	(31.789)	38.082	195.154
SANTA VITÓRIA DO PALMAR HOLDING S.A.	97.060	88.772	-	-	-	-	138	185.970
TRANSMISSORA SUL BRASILEIRA DE ENERGIA S.A.	6.301	157.754	-	-	-	(1.440)	4.788	167.403
INTEGRAÇÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	147.902	-	-	-	-	(4.837)	17.086	160.151
RETIRO BAIXO ENERGIA S.A.	110.078	-	-	-	-	-	3.103	113.181
MGE TRANSMISSÃO	63.431	45.570	-	-	-	201	(2.831)	106.371
BRASNORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	109.609	-	-	-	-	-	(3.688)	105.921
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA GARANHUNS S.A.	14.956	80.850	-	-	-	-	2.853	98.659
LIVRAMENTO HOLDING S.A.	35.280	73.031	-	-	-	-	(10.963)	97.348
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA S.A.	176.503	-	-	-	-	(14.483)	27.042	189.062
CIA. HIDRELÉTRICA TELES PIRES	89.816	(89.816)	-	-	-	-	-	-
BAGUARI ENERGIA S.A.	89.239	-	-	-	-	(1.837)	5.035	92.437
TRANSENERGIA RENOVÁVEL S.A.	107.865	1.960	-	-	-	(9.904)	(21.680)	78.241
TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA S.A.	63.037	-	-	-	-	-	12.619	75.656
CHUI HOLDING S.A.	33.606	41.797	-	-	-	-	(193)	75.210
SERRA DO FACÃO ENERGIA S.A.	104.098	-	-	-	-	(16.812)	(26.544)	60.742
TDG - TRANSMISSORA DELMIRO GOUVEIA S.A.	45.183	-	-	-	-	(2.152)	6.798	49.829
TOTAL DE INVESTIMENTOS	12.911.949	3.401.315	(168.026)	(6.126)	(180.394)	(416.741)	(16.609)	15.525.368

Notas Explicativas



15.4 Informações do valor de mercado das investidas

EMPRESAS DE CAPITAL ABERTO

Empresas de capital aberto	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado (*)	
			31/12/2014	31/12/2013
CEEE-D	Equivalência Patrimonial	32,59%	102.492	189.631
CEEE-GT	Equivalência Patrimonial	32,59%	143.783	202.250
CEMAR	Equivalência Patrimonial	33,55%	910.593	837.264
CEMAT	Equivalência Patrimonial	28,55%	293.887	232.872
CTEEP	Equivalência Patrimonial	35,37%	2.395.593	1.561.602
EMAE	Equivalência Patrimonial	39,02%	54.061	82.894
CELPA	Valor de mercado	1,15%	26.782	17.435
CELESC	Valor de mercado	10,75%	61.897	82.901
CESP	Valor de mercado	2,05%	168.789	148.568
COELCE	Valor de mercado	7,06%	200.868	210.589
AES Tiete	Valor de mercado	7,94%	547.862	577.435
CGEEP - DUKE	Valor de mercado	0,47%	27.199	27.371
ENERGISA S.A	Valor de mercado	2,91%	85.353	84.906
CELGPAR	Valor de mercado	0,07%	184	345
CELPE	Valor de mercado	1,56%	15.407	21.149
COPEL	Valor de mercado	0,56%	38.116	34.136
CEB	Valor de mercado	3,29%	6.021	6.703
AES Eletropaulo	Valor de mercado	1,25%	32.098	35.368
Energias do Brasil	Valor de mercado	0,31%	20.357	19.385

EMPRESAS DE CAPITAL FECHADO

Empresas de capital fechado	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado	
			31/12/2014	31/12/2013
TANGARÁ	Valor de mercado	25,47%	Não divulgado	19.932
CDSA	Valor de mercado	0,13%	Não divulgado	368
Angical 2 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	12.727	Não divulgado
Arapapá Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	5.128	Não divulgado
Carcará Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	12.000	Não divulgado
Ceb Lajeado	Equivalência Patrimonial	40,07%	330.218	58.364
Lajeado Energia	Equivalência Patrimonial	40,07%	966.177	303.276
Paulista Lajeado	Equivalência Patrimonial	40,07%	95.192	22.532
Acauã Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,93%	7.679	Não divulgado
Amapari Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	(1.542)	109.563
Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	81.219	81.638
Baguari Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	30,61%	280.329	301.961
Banda de Couro Energética S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.962	Não divulgado
Baraúnas I Energética S/A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	(54)	Não divulgado
Baraúnas II Energética S/A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.257	Não divulgado
Bom Jesus Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	14.470	190
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,71%	227.478	213.072
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	84.553	92.340
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	136.610	127.069
Cachoeira Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.559	131
Caititu 2 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	12.728	Não divulgado
Caititu 3 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	12.727	Não divulgado
Caldas Novas	Equivalência Patrimonial	49,90%	25.744	21.311
Carnaúba I Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	17.013	231
Carnaúba II Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	13.763	190
Carnaúba III Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	12.262	169
Carnaúba V Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	18.277	251
Central Eólica Famosa I S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	14.310	14.822
Central Eólica Pau Brasil S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.518	9.878
Central Eólica Rosada S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	17.700	18.543
Central Eólica São Paulo S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	10.772	11.122
Cervantes I Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	12.336	169
Cervantes II Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.216	131
Chapecoense Geração S.A.	Equivalência Patrimonial	40,00%	911.306	863.468
Chuí Holding S.A	Equivalência Patrimonial	49,00%	76.521	153.490
Chuí IX	Equivalência Patrimonial	99,99%	(55)	Não divulgado
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	42.500	35.980
Companhia Energética Sinop S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	355.294	Não divulgado
Construtora Integração Ltda	Equivalência Patrimonial	49,00%	91.908	91.649
Corrupião 3 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,95%	12.727	Não divulgado
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	43.899	8.733
Coxilha Seca	Equivalência Patrimonial	99,99%	87	Não divulgado
Coqueirinho 2 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,98%	21.419	Não divulgado
Energética Águas da Pedra S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	365.634	378.947
Energia dos Ventos I S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	14.803	10.963
Energia dos Ventos II S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	8.992	6.684
Energia dos Ventos III S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	13.337	9.880
Energia dos Ventos IV S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	19.458	14.327
Energia dos Ventos V S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.897	11.504
Energia dos Ventos VI S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	2.596	15.849
Energia dos Ventos VII S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	2.816	16.000
Energia dos Ventos VIII S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.856	11.463
Energia dos Ventos IX S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.990	11.731
Energia dos Ventos X S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	11.851	8.792

Notas Explicativas



Empresas de capital fechado	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado	
			31/12/2014	31/12/2013
Enerpeixe S.A.	Equivalência Patrimonial	40,00%	1.389.649	1.313.448
ESBR Participações S.A.	Equivalência Patrimonial	20,00%	7.268.412	6.880.352
Etau - Empresa de Transmissão Alto Uruguai	Equivalência Patrimonial	27,40%	92.190	88.318
Extremoz Transmissora do Nordeste ETN S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	14.652	3.071
Fronteira Oeste Transmissora de Energia	Equivalência Patrimonial	51,00%	23.183	10
Goiás Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	282.522	460.188
Eólica Hermenegildo I	Equivalência Patrimonial	99,99%	(374)	Não divulgado
Eólica Hermenegildo II	Equivalência Patrimonial	99,99%	(146)	Não divulgado
Eólica Hermenegildo III	Equivalência Patrimonial	99,99%	(113)	Não divulgado
Inambari Geração de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	19,60%	559	31.255
Integração Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	342.198	317.932
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.543.620	1.514.466
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	370.460	201.342
Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	(67.518)	47.463
Livramento Holding S.A.	Equivalência Patrimonial	52,53%	(176.657)	198.669
Luziânia - Niquelândia Transmissora S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	32.699	11.500
Madeira Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	39,00%	6.994.900	6.425.851
Manaus Construtora Ltda.	Equivalência Patrimonial	49,50%	24.221	18.116
Manaus Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,50%	1.106.631	1.061.735
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	20,00%	45.214	5.755
MGE Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	242.762	217.084
Morro Branco I Energética S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	31.734	Não divulgado
Mussambê Energética S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	40.726	Não divulgado
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.715.791	818.807
Norte Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	34,98%	5.353.094	4.212.159
Papagaio Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	13.380	Não divulgado
Paranaíba	Equivalência Patrimonial	24,50%	275.032	72.657
Pedra Branca S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	29.094	28.768
Pitumbu Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	14.265	190
Punau I Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	18.187	251
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	87.106	83.460
Retiro Baixo Energética S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	231.880	230.982
Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	321.687	379.531
São Caetano Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	20.160	269
São Caetano I Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	14.395	190
São Galvão Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	19.000	251
São Pedro do Lago S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	33.198	30.852
Eólica Serra das Vacas I S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	26.546	Não divulgado
Eólica Serra das Vacas II S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	25.486	Não divulgado
Eólica Serra das Vacas III S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	24.706	Não divulgado
Eólica Serra das Vacas IV S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	25.729	Não divulgado
Serra do Façõ Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,47%	3.314	123.040
Sete Gameleiras S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	42.447	41.312
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	333.540	398.274
Tamandua Mirim 2 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	21.295	Não divulgado
TDG Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	114.169	101.690
Teles Pires Participações S.A.	Equivalência Patrimonial	49,44%	998.870	1.064.632
Transenergia Goiás S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	32.455	5.022
Transenergia Renovável S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	197.578	159.676
Transenergia São Paulo S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	173.623	101.290
Cia. Transirapé de Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	24,50%	65.853	57.347
Cia. Transleste de Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	24,00%	65.066	113.279
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	164.875	154.399
Transnorte Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	105.417	76.698
Cia. Transudeste de Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	25,00%	59.905	56.028
Triângulo Mineiro	Equivalência Patrimonial	49,00%	79.753	21.357
Teiú 2 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,90%	10.190	Não divulgado
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. - TSBE	Equivalência Patrimonial	80,00%	344.950	209.254
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A. - TSLE	Equivalência Patrimonial	51,00%	273.959	33.139
Urapuru Transmissora de Energia	Equivalência Patrimonial	75,00%	57.429	Não divulgado

Notas Explicativas



Empresas de capital fechado	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado	
			31/12/2014	31/12/2013
Usina Energia Eólica Caçara I S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	42.809	10.778
Usina Energia Eólica Caçara II S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	28.789	6.937
Usina Energia Eólica Junco I S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	38.418	10.599
Usina Energia Eólica Junco II S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	38.955	10.788
Ventos de Santo Augusto IV Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	29.416	Não divulgado
Vale do São Bartolomeu	Equivalência Patrimonial	39,00%	41.354	1.700
Ventos de Santa Joana I Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	29.417	Não divulgado
Ventos de Santa Joana III Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	33.957	Não divulgado
Ventos de Santa Joana IV Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	27.686	Não divulgado
Ventos de Santa Joana V Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	29.417	Não divulgado
Ventos de Santa Joana VII Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	29.417	Não divulgado
Ventos de Santa Joana IX Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	27.820	9.017
Ventos de Santa Joana X Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	26.355	9.017
Ventos de Santa Joana XI Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	23.711	9.017
Ventos de Santa Joana XII Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	31.509	9.017
Ventos de Santa Joana XIII Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	26.992	9.017
Ventos de Santa Joana XV Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	31.090	9.017
Ventos de Santa Joana XVI Energias Renováveis S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	28.760	9.017
Mata de Santa Genebra	Equivalência Patrimonial	49,90%	52.459	Não divulgado
Belo Monte Transmissora	Equivalência Patrimonial	49,00%	24.336	Não divulgado
Lago Azul Transmissão	Equivalência Patrimonial	49,90%	3.948	Não divulgado
Ventos de São Rafael	Equivalência Patrimonial	49,00%	(6)	Não divulgado
Ventos de São Cirilo	Equivalência Patrimonial	49,00%	(4)	Não divulgado
Ventos de São Bento	Equivalência Patrimonial	49,00%	(6)	Não divulgado
Ventos de Santo Antônio	Equivalência Patrimonial	49,00%	(4)	Não divulgado
Ventos de Santa Vera	Equivalência Patrimonial	49,00%	(4)	Não divulgado
Ventos de Santa Marcela	Equivalência Patrimonial	49,00%	(5)	Não divulgado
Itaguaçu da Bahia	Equivalência Patrimonial	49,00%	(6)	Não divulgado
Ventos de Santa Luzia	Equivalência Patrimonial	49,00%	(5)	Não divulgado
Ventos de Santa Madalena	Equivalência Patrimonial	49,00%	(6)	Não divulgado
Ventos de São João	Equivalência Patrimonial	49,00%	(5)	Não divulgado
CSE Centro de Soluções Estratégicas	Equivalência Patrimonial	49,90%	3.400	Não divulgado
Tijoa Participações e Investimentos	Equivalência Patrimonial	49,90%	1.635	Não divulgado
Energia Olímpica S.A.	Equivalência Patrimonial	49,90%	(426)	Não divulgado
Empresa de Energia São Manoel	Equivalência Patrimonial	33,33%	(1.782)	Não divulgado
Energia Sustentável do Brasil Participações S.A.	Equivalência Patrimonial	20,00%	7.268.412	Não divulgado

15.5 Resumo das informações dos empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

I - Ativo e Passivo

31/12/2014

Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Patrimônio líquido
Amapari Energia S.A.	49,0%	-	22.100	-	29.318	(7.218)
Amazônia Eletronorte Transm. de Energia S.A.	49,0%	85.857	23.852	20.998	7.492	81.219
Belo Monte Transmissora de Energia S.A.	24,5%	16.542	8.999	-	1.205	24.336
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	49,71%	277.484	13.734	16.277	51.884	223.057
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	24,5%	230.332	30.638	123.580	52.837	84.553
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	24,5%	249.132	41.174	124.424	29.162	136.720
CEEE-D	32,59%	1.850.160	1.112.005	386.406	2.487.750	88.009
CEEE- GT	32,59%	731.744	2.286.349	434.369	1.139.970	1.443.754
CEMAR	33,48%	2.364.851	2.164.885	1.607.425	1.268.760	1.653.551
Chapecoense Geração S.A.	40,00%	3.134.622	335.294	1.665.317	893.293	911.306
Cia Hidrelétrica Teles Pires	49,44%	4.459.508	134.736	3.363.629	231.745	998.870
Companhia Energética Sinop	24,5%	119.558	323.316	-	72.569	370.305
Construtora Integração Ltda	24,5%	3	185.369	-	93.464	91.908
CTEEP	35,23%	1.856.289	5.285.850	572.630	1.404.464	5.165.045
Energética Águas da Pedra S.A	49,00%	773.415	66.340	408.164	43.622	387.969
Enerpeixe S.A.	40,00%	1.644.956	203.243	123.840	334.710	1.389.649
ESBR Participações S.A.	40,00%	20.338.744	1.886.608	11.324.749	3.632.191	7.268.412
Inambari Geração de Energia	19,61%	57	530	-	28	559
Integração Transmissora de Energia S.A	49,00%	611.931	13.331	181.519	101.545	342.198
Interligação Elétrica do Madeira S.A	49,00%	4.382.731	163.607	2.435.751	566.967	1.543.620
Itaipu	50,00%	37.866.871	4.330.771	33.681.427	8.250.655	265.560
Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	49,0%	589.436	130.540	318.851	468.643	(67.518)
Livramento Holding S.A.	52,5%	190.806	24.368	159.118	232.713	(176.657)
Madeira Energia S.A	39,00%	20.998.021	1.745.534	13.049.395	2.699.260	6.994.900
Manaus Construtora Ltda	30,0%	-	101.817	-	61.977	39.840
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,50%	2.368.082	154.180	874.167	541.464	1.106.631
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	3.456.889	69.655	1.276.121	534.632	1.715.791
Norte Energia S.A	34,98%	21.536.053	1.527.473	16.759.221	951.211	5.353.094
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	24,5%	227.547	27.486	130.240	37.687	87.106
Serra do Facão Energia S.A	49,47%	1.979.783	88.407	529.311	1.535.565	3.314
Sistema de Transmissão Nordeste S.A	49,00%	684.561	52.348	180.408	222.961	333.540
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	49,0%	276.053	64.067	151.130	24.115	164.875
Transnorte Energia S.A.	49,0%	293.142	31.522	-	219.247	105.417
Outros		13.685.034	4.370.918	5.341.360	4.296.128	8.418.464

Notas Explicativas



31/12/2013

Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Patrimônio líquido
Amapari Energia S.A.	49,00%	67.629	73.693	-	31.759	109.563
Amazônia Eletronorte Transm. de Energia S.A.	49,00%	8.440	102.092	27.393	1.501	81.638
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	49,00%	259.646	12.622	27.888	31.308	213.072
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	24,50%	214.519	18.430	-	140.609	92.340
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	24,50%	253.736	21.485	-	145.968	129.253
CEEE-D	32,59%	1.566.376	1.431.206	451.072	2.035.169	511.341
CEEE-GT	32,59%	468.606	2.734.020	234.429	1.235.724	1.732.473
CEMAR	33,55%	2.191.129	1.424.439	1.391.268	843.242	1.381.058
Chapecoense Geração S.A.	40,00%	3.209.220	232.821	1.795.563	783.010	863.468
Cia Hidrelétrica Teles Pires	49,00%	3.137.772	839.665	2.659.699	255.366	1.062.372
Construtora Integração Ltda	24,50%	4	132.559	-	40.912	91.651
CTEEP	35,23%	24.565	6.575.996	229.350	1.458.764	4.912.447
Energética Aguas da Pedra S.A	49,00%	750.921	144.460	442.144	43.390	409.847
Enerpeixe S.A.	40,00%	1.696.814	186.286	238.093	331.560	1.313.447
ESBR Participações S.A.	40,00%	16.808.946	1.342.317	10.179.844	933.548	7.037.871
Inambari Geração de Energia	49,00%	26.136	5.047	-	104	31.079
Integração Transmissora de Energia S.A	49,00%	624.947	20.725	212.154	115.586	317.932
Interligação Elétrica do Madeira S.A	49,00%	4.039.559	79.230	2.431.411	432.143	1.255.235
Itaipu	50,00%	37.786.710	2.303.927	32.432.831	7.423.546	234.260
Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	49,00%	15.128	542.172	372.057	137.780	47.463
Livramento Holding S.A.	49,00%	341.823	16.505	158.547	93.052	106.729
Madeira Energia S.A	39,00%	18.827.952	1.695.658	11.893.204	2.204.556	6.425.850
Manaus Construtora Ltda	30,00%	-	68.485	-	49.998	18.487
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,50%	2.076.820	177.653	876.820	315.918	1.061.735
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	2.440.038	105.802	1.097.930	507.405	940.505
Norte Energia S.A	50,00%	12.757.333	1.180.925	8.745.145	980.954	4.212.159
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	24,50%	215.986	19.871	-	149.951	85.906
Serra do Facão Energia S.A	49,47%	1.999.780	74.698	516.965	1.434.737	122.776
Sistema de Transmissão Nordeste S.A	49,00%	674.032	31.820	201.814	105.764	398.274
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	49,00%	303.069	20.333	158.138	10.865	154.399
Transnorte Energia S.A.	49,00%	77.650	3.192	-	4.144	76.698
Outros	-	9.514.441	2.573.812	2.961.323	2.716.018	6.410.912

II - Resultado

31/12/2014

Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização
Amapari Energia S.A.	30.527	1.285	(6.764)	(3.509)	(106.867)	(5.175)
Amazônia Eletronorte Transm. de Energia S.A.	33.051	859	(2.390)	(1.600)	23.217	(244)
Belo Monte Transmissora de Energia S.A.	20.330	1.289	(19)	(134)	(665)	(11)
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	34.847	751	(2.803)	(7.524)	19.435	-
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	29.394	1.749	(9.449)	(2.603)	(5.316)	(9.632)
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	46.316	2.556	(9.854)	(3.620)	8.268	(10.879)
CEEE-D	3.700.400	96.043	(96.948)	(56.437)	(445.282)	(61.961)
CEEE-GT	670.957	129.303	(30.738)	95.241	(280.763)	(31.772)
CEMAR	2.484.218	384.315	(477.821)	(65.821)	334.684	(121.769)
Chapecoense Geração S.A.	714.808	33.059	(136.412)	(51.751)	71.617	(62.773)
Cia Hidrelétrica Teles Pires	-	23	(605)	(22.588)	(39.469)	-
Companhia Energética Sinop	-	3.659	(61)	-	(2.333)	-
Construtora Integração Ltda	105.200	358	(1.414)	(12.390)	5.844	-
CTEEP	1.102.788	154.225	(142.334)	(80.475)	379.732	(8.860)
Energética Aguas da Pedra S.A.	196.394	6.371	(33.988)	(4.039)	20.608	(21.066)
Enerpeixe S.A.	433.025	8.784	(36.825)	(11.464)	141.349	(45.279)
ESBR Participações S.A.	754.272	6.294	(183.578)	674.872	(1.153.942)	(123.066)
Inambari Geração de Energia	-	23	-	-	(373)	(15)
Integração Transmissora de Energia S.A	84.827	4.828	(17.109)	(10.048)	46.983	(3)
Interligação Elétrica do Madeira S.A	532.206	12.827	(163.410)	(62.614)	121.617	-
Itaipu	9.773.571	166.378	(2.209.854)	-	2.931.297	-
Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	233.844	6.067	(36.352)	1.887	(112.426)	-
Livramento Holding S.A.	29.910	-	(4.276)	(10.966)	(283.386)	-
Madeira Energia S.A	2.343.960	64.533	(797.759)	6.424	(2.208.060)	(375.533)
Manaus Construtora Ltda	25.964	302	(19)	(8.441)	16.442	-
Manaus Transmissora de Energia S.A.	211.311	4.422	(70.893)	(40.212)	61.142	(4.677)
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	686.770	1.504	(116.087)	1.135	(3.655)	-
Norte Energia S.A	-	116.122	(115.154)	110.092	(219.394)	(1.394)
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	36.108	1.644	(9.987)	(2.423)	213	(9.854)
Serra do Facão Energia S.A	159.838	3.888	(37.674)	15.433	(119.463)	(23.876)
Sistema de Transmissão Nordeste S.A	147.533	3.274	(19.247)	(21.088)	93.908	(122)
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	50.271	2.546	(14.210)	(2.635)	28.870	(85)
Transnorte Energia S.A.	210.839	-	(17)	(8.533)	16.546	(33)
Outros	2.672.401	1.130.516	(886.730)	(135.308)	41.993	(60.186)

Notas Explicativas



31/12/2013

Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização
Amapari Energia S.A.	35.724	730	(170)	(1.265)	6.295	(5.060)
Amazônia Eletronorte Transm. de Energia S.A.	26.132	363	(2.755)	(1.127)	17.582	(202)
Brasnordeste Transmissora de Energia S.A.	4.050	200	(861)	(353)	1.780	(557)
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	-	-	(2)	-	(4.503)	-
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	4.432	-	(1)	-	(3.200)	-
CEEE-D	2.263.719	136.400	(76.275)	3.278	(228.571)	(4.795)
CEEE-GT	735.508	161.302	(22.970)	27.290	(191.336)	(41.062)
CEMAR	1.968.774	131.025	(238.932)	(49.240)	192.247	(89.374)
Chapecoense Geração S.A.	567.286	15.792	(140.980)	(79.433)	161.601	(64.365)
Cia Hidrelétrica Teles Pires	112	-	(925)	-	(15.898)	-
Construtora Integração Ltda	64.368	1.028	(380)	(10.400)	20.250	-
CTEEP	822.235	302.321	(212.243)	181.951	31.921	7.339
Energética Aguas da Pedra S.A	118.849	3.619	(22.432)	(16.177)	31.452	(12.650)
Enerpeixe S.A.	424.737	12.195	(53.551)	(23.994)	219.218	(49.398)
ESBR Participações S.A.	126.857	3.219	(5.704)	20.859	(194.439)	(5.661)
Inambari Geração de Energia	-	55	-	-	(33.579)	(24)
Integração Transmissora de Energia S.A	71.428	1.349	(20.153)	(4.121)	33.999	(3)
Interligação Elétrica do Madeira S.A	784.981	9.691	(153.651)	(5.713)	11.092	-
Itaipu	8.199.764	54.459	(1.665.907)	-	2.565.210	-
Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	104.149	-	(26.140)	3.404	(6.607)	-
Livramento Holding S.A.	29.132	1.004	(354)	12.724	(24.735)	-
Madeira Energia S.A	1.300.586	18.115	(323.895)	(12.548)	(47.738)	(230.612)
Manaus Construtora Ltda	7.133	986	(81)	(202)	390	-
Manaus Transmissora de Energia S.A.	311.705	5.937	(75.372)	(26.708)	63.601	-
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	546.395	9.936	(56.224)	(7.529)	14.441	-
Norte Energia S.A	-	85.047	(85.615)	18.394	(37.078)	(3.190)
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	-	-	(1)	-	(5.290)	-
Serra do Facão Energia S.A	252.057	4.278	(38.728)	(10.932)	(74.009)	(24.361)
Sistema de Transmissão Nordeste S.A	138.203	2.390	(29.923)	(18.872)	77.719	(114)
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	44.039	2.698	(14.292)	(2.308)	24.183	(78)
Transnorte Energia S.A.	29.760	-	(10)	(2.122)	4.063	(30)
Outros	1.896.383	939.629	(294.629)	(102.121)	260.551	60.440

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 seus aditivos celebrados, respectivamente, em 15 de maio de 2005 e em 08 de junho de 2009 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\$ 147.841 (31 de dezembro de 2013 - R\$ 219.360), prejuízos acumulados de R\$ 678.710 (31 de dezembro de 2013 - R\$ 583.356) e passivo a descoberto de R\$ 11.075 (R\$ 21.400 em 31 de dezembro de 2013) 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 negativo de R\$ 512.717 (31 de dezembro de 2013 - R\$ 311.403), prejuízos acumulados de R\$ 1.221.058 (31 de dezembro de 2013 - R\$ 1.513.778) e patrimônio líquido de R\$ 104.066 (passivo a descoberto em 31 de dezembro de 2013 - R\$ 188.654) 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

Notas Explicativas

principal atividade é a distribuição de energia elétrica. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 118.864 (31 de dezembro de 2013 – 176.070), prejuízos acumulados de R\$ 1.403.544 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 1.441.479) e passivo a descoberto de R\$ 141.058 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 219.477) 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 (2.203,9 MW*) e complementa a sua necessidade para atendimento aos consumidores comprando energia de produtores independentes. A investida apresenta capital circulante líquido de R\$ 442.063 (capital circulante líquido negativo em 31 de dezembro de 2013 – R\$ 2.950.392), prejuízos acumulados de R\$ 7.570.404 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 6.586.399) e passivo a descoberto de R\$ 2.962.486 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 2.492.502) e depende do suporte financeiro da Companhia. Está previsto para ocorrer em 2015, a desverticalização desta investida. Neste estudo está sendo considerada a transferência das atividades de geração para uma nova sociedade a ser criada no âmbito do Sistema Eletrobras.

e) 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 - RR, válida até o ano de 2015. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 73.865 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 33.611), prejuízos acumulados de R\$ 750.425 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 674.534) e passivo a descoberto de R\$ 69.726 (patrimônio líquido de R\$ 8.294 em 31 de dezembro de 2013) e depende do suporte financeiro da Companhia.

f) Distribuição Acre – detém a concessão para distribuição e comercialização de energia elétrica 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 de R\$ 21.021 (negativo em 31 de dezembro de 2013 – R\$ 19.921), prejuízos acumulados de R\$ 420.461 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 458.987) e patrimônio líquido de R\$ 54.906 (passivo a descoberto de R\$ 209.552 em 31 de dezembro de 2013.).

g) Celg Distribuição – CELG-D - Em 26 de setembro de 2014, a Companhia adquiriu 51% das ações ordinárias representativas do capital social da CELG D, tornando-se controladora da CELG D (vide Nota 42). A CELG D, é uma sociedade anônima de capital fechado, é concessionária de serviço público de energia elétrica no seguimento de distribuição e foi constituída em 23 de março de 2007. A Eletrobras detém 51% do capital e a CELGPAR detém 49%.

A Celg-D detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 237 municípios, 391 distritos e povoados no Estado de Goiás, com 2.688.902 consumidores, abrangendo uma área de 336.871 km²*, regulada pelo Contrato de Concessão nº 63,

Notas Explicativas

de 25 de agosto de 2000, celebrado entre a ANEEL, CELG D e o então acionista controlador, o qual permanece com seu termo de vigência até 07 de julho de 2015, podendo ser prorrogado por mais um período de 30 anos, conforme previsto na Lei 12.783 de 11 de janeiro de 2013.

A controlada manifestou sua concordância às novas regras regulatórias no prazo estabelecido pela Medida Provisória nº 579/2012, estipulado até o dia 15 de outubro de 2012. Nesse sentido, a controlada protocolou junto a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a carta PR-1.507/12 ratificando seu pedido de prorrogação/renovação das concessões.

A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 453.378, prejuízos acumulados de R\$ 3.511.269 e patrimônio líquido de R\$ 156.896 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 construção da usina Angra 3. A partir de 1º de janeiro de 2013, a energia elétrica gerada pela controlada foi rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN, de acordo com a metodologia estabelecida na Resolução Normativa nº 530, editada em 21 de dezembro de 2012, pela ANEEL, para o cálculo das cotas-partes anuais referentes à energia das centrais de geração Angra 1 e Angra 2 e as condições para a comercialização dessa energia na forma do art.11, da Lei nº 12.111/2009. A controlada apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 1.127.268 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 2.319).

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 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 Administración Nacional de Electricidad - ANDE.

Seu objetivo é o aproveitamento dos recursos hídricos do rio Paraná, pertencentes em condomínio aos dois países, desde o Salto de Guaíra até a foz do rio Iguaçu, mediante a construção e operação de Central Hidrelétrica, com capacidade total disponibilizada de 14 milhões de MW*. Em 2014, Itaipu produziu um total de 87,8 milhões de MWh*.

Notas Explicativas

Sua maior produção anual foi estabelecida em 2013, com 98,6 milhões de MWh*. O recorde anterior ocorreu em 2012, com a geração de 98,2 milhões de MWh*.

d) Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF - 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. As operações da CHESF na atividade de geração de energia contam com 14 usinas hidrelétricas e 1 usina termelétrica, perfazendo uma potência instalada de 10.615 MW*, e na atividade de transmissão o sistema é composto por 115 subestações e 19.669 Km* de linhas de alta tensão.

e) Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte - 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 8.860,05 MW* e 6 usinas termelétricas, com capacidade de 479,97 MW*, perfazendo uma capacidade instalada de 9.340,02 MW*. A transmissão de energia é efetuada por um sistema composto de 9.287,13 Km* de linhas de transmissão, 45 subestações no Sistema Interligado Nacional – SIN, 695,89 Km* de linhas de transmissão, 10 subestações no sistema isolado, perfazendo um total de 9.983,02 Km* de linhas de transmissão e 55 subestações.

Conforme detalhado na nota explicativa 3.2 (d), em 31 de março de 2014, os acionistas da controlada Eletronorte aprovaram, em Assembleia Geral Extraordinária, a incorporação da Estação Transmissora de Energia S.A. - Estação, sociedade de propósito específico controlada da Companhia.

Além disso, a controlada possui participação societária em diversas Sociedades de Propósito Específico – SPE, de geração e transmissão de energia elétrica.

Aquisição de participação acionária – Linha Verde Transmissora de Energia S.A.

A Diretoria Executiva da controlada Eletronorte aprovou no dia 02 de outubro de 2013, a aquisição da participação acionária da Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. na Sociedade de Propósito Específico Linha Verde Transmissora de Energia S.A., envolvendo a aquisição pela Eletronorte da totalidade da participação neste investimento.

Em 13 de março de 2014, foi submetido e aprovado, pelo Conselho de Administração da Controlada, o contrato de Compra e Venda das ações de propriedade da Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. na SPE, Linha Verde Transmissora de Energia S.A.. Assim, o contrato ficou somente condicionado à avaliação e aprovação por parte dos órgãos reguladores e de controle da administração federal conforme cláusula 2ª do referido contrato.

A transação foi aprovada pela ANEEL em 30 de setembro de 2014 conforme Resolução Autorizativa nº 4.855.

Notas Explicativas

Conforme detalhado na nota explicativa 42, em 31 de dezembro de 2014 a controlada adquiriu a totalidade das ações da Linha Verde Transmissora de Energia S.A..

f) Furnas Centrais Elétricas S.A.– FURNAS – 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, Pará, Tocantins, Rondônia, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia, além de participar de Sociedades de Propósito Específico. O sistema de produção de energia elétrica operado por Furnas é composto por 10 usinas hidrelétricas de propriedade exclusiva, 2 em parceria com a iniciativa privada com uma potência instalada de 8.327 MW*, e 2 usinas termelétricas com 962 MW* de capacidade, totalizando 9.289 MW*.

g) Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica – CGTEE – tem por principal objeto social realizar estudos, projetos, construções e operações das instalações dos sistemas de transmissão e geração de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas. A Companhia detém concessão de geração para as seguintes usinas termelétricas: Usina Presidente Médici, Fases A e B, localizada no município de Candiota; Usina de São Jerônimo, localizada no município de São Jerônimo; e Usina NUTEPA, localizada no Município de Porto Alegre, todas no Estado do Rio Grande do Sul. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 392.282 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 359.585).

A CGTEE apresentou em 31 de dezembro de 2014 um prejuízo acumulado de R\$ 1.369.341, ante um prejuízo acumulado de R\$ 472.043 em 31 de dezembro de 2013. O resultado determinou um passivo a descoberto de R\$ 553.052 (passivo a descoberto de R\$ 97.728 em 31 de dezembro de 2013).

Diante do quadro atual, a CGTEE está em tratativas junto a Eletrobras para viabilizar ações que possibilitam a sua recuperação técnica e financeira e também está tendo todo o apoio financeiro da Eletrobras para sua manutenção operacional, bem como para execução dos investimentos futuros necessários.

III - Demais Empresas

a) Companhia Energética do Maranhão - CEMAR - concessionária do serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de sub-transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A Companhia 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 -

Notas Explicativas

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 4 milhões de unidades consumidoras.

e) Companhia Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP- sociedade de capital aberto, autorizada a operar como concessionária de serviço público de energia elétrica, tendo como atividades principais o planejamento, a construção e a operação de sistemas de transmissão de energia elétrica.

f) Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA – sociedade de capital aberto, sob o controle acionário da Equatorial Energia S.A. (Equatorial), 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. Além do contrato de distribuição, a CELPA 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 31 de dezembro de 2014 capital circulante líquido negativo de R\$ 175.224 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 94.439).

Todos os créditos existentes contra a investida até a data do ajuizamento do seu pedido de recuperação judicial, ainda que não vencidos, ressalvadas as exceções legais, deverão ser pagos nos termos do plano de recuperação judicial, aprovado em 01 de setembro de 2012 em assembleia geral de credores.

g) Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. – EMAE -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. A investida apresentava capital circulante líquido em 31 de dezembro de 2014 de R\$ 116.473 (31 de dezembro de 2013 R\$ 138.019).

h) Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.- CEMAT - sociedade por ações de capital aberto, sob o controle acionário da Energisa S.A., 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 3 Usinas Termelétricas com suas respectivas subestações associadas, com vencimento em 10 de dezembro de 2027.

Notas Explicativas

i) 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 49,98% 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. Em 31 de dezembro de 2014, a investida apresentava capital circulante líquido de R\$ 175.280 (31 de dezembro de 2013 – capital circulante líquido negativo de R\$ 1.208.687).

j) 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 2014, a investida Madeira Energia S.A. (MESA), da qual Furnas tem participação de 39% apresentava excesso de passivos sobre ativos circulantes no montante de R\$ 481.706 mil. Para equalização da situação do capital circulante negativo, a investida conta com os aportes de recursos de seus acionistas. Parte deste montante é reflexo do reconhecimento de provisão para perdas sobre parte do valor esperado de recebimento de dispêndios reembolsáveis junto ao Consórcio Construtor Santo Antônio (CCSA).

Tal recebível teve sua origem por ocasião da assinatura do 2º termo aditivo ao Contrato de Concessão com a ANEEL, embasado pela apresentação de um cronograma de entrada em operação comercial pelo CCSA, antecipando, pela segunda vez, o início de entrada em operação das unidades geradoras do empreendimento, sendo firmado então, no Contrato para Implantação da UHE Santo Antônio e em “Termos e Condições”, o referido compromisso. No entanto, este cronograma não foi plenamente atendido, fazendo com que o resultado líquido desta apuração gerasse para a MESA um direito de ressarcimento junto ao CCSA.

Para a aferição do cálculo desse dispêndio reembolsável, o CCSA requereu a aplicação da cláusula 31.1.2.1.1 do contrato EPC, que apresenta o limitador contratual de R\$ 122,00/MWh para o repasse do custo pela compra de volume de energia. Diante desta consideração, a administração da MESA efetuou, durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, análises adicionais, incluindo aspectos legais, e mudou sua estimativa quanto ao valor de realização do ativo. Assim, sob o valor total do dispêndio reembolsável de R\$ 1.434.778 mil, foi reconhecida uma provisão para perda de R\$ 678.551 mil, para refletir o valor esperado de recebimento de R\$ 756.227 mil.

Notas Explicativas

A MESA e o CCSA estão em tratativas no intuito de convergirem em um acordo com relação à forma e prazo de liquidação do pleito.

O Conselho de Administração, na reunião nº 002/452, recomendou à Furnas que tome as providências necessárias nas esferas de governança adequadas, para preservar os créditos da SAESA contra o CCSA, de modo a rever o prejuízo na SPE e, por decorrência, seus reflexos em Furnas, por sua participação na SPE.

k) ESBR Participações S.A. (ESBRP) – A ESBR Participações S.A. (“ESBRP”), sociedade anônima de capital fechado, tem por objeto social exclusivo a participação no capital social da Sociedade de Propósito Específico (SPE) denominada Energia Sustentável do Brasil S.A (“ESBR”), detentora da concessão de uso do bem público para exploração da Usina Hidrelétrica Jirau, em fase de construção no Rio Madeira, no Estado de Rondônia. A companhia detém 40% do capital ESBRP.

l) Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IEMadeira) - A IEMadeira foi constituída em 18 de dezembro de 2008 com o objetivo de explorar a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, em particular as linhas de transmissão e subestações arrematadas nos Lotes D e F do Leilão nº 007/2008 da ANEEL:

A linha de transmissão Porto Velho – Araraquara entrou em operação comercial em 01 de agosto de 2013. As estações Inversora e Retificadora entraram em operação comercial em 12 de maio de 2014.

A companhia detém 49% do capital do IE Madeira.

m) Manaus Transmissora de Energia S.A. - A Manaus Transmissora de Energia S.A. é uma sociedade anônima de capital fechado, constituída em 22 de abril de 2008 com o propósito específico de explorar concessões de serviços públicos de transmissão de energia elétrica, prestados mediante a implantação, operação, manutenção e construção de instalações de transmissão da rede básica do sistema elétrico brasileiro interligado, segundo os padrões estabelecidos na legislação e regulamentos em vigor.

A SPE detém a concessão, para construção, operação e manutenção de instalações de transmissão de Linha de Transmissão 500 kV* Oriximiná/Cariri CD, SE Itacoatiara 500/138 kV* e SE Cariri 500/230kV*.

O contrato de concessão foi assinado em 16 de outubro de 2008, pelo prazo de trinta anos, as atividades operacionais iniciaram em 2013.

A Companhia detém 49,50% do capital da Manaus Transmissora de Energia S.A.

IV – Sociedades sob Gestão

a) Companhia de Eletricidade do Amapá - 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.

Notas Explicativas

A Companhia e o Governo do Estado do Amapá celebraram, em 12 de setembro de 2013, 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, oferece uma opção de compra, pela Companhia, do controle acionário daquela empresa. Para isto, a Companhia assume 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 obteve financiamento do Governo Federal, com a finalidade de quitação das dívidas da CEA junto ao Sistema Eletrobras e outros fornecedores, além de preparar um Plano de Contingências que será encaminhado à aprovação da ANEEL.

b) Companhia Energética de Roraima - 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 celebraram, 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, oferece uma opção de compra pela Companhia, do controle acionário daquela empresa. Para isto, a Companhia assume 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 obteve financiamento, com a finalidade de quitação das dívidas da CERR junto ao Sistema Eletrobras e outros fornecedores, além de preparar um Plano de Contingências que será encaminhado à aprovação da ANEEL.

V – 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

Notas Explicativas

Parceiros – 1 – Chesf 49%; 2 – Alusa 51%

Objeto – LT 500 Hv, 546 vKm – Teresina/Fortaleza – em operação

2- Empresa Transmissora do Alto Uruguai – ETAU

Parceiros – 1 – Eletrosul 27,4%; 2 – Transmissora Aliança 52,6%; 3 – DME Energética 10%; 4 – CEEE-GT 10%

Objeto – LT 230 Kv, 187 Km – Campos Novos /Santa Marte – em operação

3 – Enerpeixe S.A.

Parceiros – 1 – Furnas 40%; 2 – EDP 60%

Objeto – UHE Peixe Angical 452 MW – em operação

4 - 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

5 - Uirapuru Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletrosul 75%; 2 – Elos 25%

Objeto – LT 525KV, Ivaioirã/Londrina – em operação.

6 - Energia Sustentável do Brasil - ESBR

Parceiros – 1 – Chesf 20%; 2 – Eletrosul 20%; 2 - GDF Suez Energy Latin America Ltda – 40% e Mizha Participações S.A. – 20%.

Objeto – UHE Jirau, com 3.750 MW – em operação.

7 - Norte Brasil Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletrosul – 24,5%; 2 – Eletronorte 24,5%; 3 – Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. – 51%

Objeto – LT Porto Velho/Araraquara, trecho 02, 600KV – em fase pré-operacional.

8 – Fronteira Oeste

Parceiro – Eletrosul – 51%; CEEE-GT – 49%

Objeto - responsável pela construção, projeto, implantação, operação, exploração e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente das instalações constituídas por: LT 230 kV Santo Ângelo - Maçambará, LT Pinhalzinho - Foz do Chapecó, C1, LT Pinhalzinho - Foz do Chapecó, C2, SE 230/138 kV Pinhalzinho, 3 x 150 MVA, SE 230/138 kV Santa Maria 3, 2 x 83 MVA (novo pátio), no Estado do Rio Grande do Sul – em fase pré-operacional.

9 - Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletronorte 49%; 2 – Bimetal 26,99%; 3 – Alubar 10,76%; 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

10 - 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

Notas Explicativas**11 – 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

12 – Amapari Energia

Parceiros – 1 – Eletronorte 49%; 2 – MPX Energia 51%
Objeto – UTE Serra do Navio 23,33MW

13 - Brasnorte Transmissora de Energia

Parceiros - 1 – Eletronorte 49,71%; 2 – Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. - Taesa 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 – em operação.

14 - 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 – em operação.

15 – Transleste

Parceiros – 1 - Furnas 24%; 2 – Alusa 41%; 3 – Cemig 25%; 4 – EATE 10%
Objeto LT Montes Claros/Irapé, 345 kV – em operação

16 - Transudeste

Parceiros – 1 – Furnas 25%; 2 – Alusa 41%; 3 – Cemig 24%; 4 – EATE 10%
Objeto - LT Itutinga/ Juiz de Fora, 345 kV – em operação

17 – Transirapé

Parceiros – 1 – Furnas 24,50%; 2 – Alusa 41%; 3 – Cemig 24,50%; 4 – EATE 10%
Objeto - LT Irapé / Araçuaí, 230 kV – em operação

18 – Chapecoense

Parceiros – 1 – Furnas 40%; 2 - CPFL 51%; 3 - CEEE-GT 9%
Objeto – UHE Foz do Chapecó, Rio Uruguai, 855MW – em operação

19 - 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

20 - Retiro Baixo

Parceiros – 1 - Furnas 49%; 2 – Orteng 25,5%; 3 - Arcadis Logos 25,5%
Objeto - UHE Retiro Baixo, 82 MW – em operação

21 - Baquari Energia

Parceiros – 1 – Furnas 30,61%; 2- Cemig 69,39%

Notas Explicativas

Objeto - UHE Baguari, 140 MW – em operação

22 - Centroeste de Minas

Parceiros – 1 – Furnas 49%; 2 – Cemig 51%

Objeto - LT Furnas/Pimenta (MG), 345 kV – em operação

23 - 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 – em operação.

24 - IE Madeira

Parceiros – 1 – Furnas 24,50%; 2 – Chesf 24,50%; 3 – CTEEP 31%

Objeto - LT Coletora Porto Velho/Araraquara, trecho 01, com 2.375 Km – em operação.

25 - 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 – o empreendimento encontra-se suspenso.

26 - Transenergia Renovável

Parceiros – 1 – Furnas 49%; 2 – J. Malucelli 51%

Objeto - construção, implantação, operação e manutenção de linha de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Elétrico Interligado Nacional Lote C

27 - Norte Energia S.A.

Parceiros – 1 – Eletrobras 15,00%; 2 – Chesf 15%; 3 - Eletronorte 19,98%; 4 - Petros 10%; 5 - Outros 4genebra0,02%

Objeto – UHE Belo Monte, no rio Xingu – em fase pré-operacional.

28 - 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.

29 - 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 III, CS, em 500 kV, com 64 km; LT Ceará Mirim II – Campina Grande III, CS, em 500 kV, com 201 km; LT Ceará Mirim II – 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

Notas Explicativas

João Câmara II, 500 kV; SE Campina Grande III, 500/230 kV; SE Ceará Mirim, 500/230 kV – fase pré-operacional.

30 - 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.

31 - Pedra Branca, São Pedro do Lago e Sete Gameleiras

Parceiros: 1 - Chesf: 49%; 2 - Brennand 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 operacional.

32 - 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.

33 - Chuí

Parceiros: 1 - Eletrosul: 49%; 2 - Rio Bravo Investimentos: 51%.

Objeto: Geração eólica, em fase pré-operacional.

34 - Livramento

Parceiros: 1 - Eletrosul: 52,5%; 2 - Rio Bravo Investimentos: 41%; 3 - Fundação Elos: 6,5%.

Objeto: Geração eólica, em fase operacional.

35 - Santa Vitória do Palmar

Parceiros: 1 - Eletrosul: 49%; 2 - Rio Bravo Investimentos: 51%.

Objeto: Geração eólica, em fase pré-operacional.

36 - 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.

37 - 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.

38 - Marumbi

Parceiros: 1 - Eletrosul: 20%; 2 - Copel: 80%.

Notas Explicativas

Objeto: LT 525 Kv Curitiba – Curitiba Leste (PR). Em fase pré-operacional.

39 - Costa Oeste

Parceiros: 1 - Eletrosul: 49%; 2 - Copel: 51%.

Objeto: LT 230 Kv Cascavel Oeste- Umuarama(PR). Em fase pré-operacional.

40 - 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.

41 - 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 – em fase pré-operacional.

42 - 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 – em operação.

43 - 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. – em operação.

44 - Transnorte

Parceiro: 1 - Eletronorte: 49%; 2 - Alupar Investimento S.A.: 51%

Objeto: LT Lechuga (AM) - Equador - Boa Vista (RR), com 500 kV – em fase pré-operacional.

45 - 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 58,5 MW de potência instalada, localizado no município de Galinhos, no Rio Grande do Norte – em fase pré-operacional.

46 - Brasventos Miassaba 3 Geradora

Parceiro: 1 - Eletronorte: 24,50%; 2 - Furnas: 24,50%; 3 - J. Malucelli: 51%

Objeto: Parque Eólico Miassaba 3, com 68,5 MW de potência instalada, localizado no município de Macau, no Rio Grande do Norte – em fase pré-operacional.

47 - 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 60,1 MW de potência instalada, localizado no município de Galinhos, no Rio Grande do Norte – em fase pré-operacional.

48 - Luziana – Niquelândia Transmissora

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - State Grid Corporation of China: 51%.

Notas Explicativas

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 – em fase pré-operacional.

49 - 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 204,4 MW instalados, municípios de Fortim e Aracatí - Ceará.

50 - 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.

51 - Goiás Transmissão

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - Desenvix: 20%; 3 - J. Malucelli Energia: 31%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção das linhas de transmissão Rio Verde Norte – Trindade; Trindade- Xavantes; Trindade- Região Centro Oeste.

52 - 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.

53 - MGE Transmissão

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - Desenvix: 20%; 3 - J. Malucelli Energia: 31%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção das LTs Mesquita – Viana 2- Viana 2- Viana e da SE Viana 2.

54 – Triângulo Mineiro

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção da LT Marimbondo II – Assis.

55 – Paranaíba

Parceiros: 1 – Furnas: 24,50%; 2 – COPEL: 24,50%; 3 – State Grid: 51%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção das LTs Barreiras II – Rio das Éguas – Luziânia – Pirapora.

56 – Central Eólica Famosa I

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – PF Participações Ltda.: 51%.

Objeto: Parque Eólico Famosa I, com 22,5 MW de potência instalada, localizado no município de Tibau, Rio Grande do Norte.

57 – Central Eólica Pau Brasil

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – PF Participações Ltda.: 51%.

Objeto: Parque Pau Brasil, com 15 MW de potência instalada, localizado no município de Icapuí, Ceará.



Notas Explicativas

58 – Central Eólica Rosada

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – PF Participações Ltda.: 51%.

Objeto: Parque Rosada, com 30 MW de potência instalada, localizado no município de Tibau, Rio Grande do Norte.

59 – Central Eólica São Paulo

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – PF Participações Ltda.: 51%.

Objeto: Parque Rosada, com 17,5 MW de potência instalada, localizado no município de Icapuí, Ceará.

60 – Vale do São Bartolomeu

Parceiros: 1 – Furnas: 39%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%; 3 – CELG DT: 10%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção das LTs Luziânia – Brasília Leste; Samambaia – Brasília Sul – Brasília Geral.

61 – Punaú I

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

Objeto: 7 Parques Eólicos no estado do Rio Grande do Norte, totalizando 132 MW.

62 – Carnaúba I

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

63 – Carnaúba II

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

64 – Carnaúba III

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

65 – Carnaúba V

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

66 – Cervantes I

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

67 – Cervantes II

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

68 – Bom Jesus

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

69 – Cachoeira

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

70 – Pitimbu

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

71 – São Caetano I

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

Notas Explicativas**72 – São Caetano**

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

73 – São Galvão

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – FIP Caixa Milão: 51%.

74 – Companhia Energética Sinop S.A.

Parceiros: 1 – Eletronorte: 24,5%; 2 – Chesf: 24,5% e 3 - Abengoa: 51%.

Objeto: Construção, implantação, operação, manutenção e exploração comercial da UHE SINOP – início das operações previsto para 2018.

75 – Rouar S.A.

Parceiros: 1 – Eletrobras: 50%; 2 – UTE: 50%

Objeto: 1 Parque Eólico em Colônia – Uruguai

76 – Belo Monte Transmissora de Energia S.A.

Parceiros: 1 – State Grid Brazil Holding (SGBH): 51%; 2 – Furnas: 24,5%; 3 – Eletronorte: 24,5%.

Objeto: Construção e operação da LT (2.902 km*) da UHE Belo Monte em 800 Kv* – Estações Conversoras de Xingu - PA e Estreito – MG.

Ano de vencimento: 2048

77 – Três Irmãos

Parceiros: 1 – Furnas: 49,9%; 2 – Fundo de Investimento em Participações Constantinopla: 50,1%.

Objeto: UHE Três Irmãos - com 807,5 MW de capacidade instalada e 217,5 MW médios de garantia física, tem sua geração de energia elétrica destinada às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), em regime de cotas, nos termos da Lei nº 12.783. – em operação.

78 – São Manoel

Parceiros: 1 – Furnas: 33,33%; 2 – CWEI (Brasil) Participações: 33,34% e 3 - EDP do Brasil – 33,33%.

Objeto: UHE São Manoel ficará localizada no rio Teles Pires, entre os estados do Pará e de Mato Grosso, e terá potência instalada de 700 MW– em fase pré-operacional.

79 – Complexo Itaguaçu da Bahia (Itaguaçu da Bahia, Ventos de Santa Luiza, Ventos de Santa Madalena, Ventos de Santa Marcella, Ventos de Santa Vera, Ventos de Santo Antônio, Ventos de São Bento, Ventos de São Cirilo, Ventos de São José e Ventos de São Rafael)

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – Salus Fundo de Investimento: 49% e 3 - Casa dos Ventos Energia Renovável: 2%.

80 – Complexo Santo Sé II (Baraúnas I, Morro Branco I e Mussambê)

Parceiros: 1 – Chesf: 49%; 2 – Brennand Energia S.A.: 50,9% e 3 – Brennand Energia Eólica: 0,1%.

Objeto: Com 29,7 MW de potência instalada cada e com início de operação previsto para setembro/2015 e prazo de duração de 35 anos.

Em fase pré-operacional.

Notas Explicativas**81 – Complexo Sento Sé III (Baraúnas II e Banda de Couro)**

Parceiros: 1 – Chesf: 49%; 2 – Brennand Energia S.A.: 50,9% e 3 – Brennand Energia Eólica: 0,1%.

Objeto: Com 29,7 MW e 21,6MW, respectivamente, de potência instalada e com início de operação previsto para maio/2018 e prazo de duração de 20 anos.

Em fase pré-operacional.

82 – Complexo Chapada do Piauí I (Ventos de Santa Joana IX, X, XI, XII, XIII, XV e XVI)

Parceiros: 1 – Chesf: 49%; 2 – Contour Global do Brasil Holding.: 36%; 3 – Salus – Fundo de Investimento em Participações: 14% e Ventos de Santa Joana Energias – 1%

Objeto: Com 30 MW de potência instalada cada e com início de operação previsto para setembro/2015 e prazo de duração de 20 anos.

Em fase pré-operacional.

83 – Complexo Chapada do Piauí II (Ventos de Santa Joana I, III, IV, V, VII e Ventos de Santo Augusto IV)

Parceiros: 1 – Chesf: 49%; 2 – Contour Global do Brasil Holding.: 36%; 3 – Salus – Fundo de Investimento em Participações: 14% e Ventos de Santa Joana Energias – 1%

Objeto: Com 30 MW de potência instalada cada e com início de operação previsto para janeiro/2016 e prazo de duração de 20 anos.

Em fase pré-operacional.

84 – Complexo Serra das Vacas (Serra das Vacas I - IV)

Parceiros: 1 – Chesf: 49%; 2 – Pec Energia: 51%

Objeto: Com 30 MW de potência instalada cada e com início de operação previsto para janeiro/2016 e prazo de duração de 20 anos.

Em fase pré-operacional.

85 – Tamanduá Mirim 2 Energia S.A.

Parceiros: 1 – Chesf: 49%; 2 – Sequoia Capital: 51%

Objeto: Implantação da UEE Tamanduá Mirim 2, de 24MW de potência, com início das operações previsto para maio/2018 e prazo de duração de 20 anos.

Em fase pré-operacional.

86 – Transenergia Goiás.

Parceiros: 1 – Furnas: 89,91%; 2 – J.Malucelli: 10,09%

Objeto: LT 230kV Serra da Mesa – Niquelândia – Barro Alto.

Em operação.

87 – Transenergia São Paulo.

Parceiros: 1 – Furnas: 49%; 2 – J.Malucelli: 51%

Objeto: 2 LT 500kv no seccionamento da LT Campinas – Ibiúna e a SE Itatiba 500/138kv.

Em operação.

Notas Explicativas**88 – Lago Azul Transmissora**

Parceiros: 1 – Furnas: 49,9%; 2 – Celg Geração e Transmissão: 50,1%

Objeto: LT 230kv Barro Alto – Itapaci, C2.

Em operação.

89 – Mata de Sta. Genebra Transmissora

Parceiros: 1 – Furnas: 49,9%; 2 – Copel Geração e Transmissão: 50,1%

Objeto: LT 500kv Itatiba – Bateias; LT 500kv Araraquara 2 – Itatiba e LT 500kv Araraquara 2 – Fernão Dias.

Em operação.

90 - Energia Olímpica

Parceiros: 1 – Furnas: 49,9%; 2 – Light S.A.: 50,1%

Objeto: Subestação Vila Olímpica e de duas linhas subterrâneas de 138 kV.

Pré-operacional.

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

15.6 – Ações em garantia

Considerando que a Companhia possui diversas ações no âmbito do Poder Judiciário, onde figura como ré (Vide Nota 30), são oferecidos em garantia, nos recursos dessas ações judiciais, ativos que representam 7,25% (6,58% em 31 de dezembro 2013) do total da carteira de investimentos, conforme abaixo:

CONTROLADORA			
31/12/2014			
PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	927.814	95,70%	887.918
EMAE	265.552	100,00%	265.552
CESP	168.789	98,32%	165.953
AES TIETE	547.862	100,00%	547.862
COELCE	200.868	51,36%	103.166
CGEEP	27.199	100,00%	27.199
CEMAT	376.031	92,68%	348.506
CELPA	26.782	100,00%	26.782
CELPE	15.407	100,00%	15.407
CEEE - GT	449.336	100,00%	449.336
CEEE - D	7.476	100,00%	7.476
CELESC	61.897	96,26%	59.582
ENERGISA	85.353	90,29%	77.065
CEMAR	554.817	97,71%	542.112
SUBTOTAL	<u>3.715.183</u>		<u>3.523.915</u>
Outros Investimentos	44.884.204		-
TOTAL	<u>48.599.387</u>	7,25%	<u>3.523.915</u>

Notas Explicativas

**NOTA 16 – IMOBILIZADO**

Os itens do ativo imobilizado referem-se substancialmente à infraestrutura para geração de energia elétrica de concessões não prorrogadas nos termos da Lei 12.783/13.

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 (obrigações vinculadas às concessões) 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.

CONSOLIDADO					
31/12/2014					
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	Impairment	Valor líquido
Em serviço					
Geração	44.736.190	(19.548.411)	(455.808)	(3.087.676)	21.644.295
Administração	2.396.287	(1.302.019)	(26.927)	-	1.067.341
	47.132.477	(20.850.430)	(482.735)	(3.087.676)	22.711.636
Em curso					
Geração	7.742.886	-	-	-	7.742.886
Administração	713.710	-	-	-	713.710
	8.456.596	-	-	-	8.456.596
	55.589.073	(20.850.430)	(482.735)	(3.087.676)	31.168.232
CONSOLIDADO					
31/12/2013					
Reapresentado					
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	Impairment	Valor líquido
Em serviço					
Geração	43.160.587	(18.396.555)	(488.501)	(2.699.425)	21.576.106
Administração	2.112.331	(1.179.851)	-	-	932.480
	45.272.917	(19.576.405)	(488.501)	(2.699.425)	22.508.586
Em curso					
Geração	7.059.539	-	-	-	7.059.539
Administração	679.380	-	-	-	679.380
	7.738.919	-	-	-	7.738.919
	53.011.837	(19.576.405)	(488.501)	(2.699.425)	30.247.505

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO				
	01/01/2013				
	Reapresentado				
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	Impairment	Valor líquido
Em serviço					
Geração	38.863.207	(17.156.637)	(492.702)	(1.803.142)	19.410.726
Administração	2.139.463	(1.130.055)	-	-	1.009.408
	<u>41.002.670</u>	<u>(18.286.691)</u>	<u>(492.702)</u>	<u>(1.803.142)</u>	<u>20.420.134</u>
Em curso					
Geração	8.808.361	-	-	-	8.808.361
Administração	486.352	-	-	-	486.352
	<u>9.294.713</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>9.294.713</u>
	<u>50.297.383</u>	<u>(18.286.691)</u>	<u>(492.702)</u>	<u>(1.803.142)</u>	<u>29.714.848</u>

Movimentação do Imobilizado

	CONSOLIDADO					
	Saldo em 31/12/2013 Reapresentado	Adições	Transferência curso/serviço	Baixas	Aquisição de Controlada*	Saldo em 31/12/2014
Geração / Comercialização						
Em serviço	41.832.824	2.694	1.549.753	80.796	-	43.466.067
Arrendamento Mercantil	1.327.763	-	-	(57.640)	-	1.270.123
Depreciação acumulada	(18.396.555)	(1.190.061)	(5.887)	44.092	-	(19.548.411)
Em curso	7.059.539	2.594.000	(1.798.121)	(112.532)	-	7.742.886
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(2.699.425)	(731.552)	22.273	321.028	-	(3.087.676)
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(460.289)	-	-	4.481	-	(455.808)
	<u>28.663.857</u>	<u>675.081</u>	<u>(231.982)</u>	<u>280.225</u>	<u>-</u>	<u>29.387.181</u>
Administração						
Em serviço	2.112.331	111.902	87.572	(31.768)	116.251	2.396.287
Depreciação acumulada	(1.179.851)	(148.973)	(20.889)	47.693	-	(1.302.019)
Em curso	679.380	93.262	(78.532)	(12.601)	32.201	713.710
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(28.212)	-	-	2.927	(1.642)	(26.927)
	<u>1.583.648</u>	<u>56.191</u>	<u>(11.849)</u>	<u>6.251</u>	<u>146.810</u>	<u>1.781.051</u>
TOTAL	<u>30.247.505</u>	<u>731.272</u>	<u>(243.831)</u>	<u>286.476</u>	<u>146.810</u>	<u>31.168.232</u>

* Aquisição de controlada (Vide Nota 42)

	CONSOLIDADO						
	Saldo em 01/01/2013 Reapresentado	Adições	Transferência curso/serviço	Baixas	Impairment	Depreciação	Saldo em 31/12/2013 Reapresentado
Geração / Comercialização							
Em serviço	37.524.420	224.330	4.121.201	(37.127)	-	-	41.832.824
Depreciação acumulada	(17.156.637)	-	-	-	-	(1.239.918)	(18.396.555)
Em curso	8.808.361	2.490.820	(4.158.791)	(80.851)	-	-	7.059.539
Arrendamento Mercantil	1.338.787	-	-	-	-	(11.024)	1.327.763
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(1.803.142)	-	-	-	(896.283)	-	(2.699.425)
	<u>28.711.789</u>	<u>2.715.150</u>	<u>(37.590)</u>	<u>(117.978)</u>	<u>(896.283)</u>	<u>(1.239.918)</u>	<u>29.124.146</u>
Administração							
Em serviço	2.139.463	18.580	76.702	(122.415)	-	-	2.112.331
Depreciação acumulada	(1.130.055)	-	-	-	-	(49.796)	(1.179.851)
Em curso	486.352	302.497	(102.026)	(7.443)	-	-	679.380
	<u>1.495.761</u>	<u>321.077</u>	<u>(25.324)</u>	<u>(129.858)</u>	<u>-</u>	<u>(49.796)</u>	<u>1.611.860</u>
(-) Obrigações Especiais Vinculadas à concessão							
Uso do Bem Público - UBP	-	-	-	-	-	-	-
Reintegração Acumulada	19.697	-	-	-	-	-	19.697
Contribuições do Consumidor	-	-	-	-	-	-	-
Participação da União Federal	(177.802)	-	-	2.835	-	-	(174.967)
Doações e Subvenções p/ investimentos	-	-	-	-	-	-	-
Participação da União, estados e Municípios	(19.389)	-	-	-	-	-	(19.389)
Reservas para Amortização	(81.998)	-	-	-	-	-	(81.998)
Outros	(233.210)	(2.997)	-	-	-	4.363	(231.844)
	<u>(492.702)</u>	<u>(2.997)</u>	<u>-</u>	<u>2.835</u>	<u>-</u>	<u>4.363</u>	<u>(488.501)</u>
TOTAL	<u>29.714.848</u>	<u>3.033.230</u>	<u>(62.914)</u>	<u>(245.001)</u>	<u>(896.283)</u>	<u>(1.285.351)</u>	<u>30.247.505</u>

Notas Explicativas



Taxa média de depreciação e depreciação acumulada:

Geração	CONSOLIDADO					
	31/12/2014		31/12/2013 Reapresentado		01/01/2013 Reapresentado	
	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada
Hidráulica	2,58%	13.412.515	2,46%	12.445.776	2,51%	11.923.482
Nuclear	3,33%	3.701.375	3,33%	3.356.493	0,08%	3.080.265
Térmica	3,69%	2.350.124	2,43%	2.493.879	3,08%	2.076.971
Eólica	6,88%	62.051	4,00%	42.990	4,00%	21.749
Comercialização	3,15%	22.346	3,15%	57.417	2,29%	54.170
		<u>19.548.411</u>		<u>18.396.555</u>		<u>17.156.637</u>
Administração	7,78%	1.302.019	7,28%	1.179.851	6,76%	1.130.055
		<u>1.302.019</u>		<u>1.179.851</u>		<u>1.130.055</u>
Total		<u>20.850.430</u>		<u>19.576.406</u>		<u>18.286.692</u>

NOTA 17 – ATIVO FINANCEIRO – CONCESSÕES E ITAIPU

	CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013
Concessões de Transmissão		
Ativo Financeiro Receita Anual Permitida	8.769.660	8.245.051
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (*)	8.253.130	6.476.898
	<u>17.022.790</u>	<u>14.721.949</u>
Concessões de Distribuição		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	7.495.755	5.247.686
Valores a receber Parcela A e outros itens financeiros III	740.257	-
	<u>8.236.012</u>	<u>5.247.686</u>
Concessões de Geração		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (*)	1.811.630	1.483.539
	<u>1.811.630</u>	<u>1.483.539</u>
	<u>27.070.432</u>	<u>21.453.174</u>
Ativo Financeiro Itaipu (item I)	5.336.351	3.418.865
	<u>5.336.351</u>	<u>3.418.865</u>
Total do ativo financeiro	<u>32.406.783</u>	<u>24.872.039</u>
Ativo Financeiro – Circulante	3.437.521	1.168.002
Ativo Financeiro – Não Circulante	28.969.262	23.704.037
Total do ativo financeiro	<u>32.406.783</u>	<u>24.872.039</u>

(*) Os montantes relacionados aos ativos das concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013 ainda não homologados pelo Poder Concedente estão apresentados na nota 2.1.

Notas Explicativas**I – Ativo Financeiro de Itaipu**

	CONTROLADORA	
	31/12/2014	31/12/2013
Contas a Receber	1.997.498	2.369.637
Direito de Ressarcimento	1.184.475	984.210
Fornecedores de Energia - Itaipu	(2.648.864)	(1.457.677)
Obrigações de ressarcimento	1.854.513	(1.136.737)
Total ativo circulante	2.387.622	759.433
Contas a Receber	1.007.361	790.448
Direito de Ressarcimento	5.468.642	4.977.321
Obrigações de ressarcimento	(3.527.274)	(3.108.337)
Total ativo não circulante	2.948.729	2.659.432
Total ativo	5.336.351	3.418.865

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 2014, encontra-se incluído o montante equivalente a US\$ 359.057, o qual será recebido pela Companhia através de cobranças as distribuidoras, homologado pela portaria MME/MF 398/2013.

Notas Explicativas

O saldo decorrente do fator de ajuste de Itaipu Binacional, inserido na rubrica Ativo Financeiro, apresentada no Ativo Não Circulante, monta a R\$ 5.468.642 em 31 de dezembro de 2014, equivalentes a US\$ 2.058.822 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 4.977.321, equivalentes a US\$ 2,125,244), dos quais R\$ 3.527.274 equivalente a US\$ 1.327.940, 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 2014 o equivalente a 132.506 GWh* (134.839 GWh* em 2013), sendo a tarifa de suprimento de energia (compra), praticada por Itaipu Binacional, de US\$ 22.60/kW* e a tarifa de repasse (venda), US\$ 26.05/kW* (US\$ 26,08/kW* em 2013).

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 2014, a atividade foi deficitária em R\$ 3.242.451 (R\$ 85.649 deficitária em 31 de dezembro de 2013), sendo a obrigação decorrente incluída como parte da rubrica de ativo financeiro.

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes



Notas Explicativas

b – Revisões Tarifárias Periódicas

As distribuidoras controladas pela Eletrobras passaram no exercício de 2013 pelo processo do Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária-3RTP (3º Ciclo).

O processo de revisão tarifária tem como objetivo a reposição tarifária e a remuneração sobre os investimentos prudentes. Para o cálculo do reposicionamento tarifário, a ANEEL define: os custos operacionais eficientes, a partir da atualização dos custos operacionais definidos no último ciclo, os investimentos prudentes, que compõem a Base de Remuneração Regulatória, o nível de perdas regulatórias a serem repassadas aos consumidores e os custos não gerenciáveis.

Como resultado dessa revisão a ANEEL declarou o valor total da Base de Remuneração Regulatória – BRR para fins do 3º Ciclo de Revisão Tarifária para as distribuidoras da Companhia: Amazonas Energia - R\$ 1.461.655, Ceron - R\$ 374.753, Cepisa - R\$ 317.736, Eletroacre - R\$ 218.033, Ceal - R\$ 443.837 e Boa Vista - R\$ 142.272.

No exercício de 2014, a ANEEL homologou o Reajuste Tarifário das distribuidoras, fixando também as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD).

II - Ativo Financeiro – Concessão de serviço público de energia elétrica

A rubrica ativo financeiro - concessão, no montante de R\$ 27.070.432 (31 de dezembro de 2013 - R\$ 21.453.174) 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).

III - Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros

Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL decidiu aditar os contratos de concessão e permissão, das companhias de distribuição de energia elétrica brasileiras, incorporando os saldos dos valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão. O referido evento demanda o reconhecimento do saldo de quaisquer diferenças de Parcela A e outros componentes financeiros ainda não recuperados ou liquidados.

Notas Explicativas



	<u>CONSOLIDADO</u> <u>31/12/2014</u>
<u>ATIVO CIRCULANTE</u>	
a. Parcela A - CVA	415.751
b. Outros itens financeiros	<u>191.233</u>
	<u>606.984</u>
<u>ATIVO NÃO CIRCULANTE</u>	
a. Parcela A - CVA	111.736
b. Outros itens financeiros	<u>124.073</u>
	<u>235.809</u>
<u>PASSIVO CIRCULANTE</u>	
a. Parcela A - CVA	44.310
b. Outros itens financeiros	<u>52.553</u>
	<u>96.863</u>
<u>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</u>	
a. Parcela A - CVA	<u>5.673</u>
	<u>5.673</u>
Total dos valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	<u>740.257</u>

a) Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

Os montantes registrados no circulante (ativo e passivo) referem-se aos valores já homologados pela ANEEL quando do reajuste tarifário concluído em dezembro de 2014, e os montantes registrados no não circulante representam uma estimativa da formação da CVA a ser homologada no próximo reajuste tarifário (dezembro de 2015).

b) Outros itens financeiros

- Ajuste financeiro CUSD - em cumprimento ao disposto no artigo 7º da Portaria Interministerial nº 25/2002;
- Neutralidade dos Encargos Setoriais - refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais no período de referência e os respectivos valores contemplados no processo anterior.;

Notas Explicativas



- Exposição a Diferenças de Preços entre Submercados - refere-se a rateio dos riscos financeiros decorrente de diferenças de preços entre submercados, conforme artigo 28 do Decreto nº 5.163/2004.
- Repasse de Sobrecontratação de Energia/Exposição ao Mercado de Curto Prazo - conforme a REN nº 255/2007, com redação alterada pelas REN nº 305/2008 e nº 609/2014, e de acordo com os critérios definidos no Despacho nº 4.225/2013;
- Diferencial Eletronuclear - corresponde à diferença entre a tarifa praticada e a de referência entre Furnas e Eletronuclear, conforme determina a Lei nº 12.111/2009.
- Outros - corresponde à soma de demais valores reconhecidos pela ANEEL como Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR), repasse de compensação DIC/FIC e outras.

NOTA 18 – ATIVO INTANGÍVEL

	CONSOLIDADO					SALDO EM 31/12/2014
	SALDO EM 31/12/2013	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	AQUISIÇÃO DE CONTROLADA*	
Vinculados à Concessão - Geração	172.777	(52.569)	14.884	365.193	-	500.285
Em serviço	69.386	(72.144)	16.652	410.632	-	424.526
Ativo Intangível	503.573	-	(5.193)	404.340	-	902.720
Amortização acumulada	(405.854)	(72.144)	-	43.399	-	(434.599)
Obrigações especiais	(28.333)	-	-	13.300	-	(15.033)
Impairment	-	-	21.845	(50.407)	-	(28.562)
Em curso	103.391	19.575	(1.768)	(45.439)	-	75.759
Ativo Intangível	118.086	19.575	(1.768)	(39.632)	-	96.261
Obrigações especiais	(14.695)	-	-	-	-	(14.695)
Impairment	-	-	-	(5.807)	-	(5.807)
Vinculados à Concessão - Distribuição	220.077	(213.998)	65.730	182.822	103.160	357.791
Em serviço	90.884	(237.636)	(8.594)	274.666	91.659	210.979
Ativo Intangível	1.478.117	1.729	(54.245)	214.153	125.165	1.764.919
Amortização acumulada	(1.061.958)	(252.262)	7.260	(162.378)	-	(1.469.338)
Obrigações especiais	(280.405)	-	22.922	207.397	(33.506)	(83.592)
Contrato de concessão oneroso	-	-	-	-	-	-
Impairment	(44.870)	12.897	15.469	15.494	-	(1.010)
Em curso	129.193	23.638	74.324	(91.844)	11.501	146.812
Ativo Intangível	154.296	20.218	1.790	(22.649)	11.501	165.156
Obrigações especiais	(22.693)	-	(156)	3.495	-	(19.354)
Impairment	(2.410)	3.420	72.690	(72.690)	-	1.010
Vinculados à Concessão - Transmissão	7.359	(3.825)	-	1.024	-	4.558
Em serviço	2.252	(32)	-	1.013	-	3.233
Ativo Intangível	2.552	-	-	1.013	-	3.565
Amortização acumulada	(300)	(32)	-	-	-	(332)
Em curso	5.107	(3.793)	-	11	-	1.325
Ativo Intangível	5.107	(3.793)	-	11	-	1.325
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	388.369	116.461	(1.871)	(222)	-	502.737
Administração						
Em serviço	637.973	149	-	127.435	-	765.557
Amortização acumulada	(342.318)	(58.970)	(2.005)	(17.043)	-	(420.336)
Impairment	-	2.733	-	(45.328)	-	(42.595)
Em curso	126.550	75.375	153	(60.595)	-	141.483
Outros (1)	(33.836)	97.174	(19)	(4.691)	-	58.628
Total	788.582	(153.931)	78.743	548.817	103.160	1.365.371

* Aquisição de controlada (Vide Nota 42)

(1) A Companhia reconheceu um montante de R\$ 97.174 referente ao ágio decorrente de combinação de negócios (vide nota 42).

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO						SALDO EM 31/12/2013
	SALDO EM 31/12/2012	ADIÇÕES	BAIXAS	IMPAIRMENT	AMORTIZAÇÕES	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	
Vinculados à Concessão - Geração	669.007	29.256	(749)	-	(147.061)	(377.676)	172.777
Em serviço	567.706	11.457	(749)	-	(147.061)	(361.967)	69.386
Ativo Intangível	841.268	11.457	(749)	-	-	(361.771)	490.205
Amortização acumulada	(217.156)	-	-	-	(147.061)	-	(364.217)
Obrigações especiais	(56.406)	-	-	-	-	(196)	(56.602)
Impairment	-	-	-	-	-	-	-
Em curso	101.301	17.799	-	-	-	(15.709)	103.391
Ativo Intangível	116.053	17.904	-	-	-	(15.871)	118.086
Obrigações especiais	(14.752)	(105)	-	-	-	162	(14.695)
Vinculados à Concessão - Distribuição	190.555	42.576	(61.051)	256.210	(33.138)	(175.075)	220.077
Em serviço	134.022	(92)	(61.051)	174.694	(34.131)	(122.558)	90.884
Ativo Intangível	1.761.894	61	(162.901)	-	-	(131.329)	1.467.725
Amortização acumulada	(1.033.561)	-	-	-	(34.131)	-	(1.067.692)
Obrigações especiais	(387.669)	(153)	101.850	-	-	5.567	(280.405)
Contrato de concessão oneroso	-	-	-	-	-	-	-
Impairment	(206.642)	-	-	174.694	-	3.204	(28.744)
Em curso	56.533	42.668	-	81.516	993	(52.517)	129.193
Ativo Intangível	165.912	44.460	-	-	-	(56.076)	154.296
Obrigações especiais	(25.453)	(1.792)	-	-	993	3.559	(22.693)
Impairment	(83.926)	-	-	81.516	-	-	(2.410)
Vinculados à Concessão - Transmissão	-	8.113	(454)	-	(300)	-	7.359
Em serviço	-	-	(454)	-	(300)	3.006	2.252
Ativo Intangível	-	-	(454)	-	-	3.006	2.552
Amortização acumulada	-	-	-	-	(300)	-	(300)
Em curso	-	8.113	-	-	-	(3.006)	5.107
Ativo Intangível	-	8.113	-	-	-	(3.006)	5.107
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	345.001	77.264	(316)	-	(34.690)	1.108	388.369
Administração							
Em serviço	597.655	21.530	(322)	-	-	19.110	637.973
Amortização acumulada	(287.628)	-	-	-	(34.690)	-	(322.318)
Em curso	68.818	55.734	-	-	-	(18.002)	106.550
Outros	(33.844)	-	6	-	-	-	(33.836)
Total	1.204.563	157.209	(62.570)	256.210	(215.189)	(551.643)	788.582

Ativo intangível é substancialmente amortizado durante o 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. Quando identificada a necessidade de constituição de provisão para redução ao valor recuperável de ativos de longo prazo, esta provisão é reconhecida no resultado do período na rubrica Provisões Operacionais.

Foram considerados as seguintes premissas:

- Crescimento compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;
- Taxa de desconto (após os impostos) específica para cada segmento 6,69% para geração, 6,57% para transmissão e 6,14% para distribuição (6,80% para geração, 6,45% para transmissão e 6,61% distribuição em 2013) obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital;

Notas Explicativas

c) Para a Usina Angra 3 devido suas características especiais de financiamento a taxa de desconto utilizada foi de 4,51% (5,60% em 2013);

d) A Companhia tratou como unidades geradoras de caixa independentes todos os seus empreendimentos.

A análise determinou a necessidade de constituição de provisão para perdas nos seguintes empreendimentos no ano de 2014:

a) Eletrosul – Em 2014, a Companhia reverteu R\$ 38.127 da provisão para *impairment* no segmento de geração, e R\$ 19.483 no segmento de transmissão, resultando em um saldo de R\$ 490.898 (R\$ 548.508 em 2013).

b) Amazonas Energia (segmento de distribuição) – a Companhia reverteu uma provisão para *impairment* de BRR no valor de R\$ 374.581 no exercício (constituição de R\$ 332.871 em 2013).

c) Furnas – Em 2014, a Companhia reconheceu *impairment* sobre a UHE Batalha no montante de R\$ 26.288, devido ao aumento da taxa de desconto do fluxo de caixa, e reverteu R\$ 73.513 da provisão para *impairment* da UHE Simplício devido à perspectiva de redução de custos com pessoal, material, serviço e outros, além da significativa redução da Compra de Energia prevista para os anos seguintes. Desta forma, a Companhia possui um saldo de provisão para *impairment* no montante de R\$ 1.013.107 (R\$ 1.060.332 em 2013).

d) Eletronorte – Foi reconhecida em 2014 uma provisão para *impairment* de R\$ 150.554 referente aos ativos de Transmissão; uma reversão da provisão para *impairment* de R\$ 79.944 referente aos ativos da geração.

e) Eletronuclear – Foi reconhecido um *impairment* referente a Usina Angra 3 no valor de R\$ 557.834 no exercício de 2014 (R\$ 532.509 em 2013) devido substancialmente ao atraso no cronograma das obras; pelas características especiais de financiamento a taxa de desconto para Angra 3 foi de 4,51% a.a..

f) CGTEE – Foi revertido da provisão para *impairment* o valor de R\$ 87.295 no exercício referente ao ativo imobilizado da UTE Candiota II (Fase B) a uma taxa de desconto de 6,69% a.a., resultando num saldo de R\$ 35.412 (R\$ 122.707 em 2013).

g) Chesf – No exercício, a Companhia realizou teste de *impairment*, para suas unidades geradoras de caixa. A partir deste teste a Companhia reconheceu uma provisão para perda relativa ao valor não recuperável dos ativos de transmissão, no valor de R\$ 323.316 (R\$ 638.206 em 2013), e reconheceu uma provisão para perda relativa ao valor não recuperável dos ativos de geração no valor de R\$ 119.881.

h) Eletroacre – O último cálculo do Valor Novo de Reposição – VNR resultou numa reversão da provisão para *impairment* de ativo financeiro no montante de R\$ 4.873.

i) Cepisa – A controlada reconheceu em seu resultado uma constituição de provisão para *impairment* de ativo financeiro no valor de R\$ 10.567.

Notas Explicativas



j) Ceal – A controlada reconheceu em seu resultado uma constituição de provisão para *impairment* de ativo financeiro no valor de R\$ 13.960.

k) Ceron – A controlada reverteu da provisão para *impairment* de ativo financeiro o valor de R\$ 3.742.

l) Boa Vista – A controlada reverteu da provisão para *impairment* de ativo financeiro o valor de R\$ 1.980.

As perdas por *impairment* no resultado por segmento são como seguem:

	31/12/2014				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	-	400.300	-	-	400.300
Intangível	-	(16.038)	-	(88.159)	(104.197)
Ativo Financeiro	-	83.675	454.387	(320.345)	217.717
Contrato Oneroso	-	-	-	(295.259)	(295.259)
Crédito Tributário	-	(83.149)	-	-	(83.149)
Investimentos	13.935	-	-	-	13.935
Total	13.935	384.788	454.387	(703.763)	149.347

	31/12/2013			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	896.284	-	-	896.284
Intangível	-	-	(256.210)	(256.210)
Ativo Financeiro	(201.282)	775.490	1.324.252	1.898.460
Contrato Oneroso	-	-	15.867	15.867
Crédito Tributário	-	-	(92.528)	(92.528)
Total	695.002	775.490	991.381	2.461.873

NOTA 20 – FORNECEDORES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	37.229	37.155	5.027.213	6.572.112
Energia Comprada para Revenda	511.360	305.623	1.958.150	960.503
CCEE - Energia de curto prazo	-	-	503.771	207.963
	548.589	342.778	7.489.134	7.740.578
NÃO CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	-	-	128.541	185.235
Energia Comprada para Revenda	-	-	9.918.826	606.058
	-	-	10.047.367	791.293
	548.589	342.778	17.536.501	8.531.871

Notas Explicativas

Em 2014, o aumento do saldo de fornecedores refere-se, principalmente, a três Instrumentos Particular de Confissão de Dívida e respectivos parcelamentos firmados com a Petrobras Distribuidora S/A. pela controlada Amazonas Energia, relativo ao fornecimento de produtos derivados de petróleo, assinados em 31/12/2014, nos respectivos montantes i) R\$ 3.257.366; ii) R\$ 2.925.921 e iii) R\$ 1.018.441. Os instrumentos serão amortizados em 120 (cento e vinte) parcelas mensais e sucessivas, pela variação pro rata dia, considerado desde a data da assinatura do contrato até a data do seu respectivo vencimento, sendo que o vencimento da primeira parcela será em 20/02/2015 e a última parcela em 30/01/2025.

Em setembro de 2014, a controlada Eletronorte realizou uma operação de compra e venda de energia no mercado de curto prazo para aquisição de 200 MW médios até dezembro de 2014. Foram registradas no exercício despesas no valor de R\$ 486.062, referente ao valor principal do contrato firmado junto a BTG Pactual Comercializadora de Energia Ltda., para pagamento a partir do exercício de 2016.

20.1. Leilão de compra e venda de energia na modalidade "swap" (permuta)

Em setembro de 2014, a controlada promoveu uma oferta pública de compra e venda de energia elétrica na modalidade de "swap" (permuta) com o objetivo de cobrir as necessidades de compra/venda/uso da Eletronorte (own use). O vencedor do Leilão foi a BTG Pactual Comercializadora de Energia Ltda., única proponente do certame. Nessa operação a controlada passou a comprar energia elétrica num preço máximo pré-estabelecido antes do início do leilão e se comprometeu a vender energia também num preço pré-estabelecido, conforme resumo a seguir:

- Fornecimento de energia pela COMERCIALIZADORA

Período de fornecimento: de 1º de agosto de 2014 a 31 de dezembro de 2014.

Energia Contratada: 200 MW médios (duzentos megawatts médios).

Preço Máximo: 720,00 R\$/ MWh (setecentos e vinte reais por MWh)

- Fornecimento de Energia pela ELETRONORTE

Período de fornecimento: de 10 de janeiro de 2016 a 31 de dezembro de 2018.

Energia Contratada: 141 ME (cento e quarenta e um megawatts médios).

Preço: R\$ 162,60/MWh (cento e sessenta e dois reais e sessenta centavos por MWh).

Para essa operação não haverá desembolso nem qualquer transferência de recursos financeiros, ou seja, haverá somente a troca de energia aos valores contratados conforme definido em leilão, com exceção dos pagamentos de tributos. A energia contratada será faturada mensalmente por meio de documentos de cobrança, emitidos nos termos da legislação vigente.

As energias físicas objeto de "swap" (permuta) do referido contrato de compra e venda de energia, são equivalentes aos seguintes valores monetários e que deverão ser registrados contabilmente:

Notas Explicativas



COMPRA DE ENERGIA PELA ELETRONORTE			
Período	MWh	R\$/MWh	Valor
Agosto a Dezembro/2014	734.200	662,03	486.062
Encargos Financeiros			116.999
Total			603.061

VENDA DE ENERGIA PELA ELETRONORTE			
Período	MWh	R\$/MWh	Valor
Janeiro a Dezembro/2016	1.238.544	162,60	201.387
Janeiro a Dezembro/2017	1.235.160	162,60	200.837
Agosto a Dezembro/2018	1.235.160	162,60	200.837
Total	3.708.864	162,60	603.061

A operação se assemelha a um financiamento para a Companhia, sendo que a energia elétrica objeto de compra é financiada e o pagamento é efetuado por meio da entrega futura de energia elétrica. Considerando os valores monetários resultantes dos volumes físicos de energia elétrica comprados e vendidos em bases comutativas, a diferença entre esses valores, de R\$ 116,9 milhões, conforme demonstrado na tabela acima, refere-se a encargo financeiro que deverá ser apropriada pro-rata-temporis ao longo do prazo do financiamento (iniciando em agosto de 2014 e terminando em dezembro de 2018). Esse encargo financeiro como é explícito e negociado entre as partes está compatível com taxa de mercado.

As operações de compra e de venda são registradas de forma separada (mas não de forma independente) quando da efetiva compra (afetando o passivo e a despesa ao longo de 2014) e quando da efetiva venda (afetando contas a receber e a receita ao longo de 2016 a 2018).

O valor negociado da compra de energia já reflete o valor presente, pois é efetuado com base nas tarifas correntes e assim sendo, sobre o passivo serão incorporados os encargos financeiros ao longo do tempo, e na medida em que o faturamento for auferido com a venda da energia elétrica, haverá a compensação entre "contas a pagar" e "contas a receber" a título de amortização.

Os preços de compra e de venda acordados contratualmente entre a controlada e a BTG Comercializadora são considerados os valores justos das respectivas transações, pois ocorreram entre partes independentes e em condições "não forçadas" (Leilão promovido por meio de um processo licitatório).

O leilão contou com seis proponentes interessados: Brasil Comercializadora de Energias, BTG Pactual, Cemig, Delta Energia, COPEN Energia e Cesp. Após a avaliação dos documentos de inscrição conforme previsto no edital, três proponentes foram habilitados: BTG Pactual, Cemig e Cesp. O leilão foi promovido no dia 03 de setembro de 2014 e apenas o proponente BTG Pactual apresentou proposta.

Notas Explicativas

**NOTA 21 - ADIANTAMENTOS DE CLIENTES**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	52.813	48.910
Adiantamentos de clientes - PROINFA	448.759	462.672	448.759	462.672
	448.759	462.672	501.572	511.582
NÃO CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	718.451	776.252
	-	-	718.451	776.252
TOTAL	448.759	462.672	1.220.023	1.287.834

I - ALBRAS

A controlada Eletronorte celebrou venda de energia elétrica com a ALBRAS, 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 43).

Com base nessas condições, a ALBRAS efetuou a compra antecipada de créditos de energia elétrica, com pagamento antecipado de R\$ 1.200.000, que se constituiu em crédito, em MW, de 43 MW médios/mês, de junho de 2004 a dezembro de 2006 e 46 MW médios/mês, de janeiro de 2007 a dezembro de 2024, a ser amortizado durante o período de fornecimento, em parcelas mensais expressas nesses MW médios, de acordo com a tarifa vigente no mês de faturamento, conforme detalhado a seguir:

CLIENTE	Data 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 de 353,08 a 492
BHP	01/07/2004	31/12/2024	

A posição e movimentação desse passivo são demonstradas a seguir:

ANO	VALORES LIBERADOS	AMORTIZAÇÕES EFETUADAS	GANHOS	SALDO	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
31/12/2014	1.200.000	(408.237)	(20.499)	771.264	52.813	718.451
31/12/2013	1.200.000	(356.707)	(18.131)	825.162	48.910	776.252

Notas Explicativas**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, equivalente 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) Reserva Global de Reversão (RGR)**

A Companhia é autorizada a sacar recursos da RGR, 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.

Notas Explicativas



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 2014, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, totaliza R\$ 7.421.796 (31 de dezembro de 2013 - R\$ 8.401.683), 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.

Composição dos empréstimos e financiamentos:

	31/12/2014							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Instituições financeiras								
Moeda Estrangeira								
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	4,54%	1.850	49.421	123.554	4,40%	2.011	59.447	444.382
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,25%	7.802	764.924	1.058.960	2,25%	7.802	764.924	1.058.960
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	2,73%	15	-	191.172	2,73%	15	-	191.173
Eximbank	2,00%	805	48.797	121.985	2,00%	805	48.797	121.985
BNP Paribas	1,17%	196	91.988	590.238	1,17%	196	91.988	590.238
Outras		1.397	3.232	198.257		1.709	18.693	212.809
		12.065	958.362	2.284.166		12.538	983.849	2.619.547
Bônus								
Vencimento 30/11/2015	7,75%	6.077	796.860	-	7,75%	6.077	796.860	-
Vencimento 30/07/2019	6,88%	89.281	-	2.656.200	6,87%	89.281	-	2.656.200
Vencimento 27/10/2021	5,75%	55.153	-	4.648.350	5,75%	55.153	-	4.648.350
		150.511	796.860	7.304.550		150.511	796.860	7.304.550
Outros								
CAJUBI - Fundação Prev ITAIPU PY		-	-	-		-	-	-
MORGAN		-	-	-		-	-	8.840
LLOYDS		-	-	-		-	-	1.263
		-	-	-		-	-	10.103
		162.576	1.755.222	9.588.716		163.049	1.780.709	9.934.200
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão		-	-	7.421.796		-	-	7.421.796
Outras Instituições Financeiras		-	-	-		42.933	319.862	1.869.943
Banco do Brasil		11.407	-	2.769.231		68.748	208.513	5.031.220
Caixa Econômica Federal		-	-	1.730.769		61.696	1.087.851	3.930.663
BNDES		330.309	500.000	1.750.000		351.669	846.501	6.419.772
		341.716	500.000	13.671.796		525.046	2.462.727	24.673.394
		504.292	2.255.222	23.260.512		688.095	4.243.436	34.607.594

Notas Explicativas



	31/12/2013							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Instituições financeiras								
Moeda Estrangeira								
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID								
	4,40%	2.093	43.586	152.553	4,40%	2.222	43.586	395.070
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,51%	10.280	526.593	1.608.550	2,51%	10.280	526.593	1.608.550
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KFW	3,86%	15	-	191.143	3,86%	15	-	191.143
Eximbank	2,15%	1.040	49.016	171.550	2,15%	1.040	49.016	171.550
BNP Paribas	1,53%	251	81.128	601.680	1,53%	251	81.128	601.680
Outras		583	2.371	101.817		652	3.553	106.813
		14.262	702.694	2.827.293		14.460	703.876	3.074.806
Bônus								
Vencimento 30/11/2015	7,75%	5.360	-	702.780	7,75%	5.360	-	702.780
Vencimento 30/07/2019	6,87%	78.740	-	2.342.600	6,87%	78.740	-	2.342.600
Vencimento 27/10/2021	5,75%	48.641	-	4.099.550	5,75%	48.641	-	4.099.550
		132.741	-	7.144.930		132.741	-	7.144.930
Outros								
Tesouro Nacional - ITAIPU		-	-	-		8	464	-
MORGAN		-	-	-		428	400	7.163
LLOYDS		-	-	-		-	22	1.115
		-	-	-		436	886	8.278
		147.003	702.694	9.972.223		147.637	704.762	10.228.014
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão		-	-	8.401.683		-	-	8.401.683
Outras Instituições Financeiras		-	-	-		13.251	100.170	1.078.525
Banco do Brasil		-	-	-		19.797	24.883	1.904.708
Caixa Econômica Federal		-	-	-		42.655	205.298	2.185.315
BNDES		99.404	250.000	2.250.000		118.286	593.027	6.708.276
		99.404	250.000	10.651.683		193.989	923.378	20.278.507
		246.407	952.694	20.623.906		341.626	1.628.140	30.506.521

a) As dívidas são garantidas pela União e/ou pela Eletrobras, estão sujeitos a encargos, cuja taxa média em 2014 é de 5,20% a.a. (5,91% a.a. em 2013), e possuem o seguinte perfil:

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	31/12/2014		31/12/2013		31/12/2014		31/12/2013	
	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%
Moeda estrangeira								
USD não indexado	8.251.920	32%	7.475.916	34%	8.260.761	21%	7.485.043	23%
USD com LIBOR	2.891.820	11%	2.933.253	13%	3.222.835	8%	3.175.899	10%
EURO	191.187	1%	191.146	1%	221.513	1%	191.146	1%
IENE	171.586	1%	221.606	1%	171.586	0%	221.606	1%
Outros	-	0%	-	0%	1.262	0%	6.719	0%
Subtotal	11.506.514	44%	10.821.921	50%	11.877.958	30%	11.080.413	34%
Moeda nacional								
CDI	4.511.407	17%	-	0%	9.598.423	24%	3.787.920	12%
IPCA	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%
TJLP	-	0%	-	0%	5.826.925	15%	4.977.824	15%
SELIC	2.580.309	10%	2.599.404	12%	2.829.818	7%	2.599.404	8%
Outros	-	0%	-	0%	1.793.468	5%	10.166	0%
Subtotal	7.091.716	27%	2.599.404	12%	20.048.634	51%	11.375.314	35%
Não Indexado	7.421.796	29%	8.401.683	38%	7.612.533	19%	10.020.560	31%
Total	26.020.026	100%	21.823.008	100%	39.539.125	100%	32.476.287	100%

Notas Explicativas



b) A parcela de longo prazo dos empréstimos e financiamentos tem seu vencimento assim programado:

	Equivalentes a R\$ mil						Total
	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020	
Controladora	2.390.062	2.877.804	1.952.796	3.987.107	1.223.462	10.829.281	23.260.512
Consolidado	3.194.679	4.080.343	4.206.734	5.015.289	2.142.395	15.968.154	34.607.594

c) Em 30 de setembro de 2013, foi assinado o contrato de empréstimo ponte nº 0418.626-06/2013 entre a Caixa Econômica Federal e a Eletronuclear, com garantia da Eletrobras, no valor de R\$ 1 bilhão, destinado a aquisição de materiais, equipamentos importados e serviços estrangeiros para a construção da usina Angra 3, tendo sido sacado todo o montante até 31 de dezembro de 2014 (R\$ 200.000 até 31 de dezembro de 2013).

d) No exercício findo em 31 de dezembro de 2014, a controlada Chesf captou um empréstimo no valor de R\$ 400.000 junto à Caixa Econômica Federal, visando constituição de capital de giro. Este contrato tem um prazo de 60 meses, com juros de 115% do CDI e amortização em 08 (oito) parcelas semestrais com carência de 12 (doze) meses para a primeira, a contar da concessão do empréstimo. Os encargos serão pagos trimestralmente. São motivos de vencimento antecipado da dívida e imediata execução do título, independentemente de notificação judicial ou extrajudicial, além dos casos previstos em lei: infringência de qualquer obrigação contratual; existência, a qualquer tempo, de débitos fiscais, trabalhistas ou previdenciários, vencidos e não pagos, em nome da Creditada, exceto aqueles que estejam sendo discutidos judicialmente; verificação a qualquer tempo de que as atividades da Creditada geram danos ao meio ambiente.

e) A Eletrobras firmou contrato para abertura de crédito no valor bruto de R\$ 6.500.000, junto à Caixa Econômica Federal e ao Banco do Brasil, à remuneração de 119,5% da variação acumulada da Taxa DI, para atender suas necessidades de capital de giro e seu plano de investimentos. Até 31 de dezembro de 2014 a Companhia captou as duas primeiras parcelas de desembolso no valor total de R\$ 4.500.000, sendo R\$ 2.769.232 desembolsado pelo Banco do Brasil e R\$ 1.730.768 pela Caixa Econômica Federal. A primeira e a segunda parcela do desembolso terão carência de pagamento dos valores de principal até 24 de agosto de 2016 e 25 de novembro de 2016, respectivamente. A terceira parcela de desembolso, sacada em 30/01/2015 (vide nota 47.6), no valor de R\$ 2.000.000, sendo R\$ 1.230.769 desembolsada pelo Banco do Brasil e R\$ 769.231 pela Caixa Econômica Federal, tem carência de pagamento dos valores de principal até 25 de fevereiro de 2016.

Notas Explicativas**II – Operação de arrendamento mercantil financeiro:**

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		
	31/12/2014	31/12/2013 (reapresentado)	01/01/2013 (reapresentado)
Menos de um ano	209.226	209.226	209.226
Mais de um ano e menos de cinco anos	836.902	836.902	836.902
Mais de cinco anos	1.133.305	1.342.531	1.551.757
Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros	(852.772)	(994.833)	(1.143.511)
Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros	1.326.661	1.393.826	1.454.374
Menos de um ano	74.507	67.165	60.548
Mais de um ano e menos de cinco anos	388.860	350.546	316.006
Mais de cinco anos	863.294	976.115	1.077.820
Valor presente dos pagamentos	1.326.661	1.393.826	1.454.374

Notas Explicativas



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 seguintes:

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento *	Saldo Devedor em 31/12/2014	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletrobras	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	1.502.298	15.023	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	786.789	7.868	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	224.797	2.248	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	Garantia de Fiel Cumprimento de Contrato	SPE	15,00%	156.915	125.532	1.255	30/04/2019
Eletrobras	Rouar	Banco do Brasil	SPE	50,00%	99.585	-	-	23/03/2015
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	1.909.000	2.281.536	22.815	15/01/2034
Eletrosul	Cerro Chato I, II e III	Banco do Brasil	SPE	100,00%	223.419	156.302	1.563	15/07/2020
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	126.221	76.889	769	15/06/2021
Eletrosul	Artemis Transmissora de Energia	BNDES	SPE	100,00%	170.029	56.217	562	15/10/2018
Eletrosul	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	24,50%	257.250	258.100	2.581	15/01/2029
Eletrosul	Norte Brasil Transmissora	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	49.000	56.168	562	15/01/2029
Eletrosul	Porto Velho Transmissora de Energia	BNDES	SPE	100,00%	283.411	269.555	2.696	15/08/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES	SPE	49,00%	182.417	160.546	1.605	15/01/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES/Banco do Brasil	SPE	49,00%	182.417	160.599	1.606	15/01/2028
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	183.330	151.718	1.517	15/07/2026
Eletrosul	SC Energia	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	20.114	201	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES/BDRE	Corporativo	100,00%	50.000	20.073	201	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	103.180	40.496	405	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	67.017	35.507	355	15/03/2021
Eletrosul	UHE São Domingos	BNDES	Corporativo	100,00%	207.000	199.792	1.998	15/06/2028
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	41.898	33.891	339	15/03/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	9.413	8.943	89	15/08/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	12.000	7.352	74	15/08/2027
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	14.750	12.539	125	15/07/2026
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	250.000	251.379	2.514	15/11/2023
Eletrosul	Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	296.940	289.368	2.894	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires	BNDES/Banco do Brasil	SPE	24,50%	294.000	289.368	2.894	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires	Emissão de Debêntures	SPE	24,72%	160.680	204.302	2.043	31/05/2032
Eletrosul	Livramento Holding	BNDES	SPE	49,00%	91.943	78.662	787	15/06/2030
Eletrosul	Chuí Holding	Emissão de Notas Promissórias	SPE	49,00%	49.000	50.427	504	23/03/2015
Eletrosul	Transmissora Sul Litorânea do Brasil	Emissão de Notas Promissórias	SPE	51,00%	229.500	243.836	2.438	13/01/2015
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	BNDES	SPE	80,00%	208.116	209.378	2.094	15/07/2028
Eletrosul	Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	BNDES	SPE	49,00%	17.846	17.344	173	01/11/2022
Eletrosul	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BNDES	SPE	49,00%	295.951	305.897	3.059	16/06/2031
Eletronorte	São Luis II e III	BNDES	Corporativo	100,00%	13.653	9.671	97	15/11/2024
Eletronorte	Miranda II	BNDES	Corporativo	100,00%	47.531	27.320	273	15/11/2024
Eletronorte	Ribeiro Gonç./Balsas	BNB	Corporativo	100,00%	70.000	64.167	642	03/06/2031
Eletronorte	Lechuga/J. Teixeira	BASA	Corporativo	100,00%	25.720	22.798	228	10/01/2029
Eletronorte	UHE Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	931.000	178.043	1.780	15/09/2016
Eletronorte	Subestação Nobres	BNDES	Corporativo	100,00%	10.000	4.339	43	15/03/2028
Eletronorte	Subestação Miramar/Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	31.000	14.627	146	15/08/2028
Eletronorte	Ampliação da Subestação Lexuga	BNDES	Corporativo	100,00%	35.011	17.018	170	15/10/2028
Eletronorte	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	24,50%	257.250	258.100	2.581	15/01/2029
Eletronorte	Norte Brasil Transmissora	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	49.000	56.168	562	15/01/2029
Eletronorte	Linha Verde Transmissora	BASA	SPE	49,00%	90.650	93.534	935	10/11/2032
Eletronorte	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	75.000	101.236	1.012	10/07/2030
Eletronorte	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	45.000	48.404	484	15/06/2032
Eletronorte	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	30,00%	120.000	112.942	1.129	31/12/2026
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BNDES	SPE	100,00%	505.477	472.684	4.727	30/11/2028
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BASA	SPE	100,00%	221.789	239.677	2.397	30/07/2031
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BASA	SPE	100,00%	221.789	219.418	2.194	15/10/2030
Eletronorte	Rio Branco Transmissora	BNDES	SPE	100,00%	138.000	128.412	1.284	15/03/2027
Eletronorte	Transmissora Matogrossense Energia	BASA	SPE	49,00%	39.200	39.819	398	01/02/2029
Eletronorte	Transmissora Matogrossense Energia	BNDES	SPE	49,00%	42.777	35.012	350	15/05/2026
Eletronorte	Norte Energia	BNDES	SPE	19,98%	2.697.300	2.001.060	20.011	15/01/2042
Eletronorte	Norte Energia	CEF	SPE	19,98%	1.398.600	1.048.003	10.480	15/01/2042
Eletronorte	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	19,98%	399.600	299.429	2.994	15/01/2042
Eletronorte	Rei dos Ventos 1 Eolo	Votorantin	SPE	24,50%	30.851	30.180	302	15/10/2029
Eletronorte	Brasventos Miassaba 3	Votorantin	SPE	24,50%	30.984	30.383	304	16/10/2029
Eletronorte	Rei dos Ventos 3	Votorantin	SPE	24,50%	32.533	31.806	318	17/10/2029
Eletronorte	Transnorte	Itau BBA	SPE	49,00%	88.200	96.138	961	29/05/2015
Eletronuclear	Angra III	BNDES	Corporativo	100,00%	6.146.256	2.629.551	26.296	15/06/2036
Eletronuclear	Angra III	CEF	Corporativo	100,00%	1.037.373	1.037.373	10.374	30/06/2015
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	1.909.000	2.281.536	22.815	15/01/2034
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	48.750	65.804	658	10/07/2030
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	29.250	31.462	315	15/06/2032
Chesf	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	19,50%	78.195	73.412	734	31/12/2026
Chesf	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	1.502.298	15.023	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	786.789	7.868	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	224.797	2.248	15/01/2042
Chesf	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	72.714	727	10/07/2032
Chesf	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	426.096	4.261	15/02/2030
Chesf	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	101.593	1.016	18/03/2025
Chesf	TDG	BNB	SPE	49,90%	29.764	29.283	293	01/03/2031
Chesf	TDG	BNB	SPE	49,90%	58.346	45.897	459	01/10/2032
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 1	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	500.000	511.088	5.111	28/09/2018
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 2	CEF	Corporativo	100,00%	400.000	404.586	4.046	27/02/2019

Notas Explicativas



Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento *	Saldo Devidor em 31/12/2014	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Chesf	IE Garanhuns s/a	BNDES	SPE	49,90%	175.146	177.871	1.779	15/12/2028
Furnas	UHE Batalha	BNDES	Corporativo	100,00%	224.000	181.118	1.811	15/12/2025
Furnas	UHE Simplício	BNDES	Corporativo	100,00%	1.034.410	768.640	7.686	15/07/2026
Furnas	UHE Baguari	BNDES	Corporativo	15,00%	60.153	43.436	434	15/07/2026
Furnas	DIVERSOS	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	750.000	757.342	7.573	31/10/2018
Furnas	Rolagem BASA 2008	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	208.312	218.334	2.183	07/10/2018
Furnas	Projetos de Inovação	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	268.503	163.496	1.635	15/11/2023
Furnas	Financiamento corporativo	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	400.000	424.689	4.247	06/12/2023
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.594.159	1.776.992	17.770	15/03/2034
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.574.659	1.839.674	18.397	15/03/2034
Furnas	UHE Santo Antônio	BASA	SPE	39,00%	196.334	246.440	2.464	15/12/2030
Furnas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	163.800	184.850	1.848	24/01/2023
Furnas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	273.000	287.433	2.874	01/03/2024
Furnas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	435.508	438.637	4.386	15/09/2027
Furnas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	217.754	221.980	2.220	15/09/2027
Furnas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	4.009	3.334	33	15/09/2027
Furnas	Centroeste de Minas	BNDES	SPE	49,00%	13.982	9.890	99	15/04/2023
Furnas	Serra do Facão	BNDES	SPE	49,47%	257.263	236.863	2.369	15/06/2027
Furnas	Goiás Transmissão	Banco do Brasil	SPE	49,00%	49.000	49.385	494	01/12/2031
Furnas	Goiás Transmissão	BNDES	SPE	49,00%	48.020	46.202	462	15/01/2027
Furnas	Goiás Transmissão	Banco do Brasil	SPE	49,00%	15.288	15.998	160	06/03/2015
Furnas	MGE	BNDES	SPE	49,00%	58.359	53.385	534	01/01/2027
Furnas	Transenergia São Paulo	BNDES	SPE	49,00%	26.295	24.797	248	15/08/2026
Furnas	Transenergia Renovável	BNDES	SPE	49,00%	78.302	68.144	681	15/11/2026
Furnas	Rei dos Ventos 1 Eolo	BNDES	SPE	24,50%	30.851	30.180	302	15/11/2029
Furnas	Brasventos Miassaba 3	BNDES	SPE	24,50%	30.984	30.383	304	16/11/2029
Furnas	Rei dos Ventos 3	BNDES	SPE	24,50%	32.533	31.806	318	17/11/2029
Furnas	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	72.714	727	10/07/2032
Furnas	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	426.096	4.261	15/02/2030
Furnas	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	101.593	1.016	18/03/2025
Furnas	Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	296.940	289.368	2.894	15/02/2036
Furnas	Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	294.000	289.368	2.894	31/05/2032
Furnas	Teles Pires	Emissão de Debêntures	SPE	24,72%	160.680	204.302	2.043	31/05/2032
Furnas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	8.072	7.744	77	15/03/2028
Amazonas	Amazonas	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	3.257.366	3.257.366	32.574	31/12/2024
Amazonas	Amazonas	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	1.018.441	1.018.441	10.184	31/12/2024
Eletroacre	Eletroacre	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	189.655	189.655	1.897	31/12/2024
Boa Vista	Boa Vista	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	68.063	68.063	681	31/12/2024
Ceron	Ceron	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	49.642	49.642	496	31/12/2024
Total					45.683.895	38.796.030	387.960	

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 31/12/2013	272.795
Movimentação no período	<u>115.165</u>
Garantia devida em 31/12/2014	387.960

- a) UHE Simplício - empreendimento da controlada Furnas, com capacidade instalada de geração de 333,7 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.

Notas Explicativas

- c) UHE Jirau - SPE Energia Sustentável do Brasil, formada pelas controladas Eletrosul, CHESF e GDF Suez Energy, com capacidade instalada de 3.750MW. 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 3.568,80 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 (49,47%), Alcoa Alumínio S.A.(34,97%), DME Energética (10,09%) e Camargo Corrêa Energia S.A (5,47%) com capacidade instalada de 212,58MW. A prestação de garantia pela Companhia no financiamento junto ao BNDES é referente à participação de Furnas no empreendimento.
- h) 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 2.412 km.
- i) 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).
- j) 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.
- k) 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.
- l) 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

Notas Explicativas



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.

- m) 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.
- n) 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

CONSOLIDADO								
Controlada	Emissora	Data de emissão	Principais características	Tx de juros	Vencimento	Saldo em 31/12/2014	Saldo em 31/12/2013	
Eletronorte	Emitidas pela ETE (incorporada pela Eletronorte em março de 2014)	Junho/2011	Subscrição particular de primeira emissão da Controlada escrituradas em favor do Fundo de Desenvolvimento da Amazônia - FDA, e mantidas sob custódia do agente operador do contrato, o Banco da Amazônia S.A., com garantia real e fidejussória por fiança, em quatro séries, todas elas conversíveis em ações da SPE, com ou sem direito a voto.	TJLP + 1,65% a.a.	10/07/2031	219.418	218.682	
CELG-D	1ª Emissão	03/04/2014	Debêntures simples, em série única, com garantia real, não conversíveis em ações, para distribuição pública com esforços restritos de colocação	100%CDI + 7,44% a.a.	03/04/2019	285.346	-	
Eletrosul	SPE Chuí IX	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	20/10/2015	25.516	-	
Eletrosul	SPE Hermenegildo I	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	20/10/2015	80.732	-	
Eletrosul	SPE Hermenegildo II	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	20/10/2015	80.732	-	
Eletrosul	SPE Hermenegildo III	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirografária, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	20/10/2015	68.179	-	
						759.923	218.682	

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 2014, a R\$ 519.674 (31 de dezembro de 2013 - R\$ 366.840), dos quais R\$ 469.459 no não circulante (31 de dezembro de 2013 - R\$ 358.905).

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.

Notas Explicativas

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 E CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013
CIRCULANTE		
Juros a Pagar	50.215	7.935
NÃO CIRCULANTE		
Créditos arrecadados	469.459	358.905
TOTAL	519.674	366.840

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 termoelétrica, 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.

Notas Explicativas



Conta Consumo de Combustíveis – CCC

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013
Ativo Circulante	521.964	1.275.334
Ativo Não Circulante	3.944	16.275
Total	525.908	1.291.609
Passivo Circulante	301.471	941.285
Passivo Não Circulante	474.770	455.455
Total	776.241	1.396.740

A promulgação da Lei 12.783/2013 extinguiu a obrigatoriedade de contribuição deste encargo para os concessionários do serviço público de energia elétrica.

NOTA 26 – TRIBUTOS A RECOLHER E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - PASSIVO

a) Tributos a recolher

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Passivo circulante:				
Tributos Retidos na Fonte (IRRF)	36.076	19.009	177.357	120.871
PASEP e COFINS	22.660	30.178	196.440	174.842
ICMS	-	-	286.142	117.685
PAES / REFIS	-	-	243.349	163.218
INSS/FGTS	-	-	120.135	113.483
Outros	-	-	144.745	149.327
Total	58.736	49.187	1.168.168	839.426

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Passivo não circulante:				
PASEP e COFINS	-	-	39.548	30.131
ICMS	-	-	13.572	14.575
PAES / REFIS	-	-	756.478	825.472
INSS/FGTS	-	-	22.809	18.656
Outros	-	-	5.144	4.116
Total	-	-	837.551	892.950

Notas Explicativas



b) Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Passivo circulante:				
Imposto de Renda corrente	-	-	13.938	11.457
Contribuição Social corrente	-	-	4.200	3.805
	-	-	18.138	15.262
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL diferidos	291.878	342.236	569.380	533.713

c) Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA			
	31/12/2014		31/12/2013	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Prejuízo antes do IRPJ e CSLL	(2.794.990)	(2.794.990)	(4.873.827)	(4.873.827)
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	698.748	251.549	1.218.457	438.644
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de Dividendos	24.619	8.863	25.319	9.115
Equivalência patrimonial	(64.808)	(23.331)	(196.970)	(70.909)
Provisão JPC	-	-	216.981	78.113
Provisão p/ Redução ao Valor de Mercado	(27.726)	(9.981)	(612.907)	(220.647)
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(713.520)	(256.866)	(1.451.467)	(522.527)
Doações	(48.777)	(17.560)	-	-
Demais adições e exclusões	(42.114)	(15.161)	(166.386)	(57.936)
Total da receita (despesa) de IRPJ e CSLL	(173.578)	(62.487)	(966.973)	(346.147)
Alíquota efetiva	6,21%	2,24%	19,84%	7,10%

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO			
	31/12/2014		31/12/2013 Reapresentado	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Prejuízo antes do IRPJ e CSLL	(1.261.984)	(1.261.984)	(4.824.982)	(4.824.982)
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	315.496	113.579	1.206.246	434.248
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de dividendos	25.555	9.198	25.319	9.115
Equivalência patrimonial	(304.210)	(109.516)	44.442	15.999
Provisão p/ Redução ao Valor de Mercado	(27.726)	(9.981)	(612.907)	(220.647)
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(2.006.687)	(799.097)	(1.451.467)	(522.528)
Impostos diferidos reconhecidos de exercícios anteriores	812.366	294.192	-	-
Incentivos Fiscais	111.197	2.075	-	-
Demais adições e exclusões	(94.020)	(32.940)	(227.812)	(66.686)
Total da receita (despesa) de IRPJ e CSLL	(1.168.029)	(532.489)	(1.016.179)	(350.499)
Alíquota efetiva	92,55%	42,19%	21,06%	7,26%

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 (ambos assinados pela CHESF), 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%.

e) Parcelamento Especial - PAES

As controladas Furnas, Eletrosul, Eletroacre 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.

f) Programa de Recuperação Fiscal (REFIS) – Lei 12.865/2013

Furnas, em 30 de dezembro de 2013, optou pelo REFIS, referente aos processos de PASEP, COFINS e PASEP/COFINS.

Notas Explicativas

**NOTA 27 – ENCARGOS SETORIAIS**

	CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013
PASSIVO CIRCULANTE		
Quota RGR	229.178	273.705
Quota CDE	8.827	1.661
Quota PROINFA	28.466	22.181
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	66.006	78.494
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	4.072	3.789
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	371.367	297.131
Programa de Eficiência Energética - PEE	167.446	32.900
Outros	54.935	5.001
	<u>930.297</u>	<u>714.862</u>
PASSIVO NÃO CIRCULANTE		
Quota RGR	32.975	32.376
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	348.308	300.586
Programa de Eficiência Energética - PEE	48.844	43.020
Outros	179.594	-
	<u>609.721</u>	<u>375.982</u>
TOTAL	<u>1.540.018</u>	<u>1.090.844</u>

a) Reserva global de Reversão - RGR

A contribuição para a formação da RGR é de responsabilidade das Empresas Concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica, mediante uma quota denominada Reversão e Encampação de Serviços de Energia Elétrica, de até 2,5% do valor dos investimentos dos concessionários e permissionários, limitado a 3% da receita anual. O valor da quota é computado como componente do custo do serviço das concessionárias.

As concessionárias recolhem suas quotas anuais ao Fundo, não controlado pela Companhia, em conta bancária vinculada, administrada pela Companhia, que movimenta 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.

Conforme art. 20 da Lei nº 12.431, de 2011, a vigência deste encargo, cuja extinção estava prevista para o final do exercício de 2010, foi prorrogada até 2035. 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

Notas Explicativas

III - as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013.

b) Conta de Consumo de Combustível - CCC

Fundo setorial, criado na década de 70 e 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 12.783 /13, não há mais previsão de data para o encerramento das atividades desse fundo setorial e sua gestão não afeta o resultado da Companhia.

Após a promulgação da Lei nº 12.783, a Eletrobras não tem mais a obrigação de fazer contribuições à Conta CCC. Apesar disso, a Conta CCC não foi extinta. Os saldos disponíveis continuarão sendo distribuídos às empresas de geração e distribuição que incorram em despesas adicionais em razão do uso de usinas termelétricas em caso de condições hidrológicas desfavoráveis. De modo a assegurar a continuação da viabilidade da Conta CCC, a Lei nº 12.783 permite que sejam feitas transferências entre a Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") e a Conta CCC.

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.

Notas Explicativas



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.

Notas Explicativas

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	
	31/12/2014	31/12/2013
Circulante		
JCP exercício	-	433.962
Dividendos não reclamados	58.091	85.521
Dividendos retidos exercícios anteriores	3.904	5.981
	<u>61.995</u>	<u>525.464</u>

I – 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.

Fizeram jus ao referido recebimento as pessoas físicas e jurídicas que integram o quadro de Acionistas da Companhia em 29 de janeiro de 2010. Em junho de 2013 foram pagos R\$ 3.529.932 relativos à última parcela dos dividendos retidos.

Os créditos foram 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.

II – Dividendos Não Reclamados

O saldo da remuneração aos acionistas, demonstrado no passivo circulante, contém a parcela de R\$ 58.091 (R\$ 85.521 em 31 de dezembro de 2013), referente a remunerações não reclamadas dos exercícios de 2011, 2012 e 2013. A remuneração relativa ao exercício de 2010 e anteriores, está prescrita, nos termos do Estatuto da Companhia.

NOTA 29 – BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS**29.1 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).

Notas Explicativas

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
Celg D	X		X		X
Cepisa	X		X		
Ceron			X		
CGTEE	X				
Chesf	X	X	X	X	
Eletroacre			X		
Eletronorte	X		X	X	X
Eletronuclear	X				X
Eletrosul	X		X		X
Furnas	X		X	X	X

Notas Explicativas



O plano de benefício previdenciário normalmente expõe o Grupo a riscos atuariais, tais como risco de investimento, risco de taxa de juros, risco de longevidade e risco de salário.

Risco de investimento	O valor presente do passivo do plano de benefício definido previdenciário é calculado usando uma taxa de desconto determinada em virtude da remuneração de títulos privados de alta qualidade; se o retorno sobre o ativo do plano for abaixo dessa taxa, haverá um déficit do plano. Atualmente, o plano tem um investimento relativamente equilibrado em ações, instrumentos de dívida e imóveis. Devido à natureza de longo prazo dos passivos do plano, o conselho do fundo de pensão considera apropriado que uma parcela razoável dos ativos do plano deva ser investida em ações e imóveis para alavancar o retorno gerado pelo fundo.
Risco de taxa de juros	Uma redução na taxa de juros dos títulos aumentará o passivo do plano. Entretanto, isso será parcialmente compensado por um aumento do retorno sobre os títulos de dívida do plano.
Risco de longevidade	O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por referência à melhor estimativa da mortalidade dos participantes do plano durante e após sua permanência no trabalho. Um aumento na expectativa de vida dos participantes do plano aumentará o passivo do plano.
Risco de salário	O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por referência aos salários futuros dos participantes do plano. Portanto, um aumento do salário dos participantes do plano aumentará o passivo do plano.

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 2014.

Notas Explicativas



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	
	2014	2013	2014	2013
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	1.856.603	1.748.898	18.494.073	17.196.047
Valor justo dos ativos do plano (-)	(1.483.624)	(1.787.681)	(19.300.597)	(17.830.733)
Passivo/(Ativo) líquido	372.979	(38.783)	(806.524)	(634.686)
Efeito de restrição sobre o ativo	-	38.783	1.916.652	1.241.668
Dívida atuarial contratada entre patrocinador e plano	67.850	78.476	1.271.936	949.797
Dívida financeira contratada entre patrocinador e plano	74.102	-	191.664	85.903
Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego	447.081	78.476	1.885.914	1.123.599
Custo de serviço corrente líquido	(706)	3.867	(47.310)	85.557
Custo de juros líquidos	-	52.525	70.338	195.397
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	(706)	56.392	23.028	280.954

Outros benefícios pós-emprego - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício

	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	12.182	2.156	374.252	360.173
Valor justo dos ativos do plano (-)	-	-	-	-
Passivo/(Ativo) líquido	12.182	2.156	374.252	360.173
Valor de passivo/(ativo) de outros benefícios pós-emprego	12.182	2.156	374.252	360.173
Custo de serviço corrente	237	-	19.238	-
Custo de juros líquidos	259	1.857	42.626	36.383
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	496	1.857	61.864	36.383

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	
	2014	2013	2014	2013
Valor das obrigações atuariais no início do ano	1.748.898	2.283.066	17.196.047	21.950.348
Aquisição de controlada (*)	-	-	65.303	-
Custo de serviço corrente	3.640	7.993	84.100	202.756
Juros sobre a obrigação atuarial	199.789	189.721	2.009.652	1.853.540
Benefícios pagos no ano (-)	(172.282)	(156.894)	(1.302.903)	(1.064.025)
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	76.558	(574.988)	441.874	(5.746.572)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	(2.938)	-	(74.348)	-
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	35.742	(582.977)	455.898	(6.425.397)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	43.754	7.989	60.324	678.825
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	1.856.603	1.748.898	18.494.073	17.196.047

* Aquisição de controlada (Vide Nota 42)

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	
	2014	2013	2014	2013
Valor justo dos ativos no início do ano	1.787.681	1.650.951	17.830.733	19.719.242
Aquisição de controlada (*)	-	-	52.699	-
Benefícios pagos durante o exercício (-)	(172.282)	(156.894)	(1.302.903)	(1.064.025)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	4.345	4.126	134.426	124.186
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	12.385	12.068	238.939	169.033
Rendimento esperado dos ativos no ano	205.461	137.196	2.103.348	1.666.501
Ganho/(Perda) sobre os ativos do plano (excluindo as receitas de juros)	(353.966)	140.234	243.355	(2.784.204)
Valor justo dos ativos ao final do ano	1.483.624	1.787.681	19.300.597	17.830.733
Rendimento efetivo dos ativos no ano	(148.505)	277.430	2.346.703	(1.117.703)

* Aquisição de controlada (Vide Nota 42)

Notas Explicativas



Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados Programa Previdenciário	330.543	(61.522)	1.945.074	646.897
	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Programa Previdenciário	(392.065)	379.985	(1.298.178)	811.935

c) Divulgação de Outros Benefícios Pós-Emprego

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido:

Tabela c.1 - Outros benefícios pós-emprego - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais

	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
Valor das obrigações atuariais no início do ano	2.156	22.354	360.173	433.695
Custo de serviço corrente	259	-	19.260	-
Juros sobre a obrigação atuarial	237	1.857	42.604	36.383
Benefícios pagos no ano	-	-	(14.977)	(10.197)
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	9.530	(22.055)	(32.808)	(99.708)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	-	29.384	-
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	124	(356)	119.803	(179.178)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	9.406	(21.699)	(181.995)	79.470
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	12.182	2.156	374.252	360.173

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados - Outros benefícios pós-emprego	(18.612)	(28.142)	185.388	218.196
	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Outros benefícios pós-emprego	(9.530)	22.055	32.808	99.708

d) Hipóteses Atuariais e Econômicas

As premissas atuariais apresentadas abaixo foram utilizadas na determinação da obrigação de benefício definido e da despesa do exercício.

Notas Explicativas



Hipóteses Econômicas

	2014	2013
Taxa de juros de desconto atuarial anual (i)	12,19% a 12,27%	11,98% a 12,11%
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	6,12% a 6,20%	6,34% a 6,47%
Projeção de aumento médio dos salários	6,78% a 9,80%	7,41%
Projeção de aumento médio dos benefícios	5,72%	5,30%
Taxa anual real de evolução custos médicos	1,00% a 5,64%	3,50%
Taxa média de inflação anual	5,72%	5,30%
Expectativa de retorno dos ativos do plano (ii)	12,19% a 12,27%	11,98% a 12,11%

Hipóteses Demográficas

	2014	2013
Taxa de rotatividade	0%; (2/Idade do participante)-0,04; 80% T1 Service Table	0,00%
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000; AT-83 BASIC F; AT-2000 (D10); AT-2000 (suavizada 10%) M&F; AT- 83 BASIC M; AT-83 M&F; AT-83 BASIC F	AT-2000
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-83; AT-83 (D10); AT-49 DES 2 anos; MI-85; AT-49 M; AT-49 M&F; AT-49 (M&F) AGR 100%; RP - 2000 Disable; AT - 83M (desagravada em 5%); RP 2000 Disable M&F; RRB - 1983	AT-83
Tábua de invalidez	Light Fraca, Média e Forte; Alvaro Vindas; TASA-1927 (Suavizada 30%)	Light Fraca
% de casados na data de aposentadoria	95%	95%
Diferença de idade entre homens e mulheres	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*.

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\$(148.505) (R\$ R\$ 277.430 em 2013) na Controladora e R\$ 2.346.703 (R\$(1.117.703) em 2013) no Consolidado.

e) Contribuições patronais

Em 31 de dezembro de 2014, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano CD atingiram R\$ 14.772 (31.12.2013 - R\$ 14.692) e R\$ 183.145 (31.12.2013 - R\$ 178.594) no Consolidado.

Notas Explicativas

Em 31 de dezembro de 2014, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano BD atingiram R\$ 12.385 (31.12.2013 - R\$ 12.068) e R\$ 238.713 (31.12.2013 - R\$ 169.033) no Consolidado.

A Controladora espera contribuir com R\$ 24.993 com o plano de benefício definido durante o próximo exercício e R\$ 262.323 no Consolidado.

A duração média ponderada da obrigação de benefício definido e de benefício de saúde da Controladora é de 7,33 anos e a média do Consolidado ponderada pelas obrigações é de 10,51 anos.

Análise dos vencimentos esperados de benefícios não descontados de planos de benefício definido pós-emprego:

Controladora

Consolidado Em 31 de dezembro de 2014	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Programa Previdenciário	1.296.521	1.288.450	3.787.925	23.868.222	30.241.117

Consolidado

Controladora Em 31 de dezembro de 2014	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Programa Previdenciário	167.408	165.608	482.199	2.557.376	3.372.591

f) As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são: taxa de desconto, custo médico, aumento salarial esperado e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

Controladora

- Se a taxa de desconto fosse 0,25% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$38.141 (aumento de R\$39.617).
- Se a expectativa de vida aumentasse (diminuísse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$41.490 (redução de R\$42.350).

Consolidado

- Se a taxa de desconto fosse 0,25% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$409.995 (aumento de R\$428.433).
- Se os custos médicos fossem 0,25% mais altos (baixos), a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 14.978 (redução de R\$13.648).

Notas Explicativas



- Se a expectativa de vida aumentasse (diminuísse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$333.872 (redução de R\$340.739).

A análise de sensibilidade apresentada pode não ser representativa da mudança real na obrigação de benefício definido, uma vez que não é provável que a mudança ocorresse em premissas isoladas, considerando que algumas das premissas podem estar correlacionadas.

Além disso, na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial.

Não houve alteração em relação a exercícios anteriores nos métodos e nas premissas usados na preparação da análise de sensibilidade.

g) Montantes incluídos no valor justo dos ativos dos planos

Categoria de Ativo	Controladora		Consolidado	
	2014	2013	2014	2013
Valores Disponíveis Imediatos	10	10	4.826	1.161
Realizáveis	79.534	112.600	862.037	500.747
Crédito de Depósitos Privados	189.288	236.739	397.668	449.022
Investimentos em Títulos Públicos	683.227	778.559	3.073.487	2.962.902
Investimentos em Renda Fixa	-	-	9.706.393	8.690.622
Investimentos em Renda Variável	142.535	174.988	2.718.104	2.751.255
Fundos de Investimento	239.191	331.138	1.905.109	2.029.948
Investimentos Imobiliários	142.249	166.551	861.319	627.148
Investimentos Estruturados	-	-	275.595	207.187
Empréstimos e Financiamentos	70.972	84.358	593.423	591.676
Outros	1.997	8.274	140.856	86.098
(-) Recursos a receber do patrocinador	(13.256)	(17.029)	(454.484)	(315.290)
(-) Exigíveis Operacionais	(5.406)	(6.036)	(62.453)	(59.013)
(-) Exigíveis Contingenciais	(2.397)	(30.787)	(456.687)	(436.780)
(-) Fundos de Investimentos	(4.076)	(45.873)	(84.577)	(116.304)
(-) Fundos Administrativos	(40.244)	(5.811)	(163.708)	(113.777)
(-) Fundos Previdenciais	-	-	(16.310)	(25.865)
	1.483.624	1.787.681	19.300.595	17.830.735

Os valores justos dos instrumentos de capital e de dívida são determinados com base em preços de mercado cotados em mercados ativos enquanto os valores justos investimentos imobiliários não são baseados em preços de mercado cotados em mercados ativos.

29.2 Plano de Incentivo ao Desligamento – PID

A Companhia e suas controladas implementaram o Plano de Incentivo ao Desligamento (PID) em decorrência da reestruturação do modelo de negócio societário, organizacional, de governança e gestão do Sistema Eletrobras.

A adesão ao PID ocorreu no período de março a abril de 2014 para a controlada Eletronuclear e de 10 de junho a 31 de julho de 2013 para as demais empresas e totalizou 5.439 adesões. O plano está dividido em duas etapas: a) etapa 1 –

Notas Explicativas

desligamentos entre abril/2014 e dezembro/2014 para a Eletronuclear e julho/2013 e dezembro/2013 para as demais empresas, b) etapa 2 – desligamentos entre janeiro/2015 e dezembro/2015 para a Eletronuclear e janeiro/2014 e novembro/2014 para as demais empresas.

As despesas com o PID incluem incentivos financeiros e um plano de saúde, pelo período máximo de 60 (sessenta) meses, para os desligamentos em 2013, e de 12 (doze) meses para os desligamentos em 2014, a partir da data de seu desligamento.

Para fazer face a tais gastos a Controladora registrou no exercício provisão/despesa no montante de R\$ 1.303 (R\$ 100.710 em 2013) e no Consolidado no montante de R\$ 23.237 (R\$ 1.644.858 em 2013), e no resultado do exercício abrangente de 2014 foi reconhecido na Controladora o montante de R\$ 6.280 e no Consolidado o montante de R\$ 110.527.

NOTA 30 - 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, consideradas pela Administração da Companhia como sendo de risco de desembolso futuro provável:

Notas Explicativas



	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
CIRCULANTE				
Trabalhistas	-	-	12.589	8.786
Cíveis	-	-	19.493	14.868
	-	-	32.082	23.654
NÃO CIRCULANTE				
Trabalhistas	119.429	128.792	930.375	912.564
Tributárias	-	-	236.593	295.494
Cíveis	4.709.952	2.367.947	7.783.396	4.487.046
	4.829.381	2.496.739	8.950.364	5.695.104
	4.829.381	2.496.739	8.982.446	5.718.758

Estas provisões tiveram, neste exercício, a seguinte evolução:

	MOVIMENTAÇÃO DO PERÍODO	
	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Saldo em 31/12/2013	2.496.739	5.718.758
Constituição de provisões	2.633.219	3.174.856
Aquisição de Controlada*	-	594.125
Reversão de provisões	(88.230)	(401.301)
Atualização Monetária	-	230.437
Baixas	-	(1.660)
Pagamentos	(212.347)	(332.769)
Saldo em 31/12/2014	4.829.381	8.982.446

*Vide nota 42

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

Notas Explicativas

intermédio de conversões em ações utilizando como base de atualização a legislação vigente.

A variação da provisão para contingências no exercício findo em 31 de dezembro de 2014, refere-se, principalmente, à alteração na avaliação da Companhia sobre as chances de perda de possível para provável nos processos que tratam da juridicidade da cessão de créditos do Empréstimo Compulsório.

A Companhia vinha avaliando em seus relatórios a classificação de risco desses processos como possível, uma vez que, embora discuta-se os critérios de correção monetária de tais créditos, discute-se de forma central a própria possibilidade de cessão de tais créditos, em razão de sua origem decorrer de uma relação tributária e também pelo fato da mesma ser obstada por aspectos específicos da legislação de regência de tal exação.

Entretanto, em março de 2015, a Companhia foi intimada para o pagamento de um processo iniciado em 2004, que foi promovido por um cessionário que adquiriu créditos de 98 empresas e teve como objeto o reconhecimento da juridicidade da cessão de créditos realizada, bem como, de forma subsidiária, a cobrança de diferenças de correção monetária sobre esses créditos. Os pedidos foram julgados procedentes em parte, tendo essa fase processual sido concluída e iniciada a execução.

A Companhia entende que, diante dos últimos acontecimentos, é prudente a modificação da avaliação de risco para provável da massa de processos que discutem a matéria de cessão de créditos do empréstimo compulsório. Por isso, durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, o saldo provisionado apresentou um aumento de R\$ 1.935.662, em relação a essa massa de processos.

Adicionalmente, vale ressaltar que a Companhia interpôs recursos junto ao Supremo Tribunal Federal que, até o momento, estão pendentes de julgamento. Caso o desfecho de tais recursos venham a ser favoráveis à Eletrobras, a avaliação de perda dos processos de cessão de créditos poderá ser modificada.

Existem atualmente 3.145 ações judiciais com esse objeto tramitando em diversas instâncias. A Companhia mantém provisão para estas contingências cíveis, na controladora, no valor de R\$ 4.306.609 (31 de dezembro de 2013 - R\$ 2.367.947) 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. ii. A Controladora registrou uma provisão no valor de R\$ 419.255 referente aos processos dos Produtores Independentes de Energia – PIE´s. Estes processos são promovidos contra a controlada Amazonas Energia, nos quais a Eletrobras foi incluída no polo passivo, por ter se obrigado como fiadora e devedora principal da Amazonas em diversos contratos de fornecimento de energia.

Os processos que tiveram sentença de procedência foram classificados como provável. Tais processos são decorrentes de pagamentos, multas e encargos por supostos atrasos e inadimplementos da Amazonas no cumprimento de obrigações referentes a tais contratos.

Notas Explicativas



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 (valores da época, convertidos em reais), em dobro.

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, ensejando a apresentação pela Chesf de embargos de declaração cujo julgamento foi iniciado em dezembro/2012 e concluído em dezembro/2013, sendo a eles por igual negado provimento (em 31/12/2013, o respectivo acórdão ainda estava pendente de publicação e correspondente intimação às partes).

Paralelamente, e desde a conclusão da tramitação do feito perante as instâncias ordinárias, as rés vêm tomando, perante as instâncias ordinárias do Poder Judiciário do Estado de Pernambuco, diversas iniciativas no sentido de promover a execução do montante que pleitearam em reconvenção.

Em agosto/2013 as rés, tomaram iniciativa perante a 12ª Vara Cível de Recife – PE no sentido de promover a execução provisória dos valores que, segundo seus próprios cálculos, corresponderia à atualização do montante a seu favor homologado pelo TJPE. Neste caso, a CHESF foi intimada ao pagamento dos correspondentes valores, mas apresentou “exceção de pré-executividade” (apontando, conforme autorizado pela jurisprudência do STJ, diversas irregularidades processuais que desautorizariam, desde logo – e sem prejuízo de outros tópicos específicos de impugnação aos próprios cálculos das rés, em face do pronunciado pelo TJPE –, o prosseguimento desta pretensão executória provisória): após manifestação de resposta das rés e réplica da Chesf, em 31/12/2013 o processo aguarda apreciação judicial em torno da referida “exceção”. Julgada improcedente a exceção de pré-executividade aos 22/08/2014, foi determinado o bloqueio, via Bacenjud, de R\$ 948.670. Oferecido seguro garantia no valor de R\$ 1,3 bilhões em substituição à penhora online, esta foi deferida em 28/08/2014 pelo Juiz da 12ª Vara Cível, que determinou a imediata liberação dos valores bloqueados. Em agravo interposto pelo Consórcio, foi determinado, em 15/09/2014, a suspensão dos efeitos da decisão que determinou a liberação dos valores; em contrapartida, o juízo de piso julgou, em 24/09/2014, os Embargos da Declaração opostos pela Chesf na execução provisória, para extingui-la por falta de

Notas Explicativas

condição de procedibilidade, revogando, portanto, todas as medidas constritivas incidentalmente determinadas.

O consórcio ingressou com Reclamação, distribuída à 6ª câmara cível do TJE em 06/11/2014, a qual aguardava julgamento em 31/12/2014.

Considerando o andamento de todo o conjunto processual acima referido e todos os julgamentos aos recursos até então apresentados, a Administração, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos e baseada em cálculos que levaram em conta a suspensão do pagamento das parcelas relativas ao Fator K e suas respectivas atualizações monetárias, mantém registro de provisão, no Passivo Não Circulante, cujo montante atualizado em 31 de dezembro de 2014 é de R\$ 850.891, para fazer face a eventuais perdas decorrentes deste assunto. Inexiste previsão de tempo para o desfecho desta lide.

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 2014, 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 2013 – R\$ 100.000).

iii. Ação de indenização promovida por Indústrias Reunidas Raimundo da Fonte S/A (Vitivinícola Santa Maria S.A), em decorrência de inundação provocada pela enchente de 1992 do Rio São Francisco.

A sentença, transitada em julgado, determinou a liquidação provisória, remetendo para a perícia a definição dos danos emergentes e dos lucros cessantes. Foi nomeado apenas um perito engenheiro agrônomo, o qual detinha competência para a apuração do dano emergente, mas não do lucro cessante. O laudo foi impugnado pela Chesf, que requereu ao juízo da 1.ª Vara Cível que fosse realizada uma perícia contábil a fim de se chegar a um valor, ainda que aproximado, de lucros cessantes, considerando a atividade desenvolvida pela exequente. O requerimento foi indeferido, tendo sido oposto agravo de instrumento, que confirmou a decisão de indeferimento, recurso especial (que teve o seu processamento negado pelo TJPE) e Agravo em recurso especial (AREsp 377.209-PE), que, em 31/12/2013, ainda estava pendente de apreciação da admissibilidade por parte do Ministro relator. A Chesf possui provisão no valor de R\$ 57.651, para fazer face a eventual perda decorrente desse assunto, considerando que já foram pagos os danos emergentes e a discussão se restringe tão somente à imprestabilidade do laudo pericial para se discutir os lucros cessantes.



Notas Explicativas

Eletronorte

Desapropriações ajuizadas pela Companhia com a finalidade de indenizar os proprietários das áreas atingidas pela formação do reservatório da Usina Hidrelétrica de Balbina (AM). Em sua maioria, os processos estão em fase de cumprimento de sentença. Há discussão acerca da legitimidade dos títulos apresentados pelos expropriados, tendo, inclusive, o Ministério Público Federal ajuizado Ação Civil Pública contestando esses títulos. A provisão constituída desta causa em 31 de dezembro de 2014 é de R\$ 364.549 (2013 – R\$ 348.662).

Furnas

As ações cíveis estão basicamente relacionadas às reclamações de terceiros referentes a ações de desapropriações e reintegração de posse, além de outras demandas relacionadas a acidentes, ações indenizatórias diversas e, ainda, decorrentes de indenização pecuniária em ação reivindicatória. A Administração de Furnas, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, possui registrado em seu passivo não circulante a provisão no valor de R\$ 118.609 (2013 – R\$ 119.948).

a.2) Trabalhistas

Furnas:

Os valores provisionados neste grupo são decorrentes de reclamações principalmente vinculadas a: (i) adicional de periculosidade e insalubridade, (ii) disputas sobre o montante de compensação pago sobre demissões e ao terço constitucional de férias bem como outros itens amparados pela legislação trabalhista brasileira que o reclamante julga ter direito ou mesmo tendo recebido o direito julgou que foi por valor diverso do que deveria, dos quais destaca-se o processo nº 0322200-47.1981.5.01.0031 do Sindicato dos Engenheiros do Rio de Janeiro - SENGE.

Em 31 de dezembro de 2012, o referido processo tinha uma provisão de R\$ 33.141 mil tendo em vista sua classificação de risco 50% provável e 50% possível, porém, em decorrência do julgamento dos Agravos de Petição interpostos no Tribunal Regional do Trabalho por ambas as partes, foi dado provimento ao recurso do Sindicato para incluir parcelas afastadas na decisão recorrida (sentença em Embargos à Execução).

Nesse sentido, diante da probabilidade remota da reversão do quadro ora apresentado junto ao TST, o risco da ação foi alterado para 100% provável a partir do exercício de 2013. O valor provisionado até o mês de dezembro de 2014 monta em R\$ 89.778 mil.

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).

Notas Explicativas

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 19ª 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 CEAL tem constituída provisão para contingências em relação a esse assunto, o montante de R\$ 4.687 (31 de dezembro de 2013 - R\$ 4.502).

b) Ações judiciais movidas contra a Companhia e suas controladas com probabilidade de desembolso futuro possível, não provisionadas.

Para todos os principais processos abaixo descritos, as Administrações das referidas Controladas 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.

CONTINGÊNCIAS POSSÍVEIS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Trabalhistas	240.261	28.616	1.212.589	666.485
Tributárias	649.934	399.001	7.802.015	6.726.561
Cíveis	12.097.552	8.759.080	18.792.170	14.781.110
	<u>12.987.747</u>	<u>9.186.697</u>	<u>27.806.774</u>	<u>22.174.156</u>

Notas Explicativas



b.1) Cíveis

Na Controladora

i. 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. Em dezembro de 2014 o valor das causas possíveis referente ao Empréstimo Compulsório foi de R\$ 7.349.142 (31 de dezembro 2013 – R\$ 5.904.864).

ii. No que tange as ações com avaliação de risco como possível destacamos o processo administrativo movido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio do Despacho nº 63, de 13 de janeiro de 2014, que determinou o ressarcimento pela Eletrobras à conta da RGR dos montantes históricos de R\$ 1.924.188 e R\$ 113.577 referentes, respectivamente, às amortizações do saldo devedor de financiamentos não restituídos à RGR e a apropriação dos encargos financeiros do referido fundo durante o período de 1998 a 2011.

O mencionado despacho determina, ainda, que os montantes em referência sejam corrigidos à taxa do fundo extramercado do Banco do Brasil da data em que deveriam ter sido restituídos à RGR até a efetiva devolução ao citado fundo setorial. A Eletrobras, em discordância da postura contraditória da ANEEL, interpôs recurso administrativo em 24/01/2014 alegando a prescrição da pretensão de ressarcimento das mencionadas quantias, a inexistência de prática de ato ilícito por ela própria e a boa-fé objetiva da administração dos recursos.

iii. No que tange as ações com avaliação de risco como possível destacamos os processos dos Produtores Independentes de Energia – PIE's. Estes processos são promovidos contra a controlada Amazonas Energia, nos quais a Eletrobras foi incluída no polo passivo, por ter se obrigado como fiadora e devedora principal da Amazonas em diversos contratos de fornecimento de energia, e resultam em um montante de R\$ 773.900.

Os processos que tiveram sentença de improcedência ou que ainda não tiveram sentença prolatada em primeira instância estão classificados como de risco de perda possível.

Tais processos são decorrentes de pagamentos, multas e encargos por supostos atrasos e inadimplementos da Amazonas no cumprimento de obrigações referentes a tais contratos.

Chesf

Ação ordinária proposta pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia visando a contabilização e liquidação pela ANEEL das transações do mercado, relativa à exposição positiva (lucro) verificada em razão da não opção pelo alívio (seguro) feito em dezembro de 2000. Decisão interlocutória proferida no bojo do Agravo de Instrumento

Notas Explicativas

da AES Sul interposto contra a ANEEL, resultou num débito de aproximadamente de R\$ 110.000. Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como "possível", no montante estimado de R\$ 110.000.

Ação civil pública proposta pelo Ministério Público Federal junto à subseção Judiciária de Paulo Afonso – BA onde, em síntese, persegue a obtenção de decreto judicial que declare a inexistência do Aditivo ao Acordo de 1986, celebrado no ano de 1991, firmado entre Chesf e os representantes do Polo Sindical dos Trabalhadores Rurais do Submédio São Francisco. O valor atribuído à causa foi de R\$ 1.000.000. Em 31 de dezembro de 2014 o processo estava concluso para sentença.

Eletronorte

Ação indenizatória: ressarcimento de valores pagos à empresa Albrás Alumínio Brasileiro S.A. por força de obrigações assumidas em contratos de seguro, tendo as referidas empresas se sub-rogado no crédito em face da Eletronorte, no montante de R\$ 229.835 (2013 – R\$ 217.066).

Eletrosul

Ação indenizatória de autoria da Mineradora Tibagiana Ltda. onde o Consórcio Energético Cruzeiro do Sul é parte na ação judicial. A Eletrosul possui participação de 49% do valor de R\$ 386.878, ou seja, R\$ 189.570.

Furnas

i. Processo nº 0018333-44.2005.4.01.3400 - Furnas x ANEEL - R\$ 115.360 mil (R\$ 103.000 mil em 31/12/2013). Trata-se de Mandado de Segurança impetrado por Furnas que, como figura como ré, visa anular a decisão da ANEEL que determinou a assinatura do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e demais contratos relacionados à Transmissão e à Distribuição da UTE Cuiabá. Furnas alega que, nos termos da Resolução nº 236/2003 - ANEEL, o CUST deveria ser assinado pela Unidade Geradora do empreendimento com o ONS que seria a Empresa Produtora de Energia (EPE). Furnas, nesse caso, seria mera comercializadora da energia produzida, não tendo assumido a assunção de encargos financeiros de correntes de contratos de transmissão e distribuição. Saliente-se que a ação foi julgada improcedente na primeira instância, contudo, Furnas conseguiu junto ao TRF da 1ª Região, a suspensão da assinatura do contrato até o julgamento final da lide. O processo atualmente está no TRF da 1ª Região, aguardando o julgamento da Apelação Cível interposta por Furnas.

ii. Processo ANEEL nº 0026627-17.2007.4.01.3400 – Nulidade da Resolução Normativa nº 257/2007 da ANEEL, que dispõem sobre a revisão tarifária, dos serviços de transmissão prestados por Furnas, com a finalidade de manter a atual RAP – Receita Anual Permitida, até a edição de nova resolução autorizativa que atenda os termos do contrato de concessão firmado com o poder concedente, levando em consideração os investimentos realizados por Furnas. Valor: R\$ 207.109 mil (R\$ 184.919 mil em 31/12/2013).



Notas Explicativas

b.2) Tributárias

Controladora

Trata-se de Recurso Especial de Divergência, interposto pela Procuradoria da Fazenda Nacional, com lastro no artigo 7º, II, do Regimento Interno da Câmara Superior de Recursos Fiscais, contra r. Acórdão nº 202-19.201, unânime, da Segunda Câmara do Segundo Conselho de Contribuintes.

No caso, foi lavrado Auto de Infração contra a Eletrobras, com a exigência de pagamento de COFINS, relativa aos fatos geradores ocorridos no período de fevereiro de 1999 a novembro de 2002, especificamente sobre receitas financeiras auferidas, originárias de contratos de financiamentos, empréstimos e repasses financeiros, e variações cambiais, decorrentes de contratos pactuados entre a Eletrobras e Itaipu Binacional.

A Eletrobras defendeu-se da impugnação, alegando que excluiu da base de cálculo da COFINS as referidas receitas, com respaldo na Cláusula XII, alínea "b" do Tratado Brasil-Paraguai, objeto do Decreto Legislativo nº 23, de 30/05/73.

A despeito da impugnação apresentada, foi mantida a exigência fiscal pela Delegacia da Receita Federal em Brasília, tendo a Eletrobras apresentado recurso voluntário, que restou provido pela 2ª Câmara do 2º Conselho de Contribuintes.

A União (Fazenda Nacional), interpôs recurso especial de divergência, pleiteando a anulação do Acórdão, sendo que tal recurso se encontra pendente de julgamento. Dessa forma, a última decisão proferida pelo Conselho de Contribuintes foi favorável à Eletrobras, e entendemos que a decisão está em plena consonância com a jurisprudência do STF. Valor em 31 de dezembro de 2014: R\$ 403.397.

Furnas

i. Processo nº 16682.720.517/2011-98 em fase administrativa, referente ao auto de infração lavrado pela Receita Federal do Brasil (RFB) em função de procedimento fiscal para verificação da apuração do IRPJ e CSLL no ano-calendário 2007, particularmente no que concerne a valores considerados a título de: redução da receita líquida; despesas com depreciação; e outras despesas operacionais. Valor em 31 de dezembro de 2014: R\$ 1.070.522 (R\$ 1.010.335 em 2013).

ii. Processo nº 16682.720.516/2011-43 em fase administrativa, referente ao auto de infração lavrado pela RFB em função de procedimento fiscal para verificação de eventual insuficiência de recolhimento ou declaração das contribuições para o PIS/Pasep e a Cofins no período de out/2006 a dez/2009. Valor em 31 de dezembro de 2014: R\$ 1.010.814 (R\$ 953.985 em 2013).

iii. Processo nº 16682.720.878/2013-04 em fase administrativa, referente ao auto de infração lavrado pela RFB em função de procedimento fiscal que verificava a utilização de despesa tida em 2000 (em razão da assunção de dívida junto à Fundação Real Grandeza) como prejuízo fiscal registrado em 2009 e, por conseguinte, compensado nos anos-calendário de 2009, 2010 e 2011. A autoridade fiscal afirma que tal registro

Notas Explicativas

foi feito de modo errado, tendo em vista que tal despesa deveria ter sido contabilizada no seu período de competência, no ano de 2000. Dessa forma, glosou as despesas deduzidas no ano-calendário 2011. Valor em 31 de dezembro de 2014: R\$ 634.585 (R\$ 593.014 em 2013).

iv. Ação Processo nº 16682.720.331/2012-10 em fase administrativa, referente ao auto de infração lavrado pela RFB em razão de ter se utilizado dos saldos negativos de IRPJ e de CSLL apurados ao final do ano-calendário de 2009, mediante procedimento de compensação considerado irregular pelo Auditor Fiscal, uma vez que Furnas não entregou à Receita Federal a DCOMP para efetivar compensação. Valor em 31 de dezembro de 2014: R\$ 466.228 (R\$ 437.884 em 2013).

v. Processo nº 16682.720.874/2013-18, apresentado solicitação de impugnação, referente a auto de infração lavrado pela RFB em razão de Furnas ter dado tratamento como receita isenta às receitas de uso da rede elétrica por Itaipu. Lançamento de ofício das diferenças dos valores devidos de Pasep/Cofins e os declarados por meio de DCTF. Valor: R\$ 182.114 (R\$ 170.184 em 31/12/2013).

Eletronuclear

A Companhia vem questionando um auto de infração, cujo objeto trata de despesas de descomissionamento consideradas como dedutíveis no ano base de 2005. O valor total do auto de infração é de R\$ 6 milhões e os advogados da Companhia avaliam a sua probabilidade de perda em relação a essa causa como possível.

c) Processos de risco de desembolso remoto, 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. Em 31 de dezembro de 2014, o agravo Recurso Extraordinário estava pendente de julgamento pelo STF.

Notas Explicativas

**NOTA 31 - 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 2014 é de R\$ 1.314.480 (31 de dezembro de 2013 – R\$ 1.136.342).

	<u>CONSOLIDADO</u>
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2013	1.136.342
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no período	178.138
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2014	<u>1.314.480</u>

NOTA 32 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

Os recursos são oriundos do Tesouro Nacional sendo destinados aos projetos abaixo:

	<u>CONTROLADORA E CONSOLIDADO</u>	
	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Aquisição de participação acionaria CEEE / CGTEE	173.521	156.460
Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza	2.929	2.641
UHE de Xingó	8.230	7.421
Linha de transmissão no Estado da Bahia	1.288	1.162
Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66	7.638	6.886
	<u>193.606</u>	<u>174.570</u>

Notas Explicativas

**NOTA 33 – CONTRATOS ONEROSOS**

	CONSOLIDADO			
	SALDO EM 31/12/2013	CONSTITUIÇÕES	REVERSÕES	SALDO EM 31/12/2014
Transmissão				
Contrato 062/2001	875.272	647.484	(914.268)	608.488
Outros	-	23.602	-	23.602
	<u>875.272</u>	<u>671.086</u>	<u>(914.268)</u>	<u>632.090</u>
Geração				
Itaparica	863.146	-	(863.146)	-
Jirau	711.881	-	(711.881)	-
Camaçari	267.117	-	(175.995)	91.122
Funil	95.903	131.385	(95.068)	132.220
Mauá-Klabin	19.853	-	(19.853)	-
Coaracy Nunes	88.545	-	(58.184)	30.361
Outros	30.425	260.138	(44.468)	246.095
	<u>2.076.870</u>	<u>391.523</u>	<u>(1.968.595)</u>	<u>499.798</u>
Distribuição				
Intangível	295.259	-	(295.259)	-
	<u>295.259</u>	<u>-</u>	<u>(295.259)</u>	<u>-</u>
	<u>3.247.401</u>	<u>1.062.609</u>	<u>(3.178.122)</u>	<u>1.131.888</u>
Total do Passivo Circulante*	3.066	221	(1.600)	1.687
Total do Passivo Não Circulante	3.244.335	1.062.388	(3.176.522)	1.130.201
TOTAL	<u><u>3.247.401</u></u>	<u><u>1.062.609</u></u>	<u><u>(3.178.122)</u></u>	<u><u>1.131.888</u></u>

(*) Valor registrado na rubrica Outros passivos circulantes

	31/12/2014		31/12/2013	
	SALDO	TAXA DE DESCONTO	SALDO	TAXA DE DESCONTO
Transmissão	632.090	6,45%	875.272	6,57%
Geração	499.798	6,80%	2.076.870	6,69%
Distribuição	-	6,61%	295.259	6,14%
TOTAL	<u>1.131.888</u>		<u>3.247.401</u>	

Do montante da provisão para contratos onerosos mantida em 31 de dezembro de 2014, R\$ 1.101.527 (R\$ 2.426.741 em 31 de dezembro de 2013) 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 de operação e manutenção. Diante disto, a obrigação presente de acordo com cada contrato foi reconhecida e mensurada como provisão podendo ser revertida em função de ajustes do programa de redução de custos e/ou revisão tarifária.

Notas Explicativas**UHE Jirau**

A variação registrada na provisão referente a UHE Jirau entre 31 de dezembro de 2013 e 2014, refere-se a variação no valor do PLD médio histórico de R\$ 109,78/MWh para R\$ 178,84/MWh.

Programa de Reassentamento da UHE 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.

A reversão parcial do Contrato Oneroso de Itaparica no período foi decorrente principalmente pela assunção pela Codevasf da Operação e Manutenção da infraestrutura de irrigação de uso comum.

UHE Camaçari

A variação registrada na provisão referente a UHE Camaçari foi decorrente do registro de reversão de contrato oneroso advinda de decisão do órgão regulador, ANEEL, pela redução do Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST de 346,598 MW retroativo a 16 de dezembro de 2014, com valor de R\$ 1.266 a ser ressarcido à Companhia, referente ao mês de janeiro de 2015, na Apuração Mensal dos Serviços e Encargos – AMSE, realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS na apuração subsequente a esta decisão.

NOTA 34 - 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	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
Amazonas	637.718	662.694	716.130	748.542	787.925	4.060.306
CGTEE	184.212	184.212	184.212	184.212	153.012	459.036
Chesf	249.750	237.810	226.540	226.540	2.342.940	-
Distribuidora Alagoas	700.321	753.132	852.984	894.483	894.483	894.483
Distribuidora Piauí	538.106	629.837	631.715	633.699	635.795	10.905.349
Distribuidora Rondônia	780.914	842.551	1.060.572	1.124.206	4.766.635	-
Eletronorte	98.700	99.907	101.405	102.926	104.756	106.037
Eletrosul	230.299	219.742	200.559	209.108	176.819	2.525.445
Furnas	520.062	519.482	513.594	520.323	515.001	512.753
Total	3.940.082	4.149.367	4.487.711	4.644.040	10.377.366	19.463.409

Notas Explicativas**2. Fornecedores de combustíveis**

Empresas	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
Amazonas	2.269.200	2.263.000	2.263.000	2.269.200	2.269.200	22.692.000
CGTEE	131.421	131.421	131.421	131.421	131.421	525.687
Eletronuclear	233.203	110.751	6.232.631	-	-	-
Total	2.633.824	2.505.172	8.627.052	2.400.621	2.400.621	23.217.687

A principal atividade de compras de combustíveis está na controlada Eletronuclear, que possui 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, bem como a carga inicial e futuras recargas de UTN Angra III.

Na controlada Amazonas existe o compromisso de longo prazo referente à compra de gás natural para fins de geração de termoelétrica com a Companhia de Gás Natural do Amazonas - CIGÁS. O prazo final do contrato é 30/11/2030.

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

Empresas	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
CGTEE	507.700	469.600	469.600	469.600	469.600	1.878.400
Chesf	233.310	208.620	-	-	-	-
Eletronorte	5.484.696	4.263.947	4.338.762	4.315.669	3.311.250	14.682.922
Eletronuclear	2.246.260	2.246.260	2.246.260	2.246.260	2.246.260	-
Furnas	3.643.446	3.291.312	2.671.525	2.671.525	1.649.290	1.689.253
Total	12.115.412	10.479.739	9.726.147	9.703.054	7.676.400	18.250.575

Notas Explicativas



5. Compromissos sócio ambientais

Empresas	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
Eletronuclear	70.000	74.025	50.665	41.532	-	-
Eletronorte	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	36.000
Total	90.000	94.025	70.665	61.532	20.000	36.000

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) Plano de Inserção Regional – Tucuruí

Em decorrência de exigências legais, relacionadas às obras de expansão da Usina Hidrelétrica Tucuruí e da elevação da cota do seu reservatório, de 72 para 74 metros, houve necessidade de se efetivar o processo de licenciamento desse empreendimento junto à Secretaria de Estado de Meio Ambiente (Sema), do Estado do Pará, tendo sido definido por aquele órgão, como condicionante para liberação da Licença de Instalação (LI), que a ELETRONORTE implantasse diversos programas de mitigação e compensações socioambientais.

C) Licenças Ambientais

As ações de caráter socioambiental constituídas para provisões de contingências de riscos ambientais nas unidades de negócio da ELETROSUL asseguram o compromisso da obtenção de emissões de Licenças Ambientais, bem como autorização para corte de vegetação, com o respaldo do Ministério público que fiscaliza a edificação desses investimentos.

6. Aquisição de Imobilizado e Intangível

Empresas	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
Chesf	25.647	3.289	2.880	-	775	-
Eletronuclear	3.622.342	1.511.009	472.659	43.631	-	-
Eletronorte	26	-	-	-	-	-
Total	3.648.015	1.514.298	475.539	43.631	775	-

Contratos assinados com fornecedores diversos para aquisição de equipamentos para substituição no ativo imobilizado, principalmente, das usinas Angra I, Angra II e Angra III, necessários à manutenção operacional desses ativos.

7. Aquisição de insumos

Empresas	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
CGTEE	40.498	40.499	40.499	40.499	40.499	-
Total	40.498	40.499	40.499	40.499	40.499	-

Notas Explicativas

A controlada CGTEE adquire cal para controle das emissões de resíduos das suas usinas.

8. Compromissos – Empreendimentos controlados em conjunto

Os valores dos compromissos dos empreendimentos controlados em conjunto estão apresentados a seguir pela proporção das participações das companhias.

8.1 – Aquisição de imobilizado

A Companhia possui contratos de aquisição de bens do imobilizado junto a fornecedores relativo a participação acionária em Sociedades de Propósito Específico (SPE), conforme apresentado abaixo :

Empresas	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
Norte Energia	492.464	220.370	41.768	41.768	-	-
Extremoz	3.926	3.926	-	-	-	-
CCBM	202.938	92.488	15.346	-	-	-
ELM	71.205	29.612	6.970	2.873	2.873	2.873
IMPSA	47.372	20.502	3.032	354	354	353
Votorantim	2.717	449	-	-	-	-
ESBR	170.197	11.741	-	-	-	-
Teles Pires	60.903	-	-	-	-	-
Total	1.051.722	379.088	67.116	44.995	3.227	3.226

8.2 – Uso do bem público

Empresas	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
Eletronorte	4.033	3.744	3.478	3.233	3.006	28.034
Total	4.033	3.744	3.478	3.233	3.006	28.034

8.3 – Aporte de capital

A Companhia possui compromissos futuros firmados relativo a participação acionária em Sociedades de Propósito Específico (SPE), relativos a adiantamento para futuro aumento de capital – AFAC, conforme apresentado abaixo :

Notas Explicativas



Empresas	2016	2017	2018
Coqueirinho 2	1.549	-	-
Papagaio	968	-	-
Norte Energia	120.356	-	-
Sinop	1.323	16.188	-
Paraíso	5.819	3.371	931
Transnorte Transmissora de Energia S.A.	219.712	-	-
Belo Monte Transmissora de Energia S.A.	173.460	81.585	46.300
Famosa III	44.956	158.020	-
Serra do Mel	98.901	62.408	-
Acaraú	60.144	50.966	-
Itaguaçu da Bahia	162.794	77.579	-
UHE São Manoel	73.000	14.000	45.000
Vale do São Bartolomeu	2.543	-	-
IE Belo Monte	204.290	78.170	46.300
Lago Azul	1.050	-	-
Mata de Santa Genebra	263.300	-	-
Total	1.434.165	542.287	138.531

8.4 – Custo de Construção

Empresas	2016
Eletronorte	120.680
Total	120.680

8.5 – Venda de Energia

Empresas	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
Norte Energia S.A.	1.017.522	2.714.555	2.827.972	2.827.972	2.835.720	67.917.827
	<u>1.017.522</u>	<u>2.714.555</u>	<u>2.827.972</u>	<u>2.827.972</u>	<u>2.835.720</u>	<u>67.917.827</u>

Notas Explicativas

**NOTA 35 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO**

I - Capital Social

O Capital Social da Companhia em 31 de dezembro de 2014 é de R\$ 31.305.331 (31 de dezembro de 2013 - 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 2014, conforme a seguir:

31/12/2014								
ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS				CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	%	Série B	%	QUANTIDADE	%
União	554.395.652	51,00	-	-	1.544	0,00	554.397.196	40,99
BNDESPAR	141.757.951	13,04	-	-	18.691.102	7,04	160.449.053	11,86
BNDES	74.545.264	6,86	-	-	18.262.671	6,88	92.807.935	6,86
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
Outros	269.729.841	24,81	146.920	100,00	219.731.566	82,78	489.608.327	36,20
	<u>1.087.050.297</u>	<u>100,00</u>	<u>146.920</u>	<u>100,00</u>	<u>265.436.883</u>	<u>100,00</u>	<u>1.352.634.100</u>	<u>100,00</u>

31/12/2013								
ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS			CAPITAL TOTAL		
	QUANTIDADE	%	Série A	Série B	%	QUANTIDADE	%	
União	591.968.382	54,46	-	2.252	-	591.970.634	43,76	
BNDESPAR	141.757.951	13,04	-	18.691.102	7,04	160.449.053	11,86	
BNDES	74.545.264	6,86	-	18.262.671	6,88	92.807.935	6,86	
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	
Outros	232.157.111	21,36	146.920	219.730.858	82,60	452.034.889	33,42	
	<u>1.087.050.297</u>	<u>100,00</u>	<u>146.920</u>	<u>265.436.883</u>	<u>99,82</u>	<u>1.352.634.100</u>	<u>100,00</u>	

Do total das 470.352.508 (já deduzidas as 225 ações ordinárias referentes aos Diretores e Membros do Conselho de Administradores da Eletrobras) ações em poder dos minoritários, 297.794.352, ou seja, 63,3% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 186.043.194 de ordinárias, 28 de preferenciais da classe "A" e 111.751.130 de preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 76.629.265 ações ordinárias e 25.115.782 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de *American Depositary Receipts - ADR's*.

Notas Explicativas**II - Reservas de Capital**

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013
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		
	31/12/2014	31/12/2013 (reapresentado)	01/01/2013 (reapresentado)
Legal (art. 193 - Lei 6.404/1976)	2.233.017	2.233.017	2.233.017
Estatutárias (art. 194 - Lei 6.404/1976)	26.022	2.989.936	9.916.882
	<u>2.259.039</u>	<u>5.222.953</u>	<u>12.149.899</u>

NOTA 36 – PREJUÍZO POR AÇÃO**(a) Básico e diluído**

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. As 12.018.738 ações ordinárias potenciais diluitivas (Empréstimo compulsório – Nota 24) não foram incluídas no cálculo da média ponderada do número de ações preferenciais devido ao efeito antidilutivo. Portanto, não há diferença entre o prejuízo por ação básico e diluído.

Notas Explicativas



31/12/2014				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Prejuízo atribuível a cada classe de ações	(2.435.920)	(329)	(594.805)	(3.031.055)
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	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 e diluído (R\$)	(2,24)	(2,24)	(2,24)	

31/12/2013 (reapresentado)				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Prejuízo atribuível a cada classe de ações	(4.972.167)	(672)	(1.214.108)	(6.186.948)
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	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 e diluído (R\$)	(4,57)	(4,57)	(4,57)	

NOTA 37 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
RECEITAS OPERACIONAIS				
Geração				
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	2.806.271	2.573.677	12.175.362	8.066.674
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	3.317.103	3.774.404
Energia Elétrica de Curto Prazo	37.607	235.318	3.817.976	2.395.732
Receita de Operação e Manutenção de Concessões Renovadas	-	-	1.803.127	2.198.235
Receita de Construção de Linhas Renovadas	-	-	240.040	736.854
Efeito Financeiro de Itaipu	(97.740)	67.961	(97.740)	67.961
	<u>2.746.138</u>	<u>2.876.956</u>	<u>21.255.868</u>	<u>17.239.860</u>
Transmissão				
Receita de Operação e Manutenção de Linhas Renovadas	-	-	1.207.090	2.037.399
Receita de Operação e Manutenção	-	-	994.178	118.382
Receita de Construção	-	-	1.786.195	1.797.324
Financeira - Retorno do Investimento	-	-	714.409	552.106
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>4.701.872</u>	<u>4.505.211</u>
Distribuição				
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	7.310.337	4.419.444
Receita de Construção	-	-	873.413	1.013.684
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	-	-	38.477	-
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>8.222.227</u>	<u>5.433.128</u>
Outras receitas				
	<u>160.987</u>	<u>93.770</u>	<u>1.446.341</u>	<u>1.008.200</u>
	<u>2.907.125</u>	<u>2.970.726</u>	<u>35.626.308</u>	<u>28.186.399</u>
(-) Deduções à Receita Operacional				
(-) ICMS	-	-	(1.683.781)	(1.231.306)
(-) PASEP e COFINS	(91.175)	(130.488)	(2.685.562)	(2.238.363)
(-) Encargos setoriais	-	-	(1.005.014)	(870.490)
(-) Outras Deduções (inclusive ISS)	-	-	(7.097)	(10.596)
	<u>(91.175)</u>	<u>(130.488)</u>	<u>(5.381.454)</u>	<u>(4.350.755)</u>
Receita operacional líquida	<u>2.815.950</u>	<u>2.840.238</u>	<u>30.244.854</u>	<u>23.835.644</u>

Durante o período, a Companhia auferiu elevadas receitas na comercialização da energia elétrica de curto prazo em razão do aumento verificado no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é o preço determinado semanalmente para cada patamar de

Notas Explicativas



carga com base no custo marginal de operação e é utilizado para valorar a compra ou a venda de energia no Mercado de Curto Prazo (MCP).

NOTA 38 – RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Investimentos em controladas				
Equivalência patrimonial	(267.636)	(708.365)	-	-
Investimentos em coligadas				
Juros sobre o capital próprio	10.611	98.236	10.611	98.236
Equivalência patrimonial	8.405	(361.677)	(1.426.804)	(104.393)
	19.016	(263.441)	(1.416.193)	(6.157)
Outros investimentos				
Juros sobre o capital próprio	20.008	14.282	20.008	14.282
Dividendos	98.477	101.275	98.477	101.275
Remuneração dos investimentos em parcerias	24.429	20.707	24.429	20.707
Rendimentos de capital - ITAIPU	56.439	47.661	56.439	47.661
	199.353	183.925	199.353	183.925
	(49.267)	(787.881)	(1.216.840)	177.768

NOTA 39 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Pessoal	383.818	482.427	5.609.320	6.650.154
Material	2.885	4.226	310.276	295.442
Serviços	110.120	107.121	2.565.777	2.298.990
	496.823	593.774	8.485.373	9.244.586

NOTA 40 - ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA E ENCARGOS SOBRE O USO DA REDE ELÉTRICA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Encargos de Uso da Rede	-	-	1.523.379	1.555.257
Energia comprada para revenda				
Suprimento	-	-	5.104.583	2.142.924
Comercialização na CCEE	487.362	73.458	2.864.480	555.752
Proinfa	2.502.382	2.783.694	2.502.382	2.783.694
Outros	17.439	18.799	(46.745)	32.836
	3.007.183	2.875.951	10.424.700	5.515.206
	3.007.183	2.875.951	11.948.079	7.070.463

Notas Explicativas

**NOTA 41 - PROVISÕES (REVERSÕES) OPERACIONAIS**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013 Reapresentado	31/12/2014	31/12/2013
Garantias	115.166	83.681	115.166	83.681
Contingências	3.389.682	1.585.772	3.655.626	1.399.321
PCLD - Consumidores e Revendedores	-	-	83.921	(792.871)
PCLD - Financiamentos e Empréstimos	(269.051)	106.232	(269.051)	106.232
Passivo a descoberto em Controladas	831.851	2.742.013	-	-
Contratos Onerosos	-	-	(1.800.401)	(1.924.657)
Perdas em Investimentos	(411.122)	142.622	(313.672)	142.622
Impairment	-	-	509.994	1.338.903
Ajuste a Valor de Mercado	110.902	408	110.902	408
Provisão/Reversão para Perda de Ativo Financeiro	-	-	(791.868)	791.868
Impairment BRR	-	-	(360.648)	1.122.970
Provisão para perdas no imobilizado	-	-	235.064	-
Provisão para compensações ambientais	-	-	104.904	-
Outras	176.181	251.385	581.770	989.728
	<u>3.943.609</u>	<u>4.912.114</u>	<u>1.861.707</u>	<u>3.258.205</u>

Em função da transferência do controle acionário do Grupo Rede, controlador da CEMAT, para a Energisa, foram revertidas as provisões para perda referente ao investimento da CEMAT, no montante de R\$ 334.293, e para créditos de liquidação duvidosa referente a CEMAT e a CELTINS, no montante de R\$ 290.973, conforme Nota 9.

Em 16 de dezembro de 2014, a ANEEL, por meio das REN 642/14 e REN 643/14, estabeleceu critérios e procedimentos para a realização de investimentos que serão considerados nos processos tarifários e estarão sujeitos a um adicional de receita, inclusive os já realizados a partir de 01 de janeiro de 2013. Desta forma, foram revertidas as provisões para perda de ativo financeiro.

NOTA 42 – COMBINAÇÃO DE NEGÓCIOS**(a). Aquisição do controle sobre a CELG D**

Em 26 de setembro de 2014, em Assembleia Geral Extraordinária, a Eletrobras aprovou a aquisição, pela Companhia, do controle acionário da CELG Distribuição S.A. - CELG D, concessionária de distribuição e comercialização de energia elétrica, nos termos da Promessa de Compra e Venda de Ações, firmada em 26 de agosto de 2014, entre a Eletrobras, a Companhia CELG de Participações – CELGPAR e o Estado de Goiás, com a interveniência da CELG Distribuição S.A. – CELG D. A transação visa à recuperação econômico-financeira da CELG D e foi estruturada de forma a atender aos interesses de ambas as partes, trazendo resultados positivos tanto para a Eletrobras como para o Estado de Goiás. Dentre as justificativas da aquisição destacam-se:

- Recuperação de créditos de fundos setoriais (RGR, CDE e CCC) e de energia de Itaipu;
- Reequilíbrio da situação financeira da CELG D e, conseqüentemente, manutenção da adimplência dessa concessionária com os seus compromissos setoriais;

Notas Explicativas

- O mercado da CELG D apresenta taxas elevadas de crescimento, cerca de 7,2% em 2012 e 5,5% em 2013;
- Índices de perdas, inadimplência e PMSO próximos dos estabelecidos pela ANEEL;
- Após capitalização da empresa, pela CELGPAR e entrada da ELETROBRAS na sociedade existe a possibilidade de renovação da concessão por mais trinta anos, o que resultará na valorização da empresa, com ganhos para os acionistas, inclusive a ELETROBRAS.
- A ELETROBRAS detém experiência em gestão de empresas de distribuição de energia elétrica e considera que a CELG D, saneada econômica e financeiramente, reúne as condições de buscar sua operação com equilíbrio econômico e financeiro, tornando lucrativas suas atividades após uma reestruturação de dívida e capitalização adequadas.

A referida Promessa de Compra e Venda de Ações estabeleceu o compromisso de venda, pela CELGPAR, e o compromisso de compra pela Eletrobras, de 51% das ações ordinárias representativas do capital social da CELG D pelo valor fixo e irrevogável de R\$ 59.533 que deverá ser pago em até 90 dias da data da escrituração das Ações da CELG D em favor da Eletrobras.

A Promessa de Compra e Venda de Ações estabeleceu, ainda, condições precedentes para a conclusão da operação. Até a data destas informações trimestrais, todas as condições precedentes foram atendidas, exceto pela efetiva transferência para a CELG-GT de certos imóveis de titularidade da CELG-D não vinculados às suas operações, listados na referida Promessa, e que as partes esperam concluir tão logo possível.

À luz das normas contábeis vigentes, a Administração concluiu que na data da Assembleia de aprovação da aquisição, a Eletrobras passou a deter direitos substantivos sobre a CELG D, sendo 26 de setembro de 2014 definida como data da aquisição do controle acionário da CELG-D e, portanto, a data efetiva da combinação de negócios.

Os valores justos provisoriamente estimados dos ativos e passivos identificáveis adquiridos da CELG D, na data da combinação de negócios, são os seguintes:

	Valor justo estimado na data de aquisição
Em 26 de setembro de 2014	
<u>Ativos</u>	
Caixa e equivalentes de caixa	159.703
Consumidores, concessionários e permissionários	707.460
Ativo financeiro	1.792.780
Reembolso FUNAC (direito de indenização)	594.125
Outros ativos	854.684

Notas Explicativas

<u>Passivos</u>	
Fornecedores	1.450.886
Debêntures	192.706
Empréstimos e financiamentos	581.771
Taxas regulamentares	419.177
Imposto de renda e contribuição social diferidos	37.487
Provisões para contingências	594.125
Outros passivos	<u>734.937</u>

Valor justo dos ativos líquidos identificados	<u>97.663</u>
--	----------------------

Participação da Eletrobras sobre os ativos líquidos adquiridos	49.740
Valor justo da contraprestação	59.454
Ágio gerado na aquisição	9.714
Valor justo da participação de não controladores	47.924

A contabilização da aquisição da CELG D foi provisoriamente apurada em 26 de setembro de 2014 em função da necessidade de avaliação mais profunda e detalhada dos valores justos dos ativos adquiridos e passivos assumidos.

Na data da conclusão destas demonstrações financeiras as avaliações de mercado necessárias e outros cálculos não tinham sido finalizados e, por consequência, foram provisoriamente apurados com base na melhor estimativa da Administração para esses valores.

O ágio decorrente da aquisição da Celg- D foi reconhecido no intangível (vide nota 18).

(a.1).Participações não controladoras

As participações não controladoras (49% CELGPAR), reconhecidas na data de aquisição nas demonstrações financeiras consolidadas, foram mensuradas com base na proporção das participações não controladoras sobre o valor justo dos ativos líquidos na data de aquisição e totalizavam R\$ 47.924.

(a.2) Impacto da aquisição no resultado da Eletrobras (informação não auditada pelos auditores independentes)

Notas Explicativas

As receitas e o resultado do período a partir da data de aquisição foram de R\$ 1.259.151 e R\$ 125.445, respectivamente, estão incluídos na demonstração do resultado consolidado do exercício de 2014.

Caso a combinação de negócios fosse efetivada em 1º de janeiro de 2014, a receita operacional líquida consolidada da Eletrobras proveniente das operações continuadas seria de R\$ 24.093.980 e o prejuízo do período findo em 31 de dezembro de 2014 seria de R\$ 1.846.608.

(a.3) Ativos de indenização e passivo contingente

A Companhia reconheceu o montante de R\$ 594.125, na rubrica Reembolso FUNAC, esse montante é atribuído ao direito de indenização com relação aos passivos assumidos na combinação de negócios conforme definido na Promessa de Compra e Venda de Ações. A indenização desses passivos é de responsabilidade do FUNAC – Fundo de Aporte à CELG D, criado pelo Estado de Goiás nos termos da Lei Estadual nº 17.555 de 20 de janeiro de 2012, que consiste em uma rubrica orçamentária a ser mantida pelo Estado pelo prazo máximo de 30 anos, contados da data da entrada em vigor da lei de sua criação, com o objetivo de destinar e reunir recursos financeiros para o adimplemento das obrigações provenientes dos passivos contenciosos administrativos e judiciais, ainda que não escriturados, da CELG D, decorrentes de decisões de autoridades administrativas para as quais não haja mais recurso, decisões judiciais transitadas em julgado e/ou acordos judiciais ou extrajudiciais homologados judicialmente, cujos fatos geradores tenham ocorrido até a data da aquisição, pela Eletrobras, das ações da CELG D.

A abertura por natureza do saldo de provisão para contingências decorrente da aquisição da CELG D no total de R\$ 594.125, está demonstrada a seguir:

	<u>30/09/2014</u>
Trabalhista	88.307
Tributárias	83.334
Cíveis	422.485
	<u>594.125</u>

A descrição da natureza dos principais passivos contingentes da CELG D está demonstrada a seguir:

- Ação Civil Pública com pedido de liminar, visando a obtenção da declaração de nulidade das portarias 38/86 e 45/86, movida pela ASSOBRÁEE – Associação Brasileira de Consumidores de Água e Energia Elétrica – no valor de R\$ 40.000.

(a.4) Do pacto de venda conjunta

Considerando que o preço de aquisição do controle acionário da CELG foi definido com base no término da atual concessão da CELG D, prevista para julho de 2015, desconsiderando-se a renovação da concessão prevista pela Lei 12.783/2013, posto que a referida Lei não foi ainda regulamentada, a Promessa de Compra e Venda de Ações prevê que, caso qualquer das Partes manifeste interesse de vender sua

Notas Explicativas

participação acionária na CELG D até 18 meses a contar da prorrogação da concessão desta última, se for o caso, a venda deverá ser feita conjuntamente pelas Partes, e abranger 51% das ações representativas do capital social daquela concessionária.

A Eletrobras e a CELGPAR se obrigam a vender no mínimo 51% das ações da CELG D, sendo no mínimo 13% de ações de propriedade da Eletrobras, com precificação idêntica para cada ação vendida.

As condições para implementação desta venda conjunta são: (i) que a manifestação de interesse na venda ocorra em até 18 meses a contar da data da prorrogação da concessão da CELG D e que a venda seja concluída em 24 meses a contar da citada manifestação, e, ainda, (ii) que a CELGPAR, no momento da manifestação do interesse de venda, detenha no mínimo 25% das ações representativas do capital social da CELG D.

O prazo de 24 meses para a conclusão da venda poderá ser prorrogado uma única vez, por igual período, exclusivamente na hipótese de atraso provocado por fato de terceiro.

A venda conjunta se submeterá às regras estabelecidas pelo Programa Nacional de Desestatização (PND) ou regulamentação federal aplicável à época, tendo em vista que após a aquisição do controle acionário da CELG D pela ELETROBRAS, esta se tornou uma empresa estatal federal.

A Companhia concluiu o processo de aquisição da Celg Distribuição S.A. ("Celg-D") mediante o pagamento e a transferência, em 27/01/2015, de 76.761.267 (setenta e seis milhões, setecentos e sessenta e um mil, duzentos e sessenta e sete) de ações ordinárias de emissão da CelgD, correspondentes a 50,93% (cinquenta inteiros e noventa e três centésimos por cento) do capital social da Distribuidora, ao valor de R\$ 59.454.057,64, (cinquenta e nove milhões, quatrocentos e cinquenta e quatro mil, cinquenta e sete reais e sessenta e quatro centavos).

(b) Aquisição do controle sobre a Linha Verde Transmissora de Energia S.A.

A Diretoria Executiva da controlada Eletronorte aprovou, no dia 02 de outubro de 2013, a aquisição da participação acionária da Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. na Sociedade de Propósito Específico (SPE), Linha Verde Transmissora de Energia S.A, correspondendo a 51% do capital social da referida SPE, envolvendo a aquisição pela controlada Eletronorte da totalidade da participação neste investimento, pelo valor de R\$ 40.000, corrigido monetariamente a partir de agosto de 2013.

O contrato de Compra e Venda de Ações estabeleceu condições suspensivas para a conclusão da operação.

À luz das normas contábeis vigentes, a Administração da Controlada concluiu que, na data de 31 de dezembro de 2014, a Controlada Eletronorte passou a deter direitos substantivos sobre a Linha Verde Transmissora de Energia S.A., sendo esta data definida como da aquisição do controle acionário da Linha Verde Transmissora de Energia S.A. e, portanto, a data efetiva da combinação de negócios.

Notas Explicativas



Os valores justos provisoriamente estimados dos ativos e passivos identificáveis adquiridos da Linha Verde Transmissora de Energia S.A., na data da combinação de negócios, são os seguintes:

Em 31 de dezembro de 2014	Valor Justo Estimado na data de aquisição
Ativos	
Caixa e equivalentes de caixa	47.073
Ativo financeiro	534.336
Tributos a compensar	7.562
Outros ativos	57.597
	646.568
Passivos	
Fornecedores	27.813
Tributos a compensar	4.786
Empréstimos e financiamentos	318.851
Adiantamento para futuro aumento de capital	364.880
Provisão para riscos	15.941
Outros passivos	123
	732.394
Ativos/(Passivos) líquidos adquiridos	(85.826)
Participação adquirida (51%)	(43.771)
Valor justo da contraprestação (atualizado)	43.689
Ágio na aquisição do investimento	87.460

A contabilização da aquisição da Linha Verde Transmissora de Energia S.A. foi provisoriamente apurada em 31 de dezembro de 2014 em função da necessidade de avaliação mais profunda e detalhada dos valores justos dos ativos adquiridos e passivos assumidos.

Na data da conclusão destas demonstrações financeiras as avaliações de mercado necessárias e outros cálculos não tinham sido finalizados e, por consequência, foram provisoriamente apurados com base na melhor estimativa da Administração para esses valores.

O ágio decorrente da aquisição da Linha Verde Transmissora foi reconhecido no intangível (vide nota 18).

(c) Aquisição do controle sobre as SPEs dos Complexos Eólicos Pindaí I e II

Durante o exercício de 2014, a controlada Chesf adquiriu o controle sobre as SPEs do Complexo Eólico Pindaí I e do Complexo Eólico Pindaí II, mediante a diluição, de forma definitiva, da participação acionária do Sócio Sequoia Capital Ltda. nos referidos empreendimentos.

Conforme o estabelecido no acordo de acionistas destas SPEs, em 29/10/2014 a controlada Chesf integralizou o capital subscrito e não integralizado pelo Sócio Sequoia Capital Ltda, tornando-se controladora, passando de um percentual de participação de

Notas Explicativas

49,0% para mais 99,0% do capital social de cada SPE, e com direito a maioria dos membros do Conselho de Administração.

Não houve ágio/deságio, pois a transação foi feita a valores contábeis que se aproximam substancialmente dos valores de mercado, em função de ser SPEs recentes que ainda não entraram em operação. O valor da contraprestação paga foi de R\$ 20.977.

NOTA 43 - 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 e títulos e valores mobiliários. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

	CONSOLIDADO		
	31/12/2014	31/12/2013 (reapresentado)	01/01/2013 (reapresentado)
Total dos empréstimos e financiamentos	39.539.125	32.476.287	26.630.150
(-) Caixa e Equivalente de Caixa e Títulos e valores mobiliários	5.366.511	9.886.071	9.254.676
Dívida Líquida	34.172.614	22.590.216	17.375.474
(+) Total do Patrimônio Líquido	56.848.500	61.577.296	68.069.267
Total do Capital	91.021.114	84.167.512	85.444.741
Índice de Alavancagem Financeira	38%	27%	20%

Notas Explicativas



2 – Classificação por categoria de instrumentos financeiros

Os saldos contábeis dos ativos e passivos financeiros representam uma aproximação razoável do valor justo. A Companhia usa a hierarquia para mensurar o valor justo de seus instrumentos financeiros:

ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)	Mensuração	CONTROLADORA		
		31/12/2014	31/12/2013 (reapresentado)	01/01/2013 (reapresentado)
Caixa e equivalentes de caixa		88.194	1.303.236	935.627
Empréstimos e Recebíveis		38.466.689	33.676.951	32.503.580
Clientes	Custo Amortizado	573.457	661.252	477.104
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	32.556.881	29.596.834	29.210.956
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	Custo Amortizado	5.336.351	3.418.865	2.815.520
Mantidos Até o Vencimento		204.665	186.972	247.371
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	204.665	186.972	247.371
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		421.975	1.714.695	4.526.514
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo	421.975	1.714.695	4.526.514
Disponíveis para venda		1.212.142	1.253.297	1.405.289
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo	1.212.142	1.253.297	1.405.289
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados pelo Custo Amortizado		27.223.773	22.748.832	-
Fornecedores	Custo Amortizado	548.589	342.778	-
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	26.020.026	21.823.008	-
Obrigações de ressarcimento	Custo Amortizado	655.158	583.046	-
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		-	-	68.153
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	-	-	68.153
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		24.706	36.848	-
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo	24.706	36.848	-

Notas Explicativas



	Mensuração	CONSOLIDADO		
		31/12/2014	31/12/2013 (reapresentado)	01/01/2013 (reapresentado)
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Caixa e equivalentes de caixa		1.407.078	3.597.583	2.501.515
Empréstimos e Recebíveis		58.420.759	57.984.432	61.375.560
Clientes	Custo Amortizado	6.170.720	5.109.903	5.339.380
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	14.684.564	15.174.341	15.544.793
Direitos de Ressarcimento	Custo Amortizado	9.656.409	12.579.656	8.203.189
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	Custo Amortizado	24.170.771	19.624.353	17.850.927
Indenizações - Lei 12.783/2013	Custo Amortizado	3.738.295	5.496.179	14.437.271
Mantidos Até o Vencimento		223.142	190.730	251.211
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	223.142	190.730	251.211
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		3.992.006	6.313.913	6.974.314
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo	3.732.095	6.097.758	6.501.950
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	259.911	216.155	472.364
Disponíveis para venda		9.606.383	6.689.554	6.035.733
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo	1.370.371	1.441.867	1.439.786
Ativo Financeiro - Distribuição	Valor justo	8.236.012	5.247.686	4.595.947
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados pelo Custo Amortizado		62.458.291	53.380.246	42.439.725
Fornecedores	Custo Amortizado	17.536.501	8.531.871	6.423.074
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	39.539.125	32.476.287	26.630.150
Debêntures	Custo Amortizado	759.923	218.682	69.320
Obrigações de Ressarcimento	Custo Amortizado	3.232.621	10.695.108	7.789.757
Arrendamento Mercantil	Custo Amortizado	1.326.661	1.393.827	1.454.374
Concessões a Pagar UBP	Custo Amortizado	63.460	64.471	73.050
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		72.203	420.801	457.649
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	72.203	420.801	457.649
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		24.706	36.848	-
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo	24.706	36.848	-

Notas Explicativas**2.1 – Estimativa de valor justo:**

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo foram classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

	CONTROLADORA			
	31/12/2014			
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.212.142	-	-	1.212.142
Investimentos (Participações Societárias)	1.212.142	-	-	1.212.142
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	204.665	-	-	204.665
Títulos e Valores Mobiliários	204.665	-	-	204.665
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	-	-	-
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	24.706	-	24.706
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	24.706	-	24.706
CONTROLADORA				
31/12/2013				
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.253.297	-	-	1.253.297
Investimentos (Participações Societárias)	1.253.297	-	-	1.253.297
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	1.714.695	-	-	1.714.695
Títulos e Valores Mobiliários	1.714.695	-	-	1.714.695
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	36.848	-	36.848
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	36.848	-	36.848

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO			
	31/12/2014			
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.370.371	8.236.012	-	9.606.383
Investimentos (Participações Societárias)	1.370.371	-	-	1.370.371
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	8.236.012	-	8.236.012
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	3.732.095	259.911	-	3.992.006
Títulos e Valores Mobiliários	3.732.095	-	-	3.732.095
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	259.911	-	259.911
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	72.203	-	72.203
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	72.203	-	72.203
CONSOLIDADO				
31/12/2013				
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.441.867	5.247.686	-	6.689.554
Investimentos (Participações Societárias)	1.441.867	-	-	1.441.867
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	5.247.686	-	5.247.686
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	6.097.758	216.155	-	6.313.913
Títulos e Valores Mobiliários	6.097.758	-	-	6.097.758
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	216.155	-	216.155
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	420.801	-	420.801
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	420.801	-	420.801

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

Notas Explicativas



mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem prontos 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 e suas controladas 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, que são utilizadas para determinar o valor justo para os instrumentos financeiros remanescentes, e o risco de crédito das contrapartes das operações de swaps.

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 nos seus resultados 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.

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 Financeiras.

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 Companhia, 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 seguem a política de *hedge* da companhia e não podem caracterizar alavancagem financeira ou operação de concessão de crédito à terceiros.

3.1.1 – Composição dos saldos em moeda estrangeira e análise de sensibilidade:

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para o fim de 2014 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e Economic Outlook 86, publicado pela OECD (*The Organisation Economic Co-operation and Development*).

Foram realizadas análises de sensibilidade dos instrumentos financeiros, ativos e passivos, que apresentam exposição à taxa de câmbio e que poderiam trazer perdas materiais à Companhia, em quatro diferentes cenários, tendo como base o cenário provável acima mencionado: dois considerando a apreciação das moedas e outros dois considerando a depreciação dessas das moedas.

Notas Explicativas



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.

a) Risco de apreciação das taxas de câmbio:

		CONTROLADORA				
		Saldo em 31.12.2014		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2015 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
USD	Empréstimos obtidos	4.196.318	11.143.741	(605.948)	(3.543.371)	(6.480.793)
	Empréstimos concedidos	4.544.096	12.070.029	653.441	3.834.309	7.015.176
	Ativo financeiro - ITAIPU	2.009.017	5.336.351	288.897	1.695.209	3.101.520
	Impacto no resultado - USD			336.389	1.986.146	3.635.903
EURO	Empréstimos obtidos	59.268	191.187	(15.196)	(66.792)	(118.388)
	Empréstimos concedidos	59.242	191.173	15.118	66.691	118.264
	Impacto no resultado - EURO			(78)	(101)	(124)
IENE	Empréstimos obtidos	7.722.144	171.586	(17.335)	(64.565)	(111.795)
	Empréstimos concedidos	11.214.722	249.303	25.063	93.655	162.246
	Impacto no resultado - IENE			7.728	29.089	50.451
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				344.040	2.015.135	3.686.230

		CONSOLIDADO				
		Saldo em 31.12.2014		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2015 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
USD	Empréstimos obtidos	4.324.295	11.483.597	(624.428)	(3.651.435)	(6.678.441)
	Empréstimos concedidos	4.390.676	11.662.514	631.379	3.704.853	6.778.326
	Ativo financeiro - ITAIPU	2.009.017	5.336.351	288.897	1.695.209	3.101.520
	Impacto no resultado - USD			295.848	1.748.627	3.201.405
EURO	Empréstimos obtidos	68.644	221.513	(17.518)	(77.275)	(137.033)
	Impacto no resultado - EURO			(17.518)	(77.275)	(137.033)
IENE	Empréstimos obtidos	7.718.670	171.586	(17.250)	(64.459)	(111.668)
	Impacto no resultado - IENE			(17.250)	(64.459)	(111.668)
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				261.080	1.606.892	2.952.704

(1) Premissas adotadas:

	Provável	25%	50%
USD	2,800	3,500	4,200
EURO	3,482	4,353	5,223
IENE	0,024	0,031	0,037

Notas Explicativas



b) Risco de depreciação das taxas de câmbio:

		CONTROLADORA				
		Saldo em 31.12.2014		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2015 ²	Cenário II (25%) ²	Cenário III (50%) ²
USD	Empréstimos obtidos	4.196.318	11.143.741	(605.948)	2.331.474	5.268.897
	Empréstimos concedidos	4.544.096	12.070.029	653.441	(2.527.426)	(5.708.294)
	Ativo financeiro - ITAIPU	2.009.017	5.336.351	288.897	(1.117.415)	(2.523.727)
	Impacto no resultado - USD			336.389	(1.313.368)	(2.963.125)
EURO	Empréstimos obtidos	59.268	191.187	(15.196)	36.400	87.996
	Empréstimos concedidos	59.242	191.173	15.118	(36.454)	(88.027)
	Impacto no resultado - EURO			(78)	(55)	(32)
IENE	Empréstimos obtidos	7.722.144	171.586	(17.335)	29.895	77.126
	Empréstimos concedidos	11.214.722	249.303	25.063	(43.529)	(112.120)
	Impacto no resultado - IENE			7.728	(13.633)	(34.995)
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE DEPRECIÇÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				344.040	(1.327.056)	(2.998.151)

		CONSOLIDADO				
		Saldo em 31.12.2014		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2015 ²	Cenário II (25%) ²	Cenário III (50%) ²
USD	Empréstimos obtidos	4.324.295	11.483.597	(624.428)	2.402.578	5.429.585
	Empréstimos concedidos	4.390.676	11.662.514	631.379	(2.442.094)	(5.515.567)
	Ativo financeiro - ITAIPU	2.009.017	5.336.351	288.897	(1.117.415)	(2.523.727)
	Impacto no resultado - USD			295.848	(1.156.931)	(2.609.710)
EURO	Empréstimos obtidos	68.644	221.513	(17.518)	42.240	101.998
	Impacto no resultado - EURO			(17.518)	42.240	101.998
IENE	Empréstimos obtidos	7.718.670	171.586	(17.250)	29.959	77.168
	Empréstimos concedidos	-	-	-	-	-
	Impacto no resultado - EURO			(17.250)	29.959	77.168
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE DEPRECIÇÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				261.080	(1.084.732)	(2.430.544)

(2) Premissas adotadas:

Provável	-25%	-50%
2,800	2,100	1,400
3,482	2,612	1,741
0,024	0,018	0,012

3.2 - Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia de 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, referenciados à taxa Libor.

A Companhia monitora a sua exposição à taxa Libor e contrata operações de derivativos para minimizar esta exposição, conforme Política de *Hedge* Financeiro.

Notas Explicativas



3.2.1 – Composição dos saldos por indexador e análise de sensibilidade

A composição da dívida por indexador, seja em moeda nacional ou em moeda estrangeira, está detalhada na nota 22, item a.

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 o fim de 2014 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e Economic Outlook 86, publicado pela OECD (*The Organisation Economic Co-operation and Development*).

Foram realizadas análises de sensibilidade dos instrumentos financeiros, ativos e passivos, e que poderiam trazer perdas materiais à Companhia, em quatro diferentes cenários, tendo como base o cenário provável acima mencionado: dois considerando a apreciação dos indexadores e outros dois considerando a depreciação desses indexadores.

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.

Em todos os cenários foi utilizada a cotação provável do dólar para converter para reais o efeito no resultado dos riscos atrelados à oscilação da LIBOR. Nesta análise de sensibilidade está sendo desconsiderado qualquer efeito cambial em decorrência de eventual apreciação ou depreciação do cenário provável da cotação do dólar. O impacto da apreciação e da depreciação do cenário provável da cotação do dólar estão apresentados no item 3.1.1 desta nota.

3.2.1.1 – LIBOR

a) risco de apreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA				
		Saldo da dívida/Valor Nominal em 31.12.2014		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2015 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
LIBOR	Empréstimos obtidos	1.088.952	2.891.820	(7.793)	(9.742)	(11.690)
	Derivativo	1.040.384	2.762.844	7.446	9.307	11.169
	Total			(348)	(434)	(521)
		CONSOLIDADO				
		Saldo da dívida/Valor Nominal em 31.12.2014		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2015 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
LIBOR	Empréstimos obtidos	1.213.600	3.222.835	(8.685)	(10.857)	(13.028)
	Derivativo	1.040.384	2.762.844	7.446	9.307	11.169
	Total			(1.240)	(1.550)	(1.860)
⁽¹⁾ Premissas adotadas:		31.12.2014		Provável	25%	50%
USD			2,6556	2,800	3,50	4,20
LIBOR			n/a	0,26%	0,32%	0,38%

Notas Explicativas



3.2.1.2 – Indexadores nacionais

a) risco de apreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA			
		Efeito no resultado - receita (despesa)			
Saldo em 31.12.2014		Cenário I - Provável 2015 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹	
CDI	Empréstimos obtidos	4.511.407	(563.926)	(704.907)	(845.889)
	Impacto no resultado - CDI		(563.926)	(704.907)	(845.889)
IPCA	Empréstimos concedidos	6.640.573	438.278	547.847	657.417
	Impacto no resultado - IPCA		438.278	547.847	657.417
IGPM	Empréstimos concedidos	241.513	13.694	17.117	20.541
	Impacto no resultado - IGPM		13.694	17.117	20.541
SELIC	Empréstimos obtidos	2.580.309	(322.539)	(403.173)	(483.808)
	Impacto no resultado - SELIC		(322.539)	(403.173)	(483.808)
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIÇÃO DOS ÍNDICES			(434.493)	(543.116)	(651.739)

		CONSOLIDADO			
		Efeito no resultado - receita (despesa)			
Saldo em 31.12.2014		Cenário I - Provável 2015 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹	
CDI	Empréstimos obtidos	9.598.423	(1.199.803)	(1.499.754)	(1.799.704)
	Debêntures emitidas	540.505	(67.563)	(84.454)	(101.345)
	Impacto no resultado - CDI		(1.267.366)	(1.584.208)	(1.901.049)
TJLP	Empréstimos obtidos	5.826.925	(320.481)	(400.601)	(480.721)
	Debêntures emitidas	219.418	(12.068)	(15.085)	(18.102)
	Impacto no resultado - TJLP		(332.549)	(415.686)	(498.823)
IGPM	Arrendamento Mercantil	1.326.661	(75.222)	(94.027)	(112.833)
	Empréstimos concedidos	241.210	13.677	17.096	20.515
	Impacto no resultado - IGPM		(61.545)	(76.931)	(92.318)
SELIC	Empréstimos obtidos	2.829.818	(353.727)	(442.159)	(530.591)
	Impacto no resultado - SELIC		(353.727)	(442.159)	(530.591)
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIÇÃO DOS ÍNDICES			(2.015.187)	(2.518.984)	(3.022.781)

(1) Premissas adotadas:

	Provável	25%	50%
CDI	12,50%	15,63%	18,75%
IPCA	6,60%	8,25%	9,90%
TJLP	5,50%	6,88%	8,25%
IGPM	5,67%	7,09%	8,51%
SELIC	12,50%	15,63%	18,75%
LIBOR	0,26%	0,32%	0,38%

Notas Explicativas



b) risco de depreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA			
		Saldo em	Efeito no resultado - receita (despesa)		
		31.12.2014	Cenário I - Provável 2015 ²	Cenário II (-25%) ²	Cenário III (-50%) ²
CDI	Empréstimos obtidos	4.511.407	(563.926)	(422.944)	(281.963)
	Impacto no resultado - CDI		(563.926)	(422.944)	(281.963)
IPCA	Empréstimos concedidos	6.640.573	438.278	328.708	219.139
	Impacto no resultado - IPCA		438.278	328.708	219.139
IGPM	Empréstimos concedidos	241.513	13.694	10.270	6.847
	Impacto no resultado - IGPM		13.694	10.270	6.847
SELIC	Empréstimos obtidos	2.580.309	(322.539)	(241.904)	(161.269)
	Impacto no resultado - SELIC		(322.539)	(241.904)	(161.269)
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIÇÃO DOS ÍNDICES			(434.493)	(325.870)	(217.246)

		CONSOLIDADO			
		Saldo em	Efeito no resultado - receita (despesa)		
		31.12.2014	Cenário I - Provável 2015 ²	Cenário II (-25%) ²	Cenário III (-50%) ²
CDI	Empréstimos obtidos	9.598.423	(1.199.803)	(899.852)	(599.901)
	Debêntures emitidas	540.505	(67.563)	(50.672)	(33.782)
	Impacto no resultado - CDI		(1.267.366)	(950.525)	(633.683)
TJLP	Empréstimos obtidos	5.826.925	(320.481)	(240.361)	(160.240)
	Debêntures emitidas	219.418	(12.068)	(15.085)	(18.102)
	Impacto no resultado - TJLP		(332.549)	(255.446)	(178.342)
IGPM	Arrendamento Mercantil	1.326.661	(75.222)	(56.416)	(37.611)
	Empréstimos concedidos	241.210	13.677	10.257	6.838
	Impacto no resultado - IGPM		(61.545)	(46.159)	(30.773)
SELIC	Empréstimos obtidos	2.829.818	(353.727)	(265.295)	(176.864)
	Impacto no resultado - SELIC		(353.727)	(265.295)	(176.864)
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIÇÃO DOS ÍNDICES			(2.015.187)	(1.517.424)	(1.019.662)

(2) Premissas adotadas:

	Provável	-25%	-50%
CDI	12,50%	9,38%	6,25%
IPCA	6,60%	4,95%	3,30%
TJLP	5,50%	4,13%	2,75%
IGPM	5,67%	4,25%	2,84%
SELIC	12,50%	9,38%	6,25%
LIBOR	0,26%	0,19%	0,13%

Notas Explicativas



3.2.2 Contratos de swap de taxa de juros

De acordo com os contratos de *swap* de taxa de juros, a Companhia concorda em trocar a diferença entre os valores de taxas de juros prefixadas e pós fixadas calculados a partir do valor notional acordado. Tais contratos permitem a Companhia mitigar o risco de alteração nas taxas de juros sobre o valor justo da dívida emitida com taxa de juros fixa e nas exposições do fluxo de caixa da dívida de taxa variável emitida. O valor justo dos *swaps* de taxa de juros no encerramento do exercício é determinado pelo desconto dos fluxos de caixa futuros, utilizando as curvas no encerramento do exercício e o risco de crédito inerente para esse tipo de contrato, e está demonstrado a seguir. A taxa de juros média está baseada nos saldos a pagar em aberto no encerramento do exercício.

A tabela a seguir demonstra o valor do principal e os prazos remanescentes dos contratos de *swap* de taxa de juros em aberto no fim do período de relatório:

Tipo	Transação	Montantes contratados (notional)	Taxas utilizadas	Vencimento	Valores Justos	
					31/12/2014	31/12/2013
Libor X Pre-tax	01/2011	20.192	2,4400%	25/11/2015	(229)	(660)
Libor X Pre-tax	02/2011	20.192	2,4900%	25/11/2015	(235)	(677)
Libor X Pre-tax	03/2011	50.000	3,2780%	10/08/2020	(5.422)	(6.137)
Libor X Pre-tax	04/2011	100.000	3,3240%	10/08/2020	(11.109)	(12.586)
Libor X Pre-tax	05/2011	50.000	2,1490%	10/08/2015	(508)	(1.424)
Libor X Pre-tax	06/2011	100.000	2,2725%	10/08/2015	(1.087)	(3.053)
Libor X Pre-tax	07/2011	100.000	2,1790%	10/08/2015	(1.034)	(2.897)
Libor X Pre-tax	08/2011	100.000	2,1500%	10/08/2015	(1.017)	(2.849)
Libor X Pre-tax	09/2012	25.000	1,6795%	27/11/2020	(231)	(47)
Libor X Pre-tax	10/2012	25.000	1,6295%	27/11/2020	(135)	62
Libor X Pre-tax	11/2012	75.000	1,6285%	27/11/2020	(398)	191
Libor X Pre-tax	12/2012	75.000	1,2195%	29/11/2017	(715)	(1.365)
Libor X Pre-tax	13/2012	75.000	1,2090%	29/11/2017	(684)	(1.320)
Libor X Pre-tax	14/2012	50.000	1,2245%	29/11/2017	(486)	(924)
Libor X Pre-tax	15/2012	50.000	1,1670%	29/11/2017	(375)	(1.109)
Libor X Pre-tax	16/2012	50.000	1,1910%	29/11/2017	(421)	(829)
Libor X Pre-tax	17/2012	50.000	1,2105%	29/11/2017	(459)	(884)
Libor X Pre-tax	18/2012	25.000	1,1380%	29/11/2017	(160)	(340)
	TOTAL	1.040.384			(24.706)	(36.848)

As operações classificadas como *hedge* de fluxo de caixa geraram no exercício um resultado abrangente negativo de R\$ 11.412.

Com a designação dos swaps para contabilização de *hedge*, no exercício findo em 31 de dezembro de 2014, a Companhia reconheceu R\$ 4.681 como receitas financeiras referente aos swaps. No mesmo exercício, a Companhia reconheceu R\$ 63 como receitas financeiras referentes à reversão da parcela inefetiva.

3.3 - Risco de preços – commodities

A controlada Eletronorte celebrou, no exercício de 2004, contratos de longo prazo para o fornecimento de energia elétrica para três de seus principais clientes. Parte da receita desses contratos de longo prazo está associada ao pagamento de um prêmio atrelado

Notas Explicativas



ao preço internacional do alumínio, cotado na London Metal Exchange (LME), como ativo básico para fins de definição dos valores mensais do prêmio.

O prêmio pode ser considerado como um componente de um contrato híbrido (combinado), que inclui um contrato não derivativo que o abriga, de forma que o fluxo de caixa do instrumento combinado, em algumas circunstâncias, varia como se fosse um derivativo isolado.

Os detalhes dos contratos são os seguintes:

CLIENTE	Data 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 de 353,08 a 492
BHP	01/07/2004	31/12/2024	

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.

Para atribuir o valor justo da parte híbrida do contrato é necessário identificar os principais componentes que quantificam o montante faturado mensalmente. As principais variáveis do contrato são: a quantidade de energia vendida (MWh), o preço atribuído à LME e o valor do câmbio do período faturado.

Considerando que o prêmio está associado ao preço da *commodity* da LME, é possível atribuir o *fair value* destes contratos. Em Dezembro de 2014, o valor da LME fechou cotado em US\$ 1.929,2/ton, o que representou uma variação positiva de 8,12% em relação ao valor verificado em dezembro de 2013, quando o preço da commodity alcançou US\$ 1.784,3/ton.

No mesmo exercício de análise, houve uma desvalorização do Real em relação ao Dólar, com a cotação passando de R\$ 2,34 para R\$ 2,66, ou seja, 13,39% de variação positiva. A variação positiva no preço do alumínio contribuiu com uma melhora na expectativa do valor justo para os derivativos, juntamente com a desvalorização do Dólar no período.

O ganho apurado na operação com derivativos no exercício de 2014 é de R\$ 139.522 (2013 – perda de R\$ 178.994) e está apresentada na demonstração do resultado do exercício de 2014 (notas 14 e 35). A posição patrimonial líquida apresentada é passiva em R\$ 55.393 (2013 – R\$ 114.760).

3.3.1 - Análise de sensibilidade sobre os derivativos embutidos indexados ao preço do alumínio

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos de fornecimento de energia dos consumidores eletrointensivos Albras e BHP, por possuírem cláusula contratual referente ao prêmio por variação do preço do alumínio no mercado internacional (nota 43.3.3).

Notas Explicativas

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 Companhia.

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), logo o valor tende a zero, impactando na marcação a mercado do derivativo embutido.

Quanto à variação obtida entre os cenários III e IV (aumento de 25% e 50%), a grande variação apresentada refere-se à 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.

Saldo em 31/12/2014	Cenário I (-25%) Índices e preços	Cenário II (-50%) Índices e preços	Cenário I (+25%) Índices e preços	Cenário II (+50%) Índices e preços
259.911	7.084	-	643.998	842.464

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.

O risco de crédito relacionado aos recebíveis de clientes (vide nota 7) está concentrado nas atividades de distribuição, no montante de R\$ 2.561.241 ou 42% (R\$ 1.533.606 ou 30% em 31 de dezembro de 2013) do saldo em aberto ao final do exercício, e tendo como principal característica o alto grau de pulverização por contemplar um volume de vendas significativo a consumidores da classe residencial.

Em relação aos recebíveis de empréstimos concedidos (vide nota 9), exceto pela operação financeira com a controlada em conjunto Itaipu, cujo risco de crédito é baixo em função da inclusão dos custos dos empréstimos na tarifa de comercialização de energia da controlada em conjunto, conforme definido nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai, a concentração de

Notas Explicativas



risco de crédito com qualquer outra contraparte individualmente não foi superior a 4% do saldo em aberto em nenhum período durante o exercício.

As disponibilidades excedentes de caixa são aplicadas em fundos extramercados exclusivos, 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.

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 monitora o risco de crédito de suas operações de swap, segundo o CPC 46 (IFRS 13), mas não contabiliza este risco de descumprimento (*non-performance*) no saldo de valor justo de cada derivativo porque, com base na exposição líquida ao risco de crédito, a Companhia pode contabilizar o seu portfólio de swaps dado uma transação não forçada entre as partes na data de avaliação. A Companhia considera o risco de descumprimento apenas para a análise do teste retrospectivo para cada relação designada para Contabilidade de *Hedge*.

Adicionalmente, a Companhia está exposta ao risco de crédito com relação a garantias financeiras concedidas a Bancos pela Controladora. A exposição máxima da Companhia corresponde ao valor máximo que a Companhia terá de pagar caso a garantia seja executada. Em 31 de dezembro de 2014, o valor de R\$ 387.960 (R\$ 272.795 em dezembro de 2013) foi reconhecido no balanço patrimonial como passivo financeiro (Nota 22 item III).

3.5 - Risco de liquidez

As necessidades de liquidez da Companhia e suas controladas 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 prazo, previstos e realizados, buscando evitar possíveis descasamentos e consequentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as necessidades operacionais.

Notas Explicativas



As datas de vencimento dos instrumentos financeiros derivativos estão divulgadas no item 3.2 desta nota explicativa. A tabela abaixo analisa os passivos financeiros não derivativos do Sistema Eletrobras por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. O vencimento contratual baseia-se na data mais recente em que o Sistema Eletrobras deve quitar as respectivas obrigações.

	CONTROLADORA				
	31/12/2014				
	Fluxo de pagamento				
	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	3.963.261	2.680.935	5.110.527	15.469.050	27.223.773
Fornecedores	548.589	-	-	-	548.589
Empréstimos e financiamentos	2.759.514	2.680.935	5.110.527	15.469.050	26.020.026
Obrigações de Ressarcimento	655.158	-	-	-	655.158
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	24.706	-	-	-	24.706
Instrumentos Financeiros Derivativos	24.706	-	-	-	24.706

	CONTROLADORA				
	31/12/2013				
	Fluxo de pagamento				
	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	2.124.926	925.012	2.661.171	17.037.723	22.748.832
Fornecedores	342.778	-	-	-	342.778
Empréstimos e financiamentos	1.199.102	925.012	2.661.171	17.037.723	21.823.008
Obrigações de Ressarcimento	583.046	-	-	-	583.046
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	11.560	6.771	18.517	36.848
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	11.560	6.771	18.517	36.848

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO				
	31/12/2014				
	Fluxo de pagamento				
	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	13.527.277	10.087.125	13.436.728	25.407.161	62.458.291
Fornecedores	7.489.134	3.380.083	3.330.015	3.337.269	17.536.501
Empréstimos e financiamentos	4.931.531	4.069.641	9.561.687	20.976.266	39.539.125
Debêntures	325.732	80.181	199.514	154.496	759.923
Obrigações de Ressarcimento	702.728	2.472.684	-	57.209	3.232.621
Arrendamento Mercantil	74.507	82.650	306.210	863.294	1.326.661
Concessões a Pagar UBP	3.645	1.886	39.302	18.627	63.460
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	26.573	70.336	-	-	96.909
Instrumentos Financeiros Derivativos	26.573	70.336	-	-	96.909

	CONSOLIDADO				
	31/12/2013				
	(Reapresentado)				
	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	18.171.279	4.579.756	2.377.964	28.251.247	53.380.246
Fornecedores	7.740.578	791.293	-	-	8.531.871
Empréstimos e financiamentos	1.969.765	1.368.261	2.051.702	27.086.559	32.476.287
Debêntures	12.804	24.769	41.217	139.892	218.682
Obrigações de Ressarcimento	8.377.400	2.317.708	-	-	10.695.108
Arrendamento Mercantil	67.165	74.506	276.041	976.115	1.393.827
Concessões a Pagar UBP	3.567	3.219	9.004	48.681	64.471
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	262.271	170.090	6.771	18.517	457.649
Instrumentos Financeiros Derivativos	262.271	170.090	6.771	18.517	457.649

	CONSOLIDADO				
	01/01/2013				
	(Reapresentado)				
	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	13.812.774	3.788.012	6.235.881	18.603.058	42.439.725
Fornecedores	6.423.074	-	-	-	6.423.074
Empréstimos e financiamentos	1.337.279	1.912.889	5.923.679	17.456.303	26.630.150
Debêntures	1.305	5.229	15.456	47.330	69.320
Obrigações de Ressarcimento	5.988.698	1.801.059	-	-	7.789.757
Arrendamento Mercantil	60.548	67.165	248.841	1.077.820	1.454.374
Concessões a Pagar UBP	1.870	1.670	47.905	21.605	73.050
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	185.031	267.984	6.230	17.038	476.283
Instrumentos Financeiros Derivativos	185.031	267.984	6.230	17.038	476.283

4 – Derivativos embutidos relacionados a debêntures conversíveis em ações

A Estação Transmissora de Energia S.A., antiga investida da controlada Eletronorte, que foi incorporada em 31 de março de 2014 (nota 3.2 (d)), firmou contrato de emissão de debêntures, em junho de 2011, e liberação de recursos a partir de 2013, junto ao Banco da Amazônia S.A. (BASA), a qual administra os recursos do Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (FDA), com a finalidade de captação de recursos para implementação de projeto.

Nesse contrato, por possuir cláusula contratual referente à possibilidade da conversão destas debêntures em ações da Companhia, a critério da Sudam, limitados a 50% das

Notas Explicativas

debêntures emitidas, é possível atribuir um valor ao montante que seria atribuído a Sudam em caso desta conversão.

Para apuração do valor, foi realizado o cálculo do *valuation* da antiga investida, na apuração do valor da sua ação, e o cálculo do valor presente do contrato, assim utilizando métricas para determinação do valor do derivativo.

A posição patrimonial em 31 de dezembro de 2014 apurada nesta operação com derivativos é passiva no montante de R\$ 72.203. O ganho apurado no exercício findo em 31 de dezembro de 2014 é de R\$ 7.943 e está apresentado na demonstração do resultado do exercício.

4.1 – Análise de sensibilidade

Foram realizadas análises de sensibilidade do contrato de debêntures, por possuírem cláusula contratual referente à possibilidade da conversão destas debêntures em ações da controlada Eletronorte.

Na análise a seguir foram considerados cenários para a TJLP com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para 2014 e 2015 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório FOCUS, divulgado pelo Banco Central.

Foram realizadas análises de sensibilidade para a curva de pagamento do serviço da dívida contratada com o Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (FDA), por possuírem cláusula contratual referente à opção de conversibilidade em 50% em ações da companhia na data da efetiva liquidação do papel.

De acordo com o CPC 38, os contratos híbridos que tenham a eles associados elementos voláteis, sejam eles índices de preços e/ou *commodities*, devem ser marcados a mercado. Com isso, as demonstrações financeiras passam a refletir o valor justo da operação em cada data avaliada.

Desta forma, foi sensibilizada para o contrato uma variação sobre a expectativa de realização da TJLP.

Abaixo é possível verificar o impacto de cada cenário no resultado da Companhia.

	Saldo em 31 de dezembro	Cenário I (-25%) Índices e preços	Cenário II (-50%) Índices e preços	Cenário I (+25%) Índices e preços	Cenário II (+50%) Índices e preços
2014	72.203	67.176	61.846	76.875	81.165

Notas Explicativas

**NOTA 44 - INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS**

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, sobre os quais as tomadas de decisões operacionais. O principal tomador de decisões operacionais, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos operacionais, é o Conselho de Administração responsável inclusive pela tomada das decisões estratégicas da Companhia. Os segmentos operacionais da Companhia são Administração, Geração, Transmissão e Distribuição, não havendo agregação de segmentos.

O Conselho de Administração avalia o desempenho dos segmentos operacionais com base na mensuração do lucro líquido.

As informações por segmento de negócios, correspondentes a 31 de dezembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013, são as seguintes:

	31/12/2014							
	Administração	Geração		Transmissão		Distribuição	Eliminações	Total
		Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M			
Receita Operacional Líquida	81.591	18.373.404	1.555.217	1.998.366	2.979.323	6.664.230	(1.407.277)	30.244.854
Custos e Despesas Operacionais	(6.074.659)	(14.137.600)	(1.755.679)	(1.911.569)	(2.791.777)	(6.456.606)	2.143.267	(30.984.623)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(5.993.068)	4.235.804	(200.462)	86.797	187.546	207.624	735.990	(739.769)
Resultado Financeiro	2.463.318	(1.279.835)	420.005	(270.551)	(30.111)	(595.919)	(12.282)	694.625
Resultado de Participações Societárias	(1.484.476)	-	-	-	-	-	267.636	(1.216.840)
Imposto de renda e contribuição social	(242.095)	(2.690.448)	(1.308.867)	3.422.263	(903.792)	22.421	-	(1.700.518)
Lucro Líquido (prejuízo) do exercício	(5.256.321)	265.521	(1.089.324)	3.238.509	(746.357)	(365.874)	991.344	(2.962.502)

	31/12/2013 Reapresentado							
	Administração	Geração		Transmissão		Distribuição	Eliminações	Total
		Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M			
Receita Operacional Líquida	71.772	14.633.670	2.054.657	1.349.213	2.854.102	4.498.837	(1.626.607)	23.835.644
Custos e Despesas Operacionais	(7.161.257)	(11.407.123)	(2.041.034)	(2.485.406)	(3.914.835)	(6.621.425)	4.416.001	(29.215.079)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(7.089.485)	3.226.547	13.623	(1.136.193)	(1.060.733)	(2.122.588)	2.789.394	(5.379.435)
Resultado Financeiro	2.125.578	(1.466.380)	217.828	(292.168)	(88.706)	(171.801)	52.334	376.685
Resultado de Participações Societárias	(519.762)	-	-	-	-	-	697.530	177.768
Imposto de renda e contribuição social	(1.326.082)	(242.139)	(204.989)	194.458	212.490	(416)	-	(1.366.678)
Lucro Líquido (prejuízo) do exercício	(6.809.751)	1.518.028	26.462	(1.233.903)	(936.949)	(2.294.805)	3.539.258	(6.191.660)

Adicionalmente, a partir de 31 de março de 2014, foram alterados os segmentos reportáveis para melhor retratar as operações de cada segmento e para melhor refletir a forma como gerimos nosso negócio. Sob a nova estrutura de segmento de negócio, continuaremos a apresentar separadamente nossas principais operações: geração, transmissão e distribuição; no entanto, não vamos mais eliminar saldos entre os segmentos. Esta é uma mudança em relação à apresentação nos anos anteriores, nos quais divulgamos os saldos por segmento líquidos das eliminações dos segmentos.

Notas Explicativas

**NOTA 45 - TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS**

A controladora final da Companhia é a União que detém 51% das ações ordinárias da Companhia (Vide Nota 35).

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					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
FURNAS	Financiamentos e empréstimos	4.009.120	-	-	3.451.299	-	-
	AFAC	38.530	-	-	34.740	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(403.869)	-	-	(731.162)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	268.941	-	-	227.835
		4.047.650	-	(134.928)	3.486.039	-	(503.327)
CHESF	Financiamentos e empréstimos	43.684	-	-	56.594	-	-
	Outros passivos	-	1.355	-	-	1.355	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	3.542	-	-	6.223
	Resultado de participações societárias	-	-	(1.113.194)	-	-	(464.109)
		43.684	1.355	(1.109.652)	56.594	1.355	(457.886)
ELETRONORTE	Financiamentos e empréstimos	3.168.677	-	-	3.616.309	-	-
	AFAC	12.984	-	-	16.065	-	-
	Dividendo a receber	454.402	-	-	101.156	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	2.022.891	-	-	1.214.814
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	233.157	-	-	274.130	
		3.636.063	-	2.256.048	3.733.530	-	1.488.944
ELETROSUL	Financiamentos e empréstimos	1.925.505	-	-	1.354.712	-	-
	Dividendo a receber	8.531	-	-	62.811	-	-
	AFAC	63.976	-	-	59.284	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	35.919	-	-	264.434
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	132.765	-	-	83.822	
		1.998.012	-	168.684	1.476.807	-	348.256
CGTEE	Financiamentos e empréstimos	2.065.667	-	-	1.585.824	-	-
	AFAC	18.391	-	-	4.147	-	-
	Dividendo a receber	64.479	-	-	58.140	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	552.998	-	-	97.718	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	480.065	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(284.885)
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	164.055	-	-	51.232	
		2.148.537	552.998	644.120	1.648.111	97.718	(233.653)
ELETRONUCLEAR	Financiamentos e empréstimos	1.483.513	-	-	1.085.814	-	-
	Outros passivos	-	342.971	-	-	283.348	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(999.701)	-	-	(687.915)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	88.695	-	-	69.251
		1.483.513	342.971	(911.007)	1.085.814	283.348	(618.664)
ED ALAGOAS	Financiamentos e empréstimos	947.474	-	-	621.345	-	-
	AFAC	8.307	-	-	7.698	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	11.075	-	-	-	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	95.354	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(67.688)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	94.884	-	-	39.997
		955.781	11.075	190.238	629.043	-	(27.691)
ED PIAUÍ	Financiamentos e empréstimos	1.021.389	-	-	786.048	-	-
	AFAC	16.416	-	-	15.631	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	141.056	-	-	219.475	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(37.935)	-	-	-
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	109.032	-	-	62.854	
		1.037.805	141.056	71.097	801.679	219.475	62.854
AMAZONAS ENERGIA	Financiamentos e empréstimos	2.164.460	-	-	1.213.074	-	-
	AFAC	-	-	-	3.058	-	-
	Outros ativos	419.855	-	-	-	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	2.019.381	-	-	1.994.855	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	415.424	-	-	1.157.180
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	202.541	-	-	90.389
		2.584.315	2.019.381	617.965	1.216.132	1.994.855	1.247.569

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
ED RONDÔNIA	Financiamentos e empréstimos	696.490	-	-	494.530	-	-
	AFAC	245	-	-	233	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	-	-	-	188.654	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(188.654)	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(21.528)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	71.038	-	-	33.669
		696.735	-	(117.616)	494.763	188.654	12.141
ELETROPAR	Resultado de participações societárias	-	-	(2.464)	-	-	1.618
		-	-	(2.464)	-	-	1.618
ELETROACRE	Financiamentos e empréstimos	235.149	-	-	158.074	-	-
	AFAC	12.787	-	-	237.337	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	-	-	-	197.524	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	24.937	-	-	13.010
		247.936	-	24.937	395.411	197.524	13.010
ED RORAIMA	Financiamentos e empréstimos	44.536	-	-	25.814	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	69.726	-	-	-	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	67.597	-	-	(29.144)
	Resultado de participações societárias	-	-	(8.294)	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	4.827	-	-	2.494
		44.536	69.726	64.130	25.814	-	(26.650)
CELG-D	Participação societária	108.872	-	-	-	-	-
	Financiamentos e empréstimos	85.740	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		194.612	-	-	-	-	-
ITAIPU	Financiamentos e empréstimos	11.656.696	-	-	11.887.606	-	-
	Dividendo a receber	-	-	-	2.343	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	-
	Receitas Financeiras	-	-	767.647	-	-	802.535
		11.656.696	-	767.647	11.889.949	-	802.535
TESOURO NACIONAL	Obrigações	-	1.672.761	-	39.494	-	-
		-	1.672.761	-	39.494	-	-
ELETROS	Contribuições a pagar - patrocinador	-	10.652	-	-	12.876	-
	Provisões	-	448.407	-	-	67.553	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(34.423)	-	-	(38.188)
	Taxas	-	-	(2.462)	-	-	(2.487)
		-	459.059	(36.885)	-	80.429	(40.674)
CEEE-GT	Participação societária	449.336	-	-	564.613	-	-
	Financiamentos e empréstimos	13.254	-	-	21.662	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(91.308)	-	-	8.294
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	1.189	-	-	1.822
			462.590	-	(90.119)	586.275	-
CEMAT	Participação societária	376.031	-	-	334.294	-	-
	Financiamentos e empréstimos	353.596	-	-	383.068	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	25.491	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	34.608	-	-	31.181
		729.627	-	60.099	717.362	-	31.181
EMAE	Participação societária	265.552	-	-	298.245	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	146.112	-	-	(75.034)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		265.552	-	146.112	298.245	-	(75.034)

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CTEEP	Participação societária	927.814	-	-	1.730.420	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	286	-	-
	Dividendo a receber	11.008	-	-	70.460	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	52.625	-	-	(168.982)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	21	-	-	25
		938.822	-	52.646	1.801.166	-	(168.957)
CEMAR	Participação societária	554.817	-	-	463.394	-	-
	Financiamentos e empréstimos	308.989	-	-	386.275	-	-
	Dividendo a receber	20.754	-	-	12.542	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	112.288	-	-	(137.244)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	18.635	-	-	23.088
		884.561	-	130.923	862.210	-	(114.156)
Lajeado Energia	Participação societária	206.282	-	-	232.907	-	-
	Dividendo a receber	94.810	-	-	54.505	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	13.630	-	-	244.165
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
			301.092	-	13.630	287.412	-
CEB Lajeado	Participação societária	71.723	-	-	83.644	-	-
	Dividendo a receber	14.606	-	-	8.746	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	7.419	-	-	64.537
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
			86.329	-	7.419	92.390	-
Paulista Lajeado	Participação societária	18.119	-	-	27.669	-	-
	Dividendo a receber	2.765	-	-	1.189	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(3.096)	-	-	(57.510)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		20.884	-	(3.096)	28.858	-	(57.510)
CEEE-D	Participação societária	7.476	-	-	166.646	-	-
	Financiamentos e empréstimos	31.258	-	-	34.584	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(145.118)	-	-	15.180
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	2.895	-	-	2.990
			38.734	-	(142.223)	201.230	-
INAMBARI	Participação societária	164	-	-	9.148	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(8.984)	-	-	6.381
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
			164	-	(8.984)	9.148	-
CHC Amé	Participação societária	79.081	-	-	29.119	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(5.517)	-	-	(95.298)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
			79.081	-	(5.517)	29.119	-
EÓLICA MANGUE SECO	Participação societária	16.726	-	-	17.058	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(332)	-	-	(996)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
			16.726	-	(332)	17.058	-
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	Participação societária	802.964	-	-	631.123	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(32.909)	-	-	(4.004)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
			802.964	-	(32.909)	631.123	-
ROUAR	Participação societária	70.044	-	-	18.427	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	7.240	-	-	52
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
			70.044	-	7.240	18.427	-

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
PODER PÚBLICO FEDERAL	Contas a receber	16.333	-	-	16.716	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Fornecimento de energia elétrica	-	-	43.716	-	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	13.231
	Outras receitas	-	-	33.864	-	-	62.848
		<u>16.333</u>	<u>-</u>	<u>77.580</u>	<u>16.716</u>	<u>-</u>	<u>76.079</u>
REAL GRANDEZA	Outros ativos	3.127	-	-	-	-	-
	Contribuições previdenciárias	-	4.312	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	403.810	-	-	(202.598)	-
	Obrigações diversas	-	5.466	-	-	-	-
	Contratos de dívida atuariais	-	15.542	-	-	-	-
	Outros passivos	-	38.120	-	-	5.943	-
	Receitas financeiras	-	-	-	-	-	757
	Despesas financeiras	-	-	(20.795)	-	-	-
	Despesas atuariais	-	-	8.312	-	-	-
	Outras despesas	-	-	(11.594)	-	-	(40.593)
	Outras receitas	-	-	134.529	-	-	15.915
Provisão atuarial	-	-	38.120	-	-	-	
		<u>3.127</u>	<u>467.250</u>	<u>148.572</u>	<u>-</u>	<u>(196.655)</u>	<u>(23.921)</u>
NUCLEOS	Contribuições previdenciárias	-	3.230	-	-	-	-
	Provisão atuarial	-	-	-	-	-	-
	Despesas atuariais	-	-	(4.555)	-	-	-
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	-
		<u>-</u>	<u>3.230</u>	<u>(4.555)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
RS ENERGIA	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	4.882
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	4.882
		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>4.882</u>
UIRAPURU	Contas a receber	5.383	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	2.295	-	-	1.736	-	-
	Outros ativos	-	-	-	5.304	-	-
	Participação societária permanente	57.679	-	-	40.600	-	-
	Fornecedores	-	2	-	-	2	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	9.631	-	-	7.433
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.569	-	-	2.430
Outras receitas	-	-	21	-	-	20	
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(27)	-	-	(21)	
		<u>65.357</u>	<u>2</u>	<u>12.194</u>	<u>47.640</u>	<u>2</u>	<u>9.862</u>
ARTEMIS	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	3.592
		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>3.592</u>
PORTO VELHO	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	1.746
		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.746</u>
NORTE BRASIL	Participação societária permanente	421.052	-	-	231.446	-	-
	Fornecedores	-	23	-	68	-	-
	Outros passivos	-	1.555	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	237.116
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	204
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(3.517)	-	-	-
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.459)	-	-	-	
		<u>421.052</u>	<u>1.578</u>	<u>(5.976)</u>	<u>231.514</u>	<u>-</u>	<u>237.320</u>
ETAU	Contas a receber	9	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	39	-	-	58	-	-
	Participação societária permanente	23.235	-	-	24.199	-	-
	Outros ativos	-	-	-	62	-	-
	Fornecedores	-	2	-	-	3	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	453	-	-	752
	Outras receitas	-	-	162	-	-	8
Receitas de equivalência patrimonial	-	-	6.713	-	-	3.844	
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(34)	-	-	(25)	
		<u>23.283</u>	<u>2</u>	<u>7.294</u>	<u>24.319</u>	<u>3</u>	<u>4.579</u>

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
ESBR	Clientes	2.295	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	2.907.364	-	-	2.752.140	-	-
	Fornecedores	-	9.872	-	-	-	-
	Outros passivos	-	600	-	-	-	-
	Outros Resultados Abrangentes	-	-	-	-	133	-
	Energia comprada	-	-	(31.200)	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(461.576)	-	-	(77.777)
		2.909.659	10.472	(492.776)	2.752.140	133	(77.777)
TELES PIRES	Participação societária permanente	496.425	-	-	262.964	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	111
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	9.605
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(29.157)	-	-	(6.800)
		496.425	-	(29.157)	262.964	-	2.916
INTEGRAÇÃO	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	22.517	-	-	22.455	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	63	-	-	11.342
		22.517	-	63	22.455	-	11.342
COSTA OESTE	Dividendos / JCP a receber	300	-	-	458	-	-
	AFAC	1.146	-	-	15.104	-	-
	Participação societária permanente	21.510	-	-	4.278	-	-
	Fornecedores	-	1	-	-	-	-
	Receita (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(481)	-	-	3.599
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(3)	-	-	-
		22.956	1	(484)	19.840	-	3.599
TSBE	Contas a receber	12	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	2.660	-	-	1.440	-	-
	AFAC	16.000	-	-	86.400	-	-
	Participação societária permanente	275.960	-	-	167.403	-	-
	Outros ativos	-	-	-	208	-	-
	Fornecedores	-	2	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	10.733	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	11.377	-	-	4.789
	Receitas de prestação de serviços	-	-	374	-	-	-
	Outras receitas	-	-	70	-	-	2.595
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(20)	-	-	-	
		294.632	10.735	11.801	255.451	-	7.384
LIVRAMENTO	Outras contas a receber	10	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	97.348	-	-
	AFAC	73.500	-	-	-	-	-
	Ações preferenciais resgatáveis	61.910	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	112	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	-
	Outras receitas	-	-	126	-	-	125
Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(150.370)	-	-	(10.963)	
		135.420	-	(150.244)	97.460	-	(10.838)
SANTA VITÓRIA	Dividendos / JCP a receber	1.163	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	157.627	-	-	185.970	-	-
	AFAC	18.000	-	-	-	-	-
	Ações preferenciais resgatáveis	29.400	-	-	-	-	-
	Receita (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	2.220	-	-	138
		206.190	-	2.220	185.970	-	138
MARUMBI	AFAC	6.702	-	-	4.505	-	-
	Dividendos / JCP a receber	553	-	-	101	-	-
	Participação societária permanente	9.043	-	-	1.151	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.930	-	-	682
		16.298	-	1.930	5.757	-	682

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CHUI	Participação societária permanente	37.495	-	-	75.210	-	-
	AFAC	330.500	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(37.715)	-	-	(193)
		367.995	-	(37.715)	75.210	-	(193)
FACHESF	Fornecedores	-	10.719	-	-	302	-
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	14.238	-
	Contratos de dívida atuariais	-	-	-	-	-	-
	Contribuições previdenciárias (normal)	-	10.220	-	-	-	-
	Despesas atuariais	-	-	(105.121)	-	-	(110.199)
	Despesas financeiras	-	-	(55.871)	-	-	(60)
	Despesas operacionais	-	-	(17.401)	-	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(17.732)
		-	20.939	(178.393)	-	14.540	(127.991)
TDG	Participação societária permanente	28.013	-	-	49.829	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	2.152	-	-
	AFAC	101.000	-	-	86.000	-	-
	Contas a receber	429	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	181	-	-	125	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	6.798
	Receitas de prestação de serviços	-	-	4.187	-	-	57
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.787)	-	-	-
		129.442	181	2.400	137.981	125	6.855
MANAUS TRANSMISSÃO	Participação societária permanente	215.793	-	-	207.038	-	-
	AFAC	39.181	-	-	13.650	-	-
	Outros ativos	1.338	-	-	1.338	-	-
	Outros passivos	-	1.307	-	-	491	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	22.226	-	-	329.402
	Outras receitas	-	-	2.938	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(7.902)	-	-	(7.003)
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(65.311)	-	-	-
		256.312	1.307	(48.049)	222.026	491	322.399
IE MADEIRA	Participação societária permanente	822.342	-	-	674.902	-	-
	Dividendos / JCP a receber	7.257	-	-	311.414	-	-
	AFAC	-	-	-	11.025	-	-
	Fornecedores	-	5.752	-	-	1.624	-
	Contas a pagar	-	579	-	-	(805)	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	10.251
	Outros Créditos	-	-	-	-	-	7.350
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	62.927	-	-	39.720
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(4.556)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(49.776)	-	-	-
		829.599	6.331	13.151	997.341	819	52.765
MANAUS CONSTRUÇÃO	Dividendos / JCP a receber	12.351	-	-	9.377	-	-
	Participação societária permanente	4.724	-	-	3.533	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	10.570	-	-	20.340
		17.075	-	10.570	12.910	-	20.340
STN	Outras contas a receber	263	-	-	191	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	1.292	-	-
	Participação societária permanente	163.434	-	-	195.154	-	-
	Fornecedores	-	1.250	-	-	1.439	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	46.014	-	-	38.082
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.841	-	-	2.297
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(12.427)	-	-	(14.740)
		163.697	1.250	36.428	196.637	1.439	25.639
INTESA	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	1.334	-	-
	Participação societária permanente	41.064	-	-	38.152	-	-
	Fornecedores	-	971	-	-	1.108	-
	Receitas de JCP / Dividendos	-	-	-	-	-	720
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	5.573	-	-	3.660
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(9.496)	-	-	(11.347)
		41.064	971	(3.923)	39.486	1.108	(6.967)

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
EAPSA	Clientes	159	-	-	131	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.124	-	-	3.379	-	-
	Participação societária permanente	89.580	-	-	92.842	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.030	-	-	13.521
		90.863	-	2.030	96.352	-	13.521
SETE GAMELEIRAS	Contas a receber	7	-	-	5	-	-
	Participação societária permanente	20.799	-	-	20.243	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	25
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	556	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(743)
		20.806	-	556	20.248	-	(718)
S. PEDRO DO LAGO	Participação societária permanente	16.268	-	-	15.118	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	-	-	-
	Contas a receber	7	-	-	5	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	25
	Receitas (despesas) de equivalência patrimonial	-	-	1.407	-	-	(58)
		16.275	-	1.407	15.123	-	(33)
PEDRA BRANCA	Participação societária permanente	14.256	-	-	14.096	-	-
	Contas a receber	7	-	-	5	-	-
	Outras contas a receber	-	-	-	25	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	192	-	-	329
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(735)
		14.263	-	192	14.126	-	(406)
BRASVENTOS MIASSABA	Contas a receber	70	-	-	68	-	-
	AFAC	-	-	-	22.885	-	-
	Participação societária permanente	33.469	-	-	8.247	-	-
	Outros ativos	(1)	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	113
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.703	-	-	31.131
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	649	-	-	-
	Remuneração do ativo financeiro	-	-	-	-	-	270
Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(1.288)	
		33.538	-	5.352	31.200	-	30.226
BRASVENTO EOLO	AFAC	316	-	-	16.691	-	-
	Participação societária permanente	20.750	-	-	5.870	-	-
	Contas a receber	60	-	-	58	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	210
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	22.306
	Remuneração do ativo financeiro	-	-	-	-	-	135
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	554	-	-	-
Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1.495)	-	-	(1.068)	
		21.126	-	(941)	22.619	-	21.583
PREVINORTE	Outros ativos	63	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	7.958	-	-	-	-
		63	7.958	-	-	-	-
ENERPEIXE	Contas a receber	232	-	-	240	-	-
	JCP / Dividendos a receber	26.059	-	-	25.960	-	-
	Participação societária permanente	555.860	-	-	525.378	-	-
	Outros ativos	-	-	-	2	-	-
	Remuneração do ativo financeiro	-	-	-	-	-	2.414
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	56.539	-	-	96.604
	Receitas de prestação de serviços	-	-	255	-	-	86
Receitas de uso da rede elétrica	-	-	2.220	-	-	-	
		582.151	-	59.014	551.580	-	99.104
TRANSLESTE	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	15.616	-	-	27.187	-	-
	Fornecedores	-	166	-	-	(160)	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	5.040	-	-	6.840
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.539)	-	-	(1.631)
		15.616	166	3.501	27.187	(160)	5.209

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
TRANSUDESTE	JCP / Dividendos a receber	1.033	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	14.978	-	-	14.007	-	-
	Outros ativos	25	-	-	25	-	-
	Fornecedores	-	156	-	-	(99)	-
	Outras receitas	-	-	159	-	-	147
	Receitas de prestação de serviços	-	-	148	-	-	139
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.294	-	-	3.909
	Receitas financeiras	-	-	1.034	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(968)	-	-	(996)
			16.036	156	3.667	14.032	(99)
	Participação societária permanente	16.134	-	-	14.050	-	-
	Fornecedores	-	107	-	-	(68)	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.864	-	-	3.745
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(666)	-	-	(698)
			16.134	107	2.198	14.050	(68)
CENTROESTE	Participação societária permanente	20.825	-	-	17.630	-	-
	JCP / Dividendos a receber	894	-	-	-	-	-
	Outros ativos	10	-	-	59	-	-
	Fornecedores	-	71	-	-	(68)	-
	Outras receitas	-	-	431	-	-	79
	Receitas de prestação de serviços	-	-	900	-	-	729
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.089	-	-	3.746
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(666)	-	-	(689)
		21.729	71	4.754	17.689	(68)	3.865
BAGUARI	Clientes	15	-	-	15	-	-
	AFAC	315	-	-	82.632	-	-
	Participação societária permanente	85.815	-	-	9.805	-	-
	JCP / Dividendos a receber	7.294	-	-	1.837	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	5.035
	Remuneração do ativo financeiro	-	-	-	-	-	190
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(850)	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	181	-	-	-
		93.439	-	(669)	94.289	-	5.225
	AFAC	2.695	-	-	58	-	-
	Participação societária permanente	111.906	-	-	113.123	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1.275)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	3.103
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	(41)
	Receitas financeiras	-	-	111	-	-	3.138
		114.601	-	(1.164)	113.181	-	6.200
SERRA FACÇÃO ENERGIA	Dividendos / JCP a receber	2.289	-	-	2.289	-	-
	Participação societária permanente	1.640	-	-	60.742	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	(59.102)	-	-	-	-	(26.544)
	Receitas de prestação de serviços	-	-	80	-	-	298
		(55.173)	-	80	63.031	-	(26.246)
CHAPECOENSE	JCP / Dividendos a receber	9.512	-	-	17.054	-	-
	Clientes	740	-	-	448	-	-
	Participação societária permanente	364.522	-	-	345.387	-	-
	Remuneração de ativo financeiro	-	-	-	-	-	4.273
	Outros ativos	-	-	-	751	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	28.646	-	-	90.568
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	309
		374.774	-	28.646	363.640	-	95.150

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
MADEIRA ENERGIA	Clientes	-	-	-	2.011	-	-
	AFAC	-	-	-	89.700	-	-
	Participação societária permanente	2.724.068	-	-	2.416.382	-	-
	Outros ativos	-	-	-	163	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(861.144)	-	-	(18.678)
	Remuneração de ativo financeiro	-	-	-	-	-	19.793
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	22.771
	Outras receitas	-	-	-	-	-	1.607
		2.724.068	-	(861.144)	2.508.256	-	25.493
INAMBARI	Outras despesas	-	-	-	-	-	(6.126)
	Participação societária permanente	164	-	-	9.148	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(6.024)	-	-	5.293
	Outras receitas	-	-	6.017	-	-	-
		164	-	(7)	9.148	-	(833)
TRANSENERGIA RENOVÁVEL	JCP / Dividendos a receber	15.648	-	-	9.904	-	-
	Participação societária permanente	96.813	-	-	78.241	-	-
	Fornecedores	-	80	-	-	(79)	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	24.316	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(21.680)
	Outros ativos	-	-	-	17	-	-
	Outras receitas	-	-	8	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(754)	-	-	(654)
		112.461	80	23.570	88.162	(79)	(22.334)
MGE TRANSMISSÃO	JCP / Dividendos a receber	6.812	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	118.953	-	-	60.802	-	-
	AFAC	-	-	-	45.570	-	-
	Outros ativos	149	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	100	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.974	-	-	1.855
	Outras receitas	-	-	67	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(9.222)	-	-	(2.831)
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(477)	-	-	-	
		125.914	100	(6.658)	106.372	-	(976)
GOIÁS TRANSMISSÃO	Participação societária permanente	138.436	-	-	80.080	-	-
	AFAC	-	-	-	51.499	-	-
	JCP / Dividendos a receber	20.051	-	-	20.051	-	-
	Outros ativos	203	-	-	359	-	-
	Fornecedores	-	225	-	-	(207)	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(493)	-	-	(1.815)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.911)	-	-	-
Receitas de prestação de serviços	-	-	2.293	-	-	2.290	
		158.690	225	(111)	151.989	(207)	475
REI DOS VENTOS	Contas a receber	61	-	-	60	-	-
	Outros ativos	-	-	-	12.894	-	-
	Participação societária permanente	21.356	-	-	7.553	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	570	-	-	79
	Remuneração do ativo financeiro	-	-	-	-	-	187
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	1.801	-	-	20.447
Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(1.359)	
		21.417	-	2.371	20.507	-	19.354
TRANS SÃO PAULO	AFAC	1.960	-	-	13.132	-	-
	Participação societária permanente	83.116	-	-	36.500	-	-
	JCP / Dividendos a receber	15.934	-	-	5.441	-	-
	Outros ativos	75	-	-	71	-	-
	Fornecedores	-	28	-	-	(20)	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	890	-	-	1.013
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	43.977	-	-	15.107
	Outras receitas	-	-	509	-	-	229
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(276)	-	-	(293)	
		101.085	28	45.100	55.144	(20)	16.056

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
TRANS GOIÁS	AFAC	-	-	-	93	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	2.369	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1.212)	-	-	(487)
		-	-	(1.212)	2.462	-	(487)
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	-	-	-
	Outros ativos	72	-	-	176	-	-
	Participação societária permanente	12.846	-	-	10.634	-	-
CALDAS NOVAS	Fornecedores	-	9	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(61)	-	-	(11)
	Outras receitas	-	-	149	404	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	720	-	-	170
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.084	-	-	1.578
		12.918	9	3.892	11.214	-	1.737
IE GARANHUS	Participação societária permanente	181.526	-	-	98.659	-	-
	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	16.717	-	-	2.853
		181.526	-	16.717	98.659	-	2.853
	AFAC	-	-	-	2.728	-	-
	Participação societária permanente	16.863	-	-	2.907	-	-
	Outros ativos	-	-	-	94	-	-
	Fornecedores	-	845	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.594	-	-	-
LUZIÂNIA NIQUELÂNDIA TRANSMISSORA	Receitas de prestação de serviços	-	-	115	-	-	537
	Receitas Financeiras	-	-	-	-	-	5
	Outras receitas	-	-	188	-	-	810
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(131)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(41)	-	-	-
		16.863	845	4.856	5.729	-	1.221
	Outras contas a receber	5	-	-	-	-	-
	AFAC	54.499	-	-	102.620	-	-
	Participação societária permanente	139.719	-	-	16.901	-	-
	Outros ativos	-	-	-	474	-	-
TSLE	Outros passivos	-	-	-	-	5	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	120
	Outras Receitas	-	-	39	-	-	8.236
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(2.637)	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.457	-	-	-
		194.223	-	859	119.995	5	8.356
Energia dos Ventos I	AFAC	-	-	-	5.175	-	-
	Participação societária permanente	7.254	-	-	198	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(39)	-	-	(23)
		7.254	-	(39)	5.373	-	(23)
Energia dos Ventos II	AFAC	-	-	-	3.121	-	-
	Participação societária permanente	4.406	-	-	154	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(30)	-	-	(23)
		4.406	-	(30)	3.275	-	(23)
Energia dos Ventos III	Participação societária permanente	6.535	-	-	4.655	-	-
	Outros ativos	-	-	-	186	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	61
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(36)	-	-	(25)
		6.535	-	(36)	4.841	-	36
Energia dos Ventos IV	AFAC	-	-	-	6.811	-	-
	Participação societária permanente	9.535	-	-	210	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(43)	-	-	(26)
		9.535	-	(43)	7.021	-	(26)
Energia dos Ventos V	AFAC	-	-	-	5.454	-	-
	Participação societária permanente	929	-	-	183	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(6.722)	-	-	(23)
		929	-	(6.722)	5.637	-	(23)

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Energia dos Ventos VI	AFAC	-	-	-	7.585	-	-
	Participação societária permanente	1.272	-	-	181	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(9.159)	-	-	(25)
		1.272	-	(9.159)	7.766	-	(25)
Energia dos Ventos VII	AFAC	-	-	-	7.634	-	-
	Participação societária permanente	1.380	-	-	205	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(9.160)	-	-	(25)
		1.380	-	(9.160)	7.839	-	(25)
Energia dos Ventos VIII	Participação societária permanente	910	-	-	5.454	-	-
	Outros ativos	-	-	-	164	-	-
	Outras receitas	-	-	157	-	-	10
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(6.721)	-	-	(22)
		910	-	(6.564)	5.618	-	(12)
Energia dos Ventos IX	AFAC	-	-	-	5.562	-	-
	Participação societária permanente	975	-	-	186	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(6.723)	-	-	(24)
		975	-	(6.723)	5.748	-	(24)
Energia dos Ventos X	AFAC	-	-	-	4.131	-	-
	Participação societária permanente	5.807	-	-	178	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(34)	-	-	(23)
		5.807	-	(34)	4.309	-	(23)
JUNCO I	Participação societária permanente	18.824	-	-	5.193	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(100)	-	-	(148)
		18.824	-	(100)	5.193	-	(148)
JUNCO II	Participação societária permanente	19.087	-	-	5.285	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	71	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(61)
		19.087	-	71	5.285	-	(61)
CAIÇARA I	Participação societária permanente	20.976	-	-	5.280	-	-
	Receitas (despesas) de equivalência patrimonial	-	-	5	-	-	(69)
		20.976	-	5	5.280	-	(69)
CAIÇARA II	Participação societária permanente	14.106	-	-	3.399	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(18)	-	-	(56)
		14.106	-	(18)	3.399	-	(56)
EXTREMOZ	Participação societária permanente	7.180	-	-	1.505	-	-
	AFAC	453.761	-	-	178.150	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	5.675	-	-	1.452
		460.941	-	5.675	179.655	-	1.452
NORTE ENERGIA	Outros ativos	78	-	-	35	-	-
	Participação societária permanente	2.676.123	-	-	631.824	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	841.589
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(110.640)	-	-	(6.000)
		2.676.201	-	(110.640)	631.859	-	835.589
AETE	Outros passivos	-	234	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	8.915	-	-	39.235
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	2.022
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.457)	-	-	(2.831)
		-	234	6.458	-	-	38.426
BRASNORTE	Outros ativos	2.506	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	127	-	-	139	-
	Fornecedores	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	9.647	-	-	105.921
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.808	-	-	4.747
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.289)	-	-	(1.643)
		2.506	127	10.166	-	139	110.668

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
ÁGUAS DA PEDRA	Outros ativos	161	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	690
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	1.267	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	6.379	-	-	96.220
		161	-	7.646	-	-	96.910
ESTAÇÃO TRANSMISSORA	Outros passivos (especificar, se relevante)	-	-	-	1.646	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	743.762
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	40
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(3.735)	-	-	(10.934)
			-	-	(3.735)	1.646	-
INTEGRAÇÃO TRANS.	Outros ativos	290	-	-	272	-	-
	Outros passivos	-	709	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	16.817	-	-	121.999
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	3.386
	Outras receitas	-	-	3.838	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(7.132)	-	-	(8.264)
		290	709	13.523	272	-	117.121
LINHA VERDE	AFAC	364.822	-	-	-	-	-
	Outros ativos	810	-	-	-	-	-
	Empréstimos e financiamentos	129.155	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	23.257
	Outras receitas	-	-	9.632	-	-	-
		494.787	-	9.632	-	-	23.257
RIO BRANCO	Outros ativos	-	-	-	152	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	176	-
		-	-	-	152	176	-
CONSTRUTORA INTEG	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	63	-	-	24.638
		-	-	63	-	-	24.638
TRANSMISSORA MATO GROSSO	Outros passivos	-	234	-	-	-	-
		-	234	-	-	-	-
TRANSPORTE	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	9.072	-	-	42.584
		-	-	9.072	-	-	42.584
CTEEP	AFAC	-	-	-	1.114	-	-
	Participação societária permanente	946.187	-	-	1.748.560	-	-
	Dividendos / JCP a receber	9.749	-	-	70.460	-	-
	Receitas de JCP / Dividendos	-	-	1.480	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	53.503	-	-	5.673
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(168.982)
	Perda na subscrição	-	-	(679)	-	-	-
		955.936	-	54.304	1.820.134	-	(163.309)
EMAE	Participação societária permanente	275.214	-	-	303.652	-	-
	Dividendos / JCP a receber	(54)	-	-	-	-	-
	Receitas de JCP / Dividendos	-	-	64	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	151.429	-	-	(80.028)
	275.159	-	151.493	303.652	-	(80.028)	
Triângulo Mineiro Trans. S.A.	Outros ativos	724	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	6.223	-	-	10.908	-	-
	Participação societária permanente	36.246	-	-	443	-	-
	Outras receitas	-	-	38	-	-	302
	Receitas de prestação de serviços	-	-	724	-	-	146
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	830	-	-	(443)
	43.193	-	1.592	11.351	-	5	

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CEPEL	Despesas Operacionais	-	-	(10.925)	-	-	(10.924)
		-	-	(10.925)	-	-	(10.924)
TME	Outros passivos	-	-	-	-	294	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	11.182	-	-	75.656
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.545)	-	-	(2.902)
		-	-	8.637	-	294	72.754
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Participação societária permanente	67.383	-	-	17.801	-	-
	Outras contas a receber	142	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	849	-	-	208
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.297	-	-	161
		67.525	-	3.146	17.801	-	369
Centrais Eolica Famosa I S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.059	-	-	3.807	-	-
	Participação societária permanente	838	-	-	3.455	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(6.425)	-	-	(305)
		1.897	-	(6.425)	7.262	-	(305)
Centrais Eolica Pau Brasil S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	706	-	-	2.538	-	-
	Participação societária permanente	548	-	-	2.302	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(4.292)	-	-	(225)
		1.254	-	(4.292)	4.840	-	(225)
Centrais Eolica São Paulo S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	823	-	-	2.856	-	-
	Participação societária permanente	648	-	-	2.594	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(4.803)	-	-	(241)
		1.471	-	(4.803)	5.450	-	(241)
Centrais Eolica Rosada S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.333	-	-	4.759	-	-
	Participação societária permanente	955	-	-	4.326	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(8.132)	-	-	(347)
		2.288	-	(8.132)	9.085	-	(347)
FOTE	AFAC	3.641	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	11.824	-	-	5	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(16)	-	-	-
		15.465	-	(16)	5	-	-
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	Outras contas a receber	229	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	16.128	-	-	663	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	645	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	226	-	-	-
	Outras receitas	-	-	7.950	-	-	16
		16.357	-	8.821	663	-	16
PUNAÚ I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	1.880	-	-	123	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(7.313)	-	-	-
		1.880	-	(7.313)	123	-	-
CARNAÚBA I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	1.238	-	-	113	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(7.186)	-	-	-
		1.238	-	(7.186)	113	-	-
CARNAÚBA II EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	936	-	-	93	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(5.959)	-	-	-
		936	-	(5.959)	93	-	-
CARNAÚBA III EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	845	-	-	83	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(5.284)	-	-	-
		845	-	(5.284)	83	-	-
CARNAÚBA V EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	1.212	-	-	123	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(7.981)	-	-	-
		1.212	-	(7.981)	123	-	-

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CERVANTES I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente Despesas de equivalência patrimonial	1.357	-	-	83	-	-
		-	-	(4.772)	-	-	-
		<u>1.357</u>	<u>-</u>	<u>(4.772)</u>	<u>83</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
CERVANTES II EÓLICA S.A.	Participação societária permanente Despesas de equivalência patrimonial	644	-	-	64	-	-
		-	-	(3.958)	-	-	-
		<u>644</u>	<u>-</u>	<u>(3.958)</u>	<u>64</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
BOM JESUS EÓLICA S.A.	Participação societária permanente Despesas de equivalência patrimonial	1.370	-	-	93	-	-
		-	-	(5.794)	-	-	-
		<u>1.370</u>	<u>-</u>	<u>(5.794)</u>	<u>93</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
CACHOEIRA EÓLICA S.A.	Participação societária permanente Despesas de equivalência patrimonial	871	-	-	64	-	-
		-	-	(3.907)	-	-	-
		<u>871</u>	<u>-</u>	<u>(3.907)</u>	<u>64</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
PITIMBU EÓLICA S.A.	Participação societária permanente Despesas de equivalência patrimonial	1.270	-	-	93	-	-
		-	-	(5.894)	-	-	-
		<u>1.270</u>	<u>-</u>	<u>(5.894)</u>	<u>93</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
SÃO CAETANO EÓLICA S.A.	Participação societária permanente Despesas de equivalência patrimonial	2.387	-	-	132	-	-
		-	-	(7.952)	-	-	-
		<u>2.387</u>	<u>-</u>	<u>(7.952)</u>	<u>132</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
SÃO CAETANO I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente Despesas de equivalência patrimonial	1.867	-	-	93	-	-
		-	-	(5.297)	-	-	-
		<u>1.867</u>	<u>-</u>	<u>(5.297)</u>	<u>93</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
SÃO GALVÃO EÓLICA S.A.	Participação societária permanente Despesas de equivalência patrimonial	1.684	-	-	122	-	-
		-	-	(7.862)	-	-	-
		<u>1.684</u>	<u>-</u>	<u>(7.862)</u>	<u>122</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Ventos de Santa Joana IX	Participação societária permanente	16.904	-	-	7.690	-	-
		16.904	-	-	7.690	-	-
		<u>16.904</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>7.690</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Ventos de Santa Joana X	Participação societária permanente	16.185	-	-	7.690	-	-
		16.185	-	-	7.690	-	-
		<u>16.185</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>7.690</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Ventos de Santa Joana XI	Participação societária permanente	14.890	-	-	7.690	-	-
		14.890	-	-	7.690	-	-
		<u>14.890</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>7.690</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Ventos de Santa Joana XII	Participação societária permanente	18.711	-	-	7.690	-	-
		18.711	-	-	7.690	-	-
		<u>18.711</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>7.690</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Ventos de Santa Joana XIII	Participação societária permanente	16.498	-	-	7.690	-	-
		16.498	-	-	7.690	-	-
		<u>16.498</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>7.690</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Ventos de Santa Joana XV	Participação societária permanente Despesas de equivalência patrimonial	18.505	-	-	7.690	-	-
		-	-	(1)	-	-	-
		<u>18.505</u>	<u>-</u>	<u>(1)</u>	<u>7.690</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Ventos de Santa Joana XVI	Participação societária permanente	17.364	-	-	7.690	-	-
		17.364	-	-	7.690	-	-
		<u>17.364</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>7.690</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Hermenegildo I	Contas a receber	29	-	-	-	-	-
	AFAC	41.161	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(384)	-	-	-
		<u>41.190</u>	<u>-</u>	<u>(384)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Hermenegildo II	Contas a receber	29	-	-	-	-	-
	AFAC	3.203	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(156)	-	-	-
		3.232	-	(156)	-	-	-
Hermenegildo III	Contas a receber	25	-	-	-	-	-
	AFAC	34.887	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(123)	-	-	-
		34.912	-	(123)	-	-	-
Coxilha Seca	AFAC	2.900	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	87	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	77	-	-	-
		2.987	-	77	-	-	-
Chuí IX	Contas a receber	10	-	-	-	-	-
	AFAC	20.510	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(65)	-	-	-
		20.520	-	(65)	-	-	-
Baraúnas I	Participação societária permanente	27	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(27)	-	-	-
		27	-	(27)	-	-	-
Mussambê	Participação societária permanente	19.955	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(32)	-	-	-
		19.955	-	(32)	-	-	-
Morro Branco I	Participação societária permanente	15.549	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(22)	-	-	-
		15.549	-	(22)	-	-	-
Serra das Vacas I	Participação societária permanente	14.925	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(248)	-	-	-
		14.925	-	(248)	-	-	-
Serra das Vacas II	Participação societária permanente	14.405	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(78)	-	-	-
		14.405	-	(78)	-	-	-
Serra das Vacas III	Participação societária permanente	14.023	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(93)	-	-	-
		14.023	-	(93)	-	-	-
Serra das Vacas IV	Participação societária permanente	14.524	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(67)	-	-	-
		14.524	-	(67)	-	-	-
Ventos de Santa Joana I	Participação societária permanente	17.774	-	-	-	-	-
		17.774	-	-	-	-	-

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Ventos de Santa Joana III	Participação societária permanente	20.000	-	-	-	-	-
		20.000	-	-	-	-	-
Ventos de Santa Joana IV	Participação societária permanente	16.926	-	-	-	-	-
		16.926	-	-	-	-	-
Ventos de Santa Joana V	Participação societária permanente	17.774	-	-	-	-	-
		17.774	-	-	-	-	-
Ventos de Santa Joana VII	Participação societária permanente	17.774	-	-	-	-	-
		17.774	-	-	-	-	-
Ventos Santo Augusto IV	Participação societária permanente	17.774	-	-	-	-	-
		17.774	-	-	-	-	-
SINOP	Participação societária permanente	87.047	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	1
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(4.249)	-	-	-
		87.047	-	(4.249)	-	-	1
Santo Antônio Energia	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.481	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	40.602	-	-	-
	Outras receitas	-	-	268	-	-	-
		-	-	44.351	-	-	-
MATA DE SANTA GENEBRA	Participação societária permanente	26.177	-	-	-	-	-
	Outras contas a receber	1	-	-	-	-	-
	Outras receitas	-	-	894	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1.019)	-	-	-
		26.178	-	(125)	-	-	-
LAGOA AZUL TRANSMISSORA	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.970	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(151)	-	-	-
	Outras receitas	-	-	12	-	-	-
		1.971	-	(139)	-	-	-
EÓLICA ITAGUAÇU DA BAHIA SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.062	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(101)	-	-	-
		1.063	-	(101)	-	-	-
EÓLICA VENTOS DE SANTA LUIZA SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.063	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(100)	-	-	-
		1.064	-	(100)	-	-	-
EÓLICA VENTOS DE SANTA MADALENA SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.062	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(101)	-	-	-
		1.064	-	(101)	-	-	-
EÓLICA VENTOS DE SANTA MARCELLA SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.063	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(101)	-	-	-
		1.064	-	(101)	-	-	-
EÓLICA VENTOS DE SANTA VERA SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.063	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(100)	-	-	-
		1.064	-	(100)	-	-	-

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
EÓLICA VENTOS DE SANTO ANTONIO SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.063	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(100)	-	-	-
		1.064	-	(100)	-	-	-
EÓLICA VENTOS DE SÃO BENTO SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.063	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(101)	-	-	-
		1.064	-	(101)	-	-	-
EÓLICA VENTOS DE SÃO CIRILO SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.063	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(100)	-	-	-
		1.064	-	(100)	-	-	-
EÓLICA VENTOS DE SÃO JOÃO SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.063	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(100)	-	-	-
		1.064	-	(100)	-	-	-
EÓLICA VENTOS DE SÃO RAFAEL SPE S.A.	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	1.063	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(101)	-	-	-
		1.064	-	(101)	-	-	-
UEE ACAUÃ	Participação societária permanente	7.674	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	41	-	-	-
		7.674	-	41	-	-	-
UEE ANGICAL 2	Participação societária permanente	12.722	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(20)	-	-	-
		12.722	-	(20)	-	-	-
UEE ARAPAPÁ	Participação societária permanente	5.123	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	21	-	-	-
		5.123	-	21	-	-	-
UEE CAITITU 2	Participação societária permanente	12.722	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(20)	-	-	-
		12.722	-	(20)	-	-	-
UEE CAITITU 3	Participação societária permanente	12.722	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(20)	-	-	-
		12.722	-	(20)	-	-	-
UEE CARCARÁ	Participação societária permanente	11.996	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(746)	-	-	-
		11.996	-	(746)	-	-	-

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
UEE CORRUPÇÃO 3	Participação societária permanente	12.722	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(20)	-	-	-
		12.722	-	(20)	-	-	-
UEE TEIÚ 2	Participação societária permanente	10.185	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(20)	-	-	-
		10.185	-	(20)	-	-	-
COQUERINHO 2	Participação societária permanente	21.415	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	20	-	-	-
		21.415	-	20	-	-	-
PAPAGAIO	Participação societária permanente	13.375	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	8	-	-	-
		13.375	-	8	-	-	-
TAMANDUÁ MIRIM 2	Participação societária permanente	10.435	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(20)	-	-	-
		10.435	-	(20)	-	-	-
BARAUNAS II	Participação societária permanente	615	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(7)	-	-	-
		615	-	(7)	-	-	-
BANDA DE COURO	Participação societária permanente	961	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(7)	-	-	-
		961	-	(7)	-	-	-
BELO MONTE TRANSMISSORA SPE S.A.	Participação societária permanente	6.119	-	-	-	-	-
	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(5)	-	-	-
	Outras receitas	-	-	424	-	-	-
		6.120	-	419	-	-	-
ITAIPU	Financiamentos e empréstimos	11.656.696	-	-	11.887.606	-	-
	Dividendo a receber	-	-	-	2.343	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	767.647	-	-	802.535
		11.656.696	-	767.647	11.889.949	-	802.535
SANTO ANTONIO ENERGIA	Clientes	4.174	-	-	-	-	-
	Outros ativos	311	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	-
		4.485	-	-	-	-	-
ELETROS	Contribuições a pagar - patrocinador	-	10.652	-	-	12.876	-
	Provisões	-	448.407	-	-	67.553	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(34.423)	-	-	(38.188)
	Taxas	-	-	(2.462)	-	-	(2.487)
		-	459.059	(36.885)	-	80.429	(40.674)
CEEE-GT	Participação societária	449.336	-	-	564.613	-	-
	Financiamentos e empréstimos	13.254	-	-	21.662	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(91.308)	-	-	8.294
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	1.189	-	-	1.822
		462.590	-	(90.119)	586.275	-	10.116

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CEMAT	Participação societária	348.206	-	-	334.294	-	-
	Financiamentos e empréstimos	353.596	-	-	383.068	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(6.142)	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	34.608	-	-	31.181
		<u>701.802</u>	<u>-</u>	<u>28.466</u>	<u>717.362</u>	<u>-</u>	<u>31.181</u>
CEMAR	Participação societária	554.817	-	-	463.394	-	-
	Dividendo a Receber	20.754	-	-	12.542	-	-
	Financiamentos e empréstimos	308.989	-	-	386.275	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	112.288	-	-	(137.244)
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	18.635	-	-	23.088	
		<u>884.561</u>	<u>-</u>	<u>130.923</u>	<u>862.210</u>	<u>-</u>	<u>(114.156)</u>
Lajeado Energia	Participação societária	206.282	-	-	232.907	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Dividendo a Receber	94.810	-	-	54.505	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	13.630	-	-	244.165
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-	
		<u>301.092</u>	<u>-</u>	<u>13.630</u>	<u>287.412</u>	<u>-</u>	<u>244.165</u>
CEB Lajeado	Participação societária	71.723	-	-	83.644	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Dividendo a Receber	14.606	-	-	8.746	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	7.419	-	-	64.537
Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-	
		<u>86.329</u>	<u>-</u>	<u>7.419</u>	<u>92.390</u>	<u>-</u>	<u>64.537</u>
Paulista Lajeado	Participação societária	18.119	-	-	27.669	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(3.096)	-	-	(57.510)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		<u>18.119</u>	<u>-</u>	<u>(3.096)</u>	<u>27.669</u>	<u>-</u>	<u>(57.510)</u>
CEEE-D	Participação societária	7.476	-	-	166.646	-	-
	Financiamentos e empréstimos	31.258	-	-	34.584	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(145.118)	-	-	15.180
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	2.895	-	-	2.990
		<u>38.734</u>	<u>-</u>	<u>(142.223)</u>	<u>201.230</u>	<u>-</u>	<u>18.169</u>
CHC Amé	Participação societária	79.081	-	-	29.119	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(5.517)	-	-	(95.298)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		<u>79.081</u>	<u>-</u>	<u>(5.517)</u>	<u>29.119</u>	<u>-</u>	<u>(95.298)</u>
EÓLICA MANGUE SECO	Participação societária	16.726	-	-	17.058	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(996)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		<u>16.726</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>17.058</u>	<u>-</u>	<u>(996)</u>
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	Participação societária	802.964	-	-	631.123	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(32.909)	-	-	(4.004)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		<u>802.964</u>	<u>-</u>	<u>(32.909)</u>	<u>631.123</u>	<u>-</u>	<u>(4.004)</u>
ROUAR	Participação societária	70.044	-	-	18.427	-	-
	Financiamentos e empréstimos	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	7.240	-	-	52
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	-	-	-	-
		<u>70.044</u>	<u>-</u>	<u>7.240</u>	<u>18.427</u>	<u>-</u>	<u>52</u>

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2014			31/12/2013		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Companhia Celg de Participações - CELGPAR	Outros passivos - Mútuo	-	109.537	-	-	-	-
		-	109.537	-	-	-	-
CELG Geração e Transmissão - CELG GT	Fornecedores	-	1.082	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	2.577	-	-	-
		-	1.082	2.577	-	-	-
AMAPARI	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	41.623
		-	-	-	-	-	41.623
FOZ DO CHAPECÓ	Contas a receber	458	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	137	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	4.257	-	-	-
		458	-	4.394	-	-	-
TJOA PARTICIPAÇÕES E INVESTIMENTOS S.A.	Contas a receber	362	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	649	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	167	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	167	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	825	-	-	-
		1.178	-	992	-	-	-
CSE CENTRO DE SOLUÇÕES ESTRATÉGICAS S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.996	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	(299)	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(299)	-	-	-
		1.697	-	(299)	-	-	-
EMPRESA DE ENERGIA SÃO MANUEL S.A.	Participação societária permanente	(594)	-	-	-	-	-
	Outras receitas	-	-	1.029	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(594)	-	-	-
		(594)	-	435	-	-	-
ENERGIA OLIMPICA S.A.	Participação societária permanente	(213)	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(213)	-	-	-
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		(213)	-	(214)	-	-	-
CIA HIDREL TELES PIRES	Receitas de prestação de serviços	-	-	5.759	-	-	-
	Outras receitas	-	-	2.093	-	-	-
		-	-	7.852	-	-	-
E-Vida	Outros ativos	8.233	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	453	-	-	-	-
		8.233	453	-	-	-	-

NOTA 46 - Remuneração do Pessoal Chave

A remuneração do pessoal chave da Companhia (diretores e conselheiros) é como segue:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	5.605	5.409	28.021	25.548
Salários e encargos sociais	1.344	1.282	5.934	5.698
Outros	411	528	1.938	2.617
	7.360	7.219	35.893	33.863

NOTA 47 - EVENTOS SUBSEQUENTES**47.1 Aquisição da Celg Distribuição S.A.**

A Companhia concluiu o processo legal de aquisição da Celg Distribuição S.A. ("Celg-D") mediante o pagamento e a transferência, em 27/01/2015, de 76.761.267 (setenta e seis milhões, setecentos e sessenta e um mil, duzentos e sessenta e sete) de ações ordinárias de emissão da CelgD, correspondentes a 50,93% do capital social da Distribuidora, ao valor de R\$ 59.454.057,64.

47.2 Reajuste tarifário extraordinário

A Diretoria da ANEEL deliberou em 27 de fevereiro de 2015 a Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de 58 concessionárias de distribuição. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores, ponderado pela receita das distribuidoras, é de 23,4% e os novos índices valem a partir do dia 02 de março de 2015.

A metodologia empregada na RTE foi discutida por meio da Audiência Pública 7/2015 e tem por objetivo reposicionar os dois itens em que havia maior distanciamento entre os custos efetivos e a cobertura tarifária: a CDE e os custos com compra de energia.

A Companhia ainda está avaliando os possíveis efeitos desta nova regulamentação.

47.3 Bandeiras tarifárias

A partir de 2015, as contas de energia terão o Sistema de Bandeiras Tarifárias. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicarão se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

A energia elétrica no Brasil é gerada predominantemente por usinas hidrelétricas. Para funcionar, essas usinas dependem das chuvas e do nível de água nos reservatórios. Quando há pouca água armazenada, usinas termelétricas podem ser ligadas com a finalidade de poupar água nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Com isso, o custo de geração aumenta, pois essas usinas são movidas a combustíveis como gás natural, carvão, óleo combustível e diesel. Por outro lado, quando há muita água armazenada, as térmicas não precisam ser ligadas e o custo de geração é menor.

A Resolução Homologatória nº 1.826 de 25 de novembro de 2014, publicada pela ANEEL e que precifica as tarifas da Companhia já estabeleceu a precificação na estrutura tarifária. A aplicação dessas bandeiras tornou-se obrigatória a partir de janeiro de 2015.

O mecanismo das bandeiras busca permitir o repasse mês a mês dos gastos com aquisição de energia termelétrica, ou seja, o ajuste mensal das diferenças de custos entre o custo que foi estimado na tarifa e o custo incorrido na aquisição de energia elétrica para revenda. Esse ajuste até então ocorria somente no reajuste anual. Com adoção das bandeiras busca-se suavizar seus efeitos aos consumidores nos momentos de reposicionamento e ao tempo aliviar a pressão de caixa para as distribuidoras que passam a ter mais recursos para aquisição da energia caso a venha a tornar-se mais cara.

As bandeiras serão sinalizadas em Bandeiras Verde, Amarela e Vermelha e serão aplicáveis de acordo com as condições de atendimento da carga, dadas pela soma do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, Custo Marginal de Operação – CMO com os Encargos de Serviços de Sistema por Segurança Energética – ESS_SE.

Uma elevação do Custo Marginal de Operação – CMO indica que a geração de energia elétrica está mais cara. Doze vezes por ano, o Operador Nacional do Sistema – NOS calcula o Custo Marginal de Operação nas reuniões do Programa Mensal de Operação – PMO, quando também é decidido se haverá ou não a operação das usinas termelétricas

Notas Explicativas



e o custo associado a essa geração. Após cada reunião, com base nas informações do ONS, a ANEEL acionará a bandeira tarifária vigente para mês seguinte.

As bandeiras serão adotadas considerando os seguintes critérios: A bandeira verde será acionada toda vez que a energia custar abaixo de R\$ 200/MWh, que significa condições favoráveis de geração de energia e não haverá acréscimo na tarifa. A bandeira amarela toda vez que o custo de operação do sistema ficar entre R\$ 200/MWh e R\$ 350/MWh: condições de geração menos favoráveis, e haverá acréscimo na tarifa. Já a bandeira vermelha será acionada quando o custo de operação for superior a R\$ 350/MWh: condições mais custosas de geração. A tarifa também sofrerá acréscimo.

Em síntese, o sistema de bandeiras, que deverá ser aplicado a partir de janeiro de 2015, reflete as condições de gerações e sinaliza aos consumidores a opção de reduzir seu consumo e influir no custo final da geração de energia. O sistema não representa um aumento propriamente de tarifa, trata-se apenas de uma forma diferente de apresentar um custo que seria condicionado na tarifa, todavia sem a percepção do consumidor, e que seria por ele suportado igualmente no momento do reposicionamento tarifário anual, que no caso específico da Companhia ocorre em 29 de novembro de cada ano.

47.4 Repactuação de dívidas

Em de 17 de março de 2015, o Conselho de Administração da Eletrobras celebrou termos aditivos à repactuação de dívidas das empresas de distribuição Amazonas Energia, Eletroacre, Ceron e Boa Vista perante a BR Distribuidora e a Petrobras, referente ao fornecimento de combustível, no montante de cerca de R\$ 8,6 bilhões, com objetivo de alterar a estrutura de garantias estabelecidas nos referidos instrumentos.

As empresas de distribuição tiveram seus créditos de reembolso de custos de combustíveis reconhecidos pela ANEEL, no montante total aproximado de R\$ 6,1 bilhões, que serão oferecidos diretamente em garantia para a Petrobras e para a BR Distribuidora. A parcela remanescente conta com garantia corporativa da Eletrobras até a conclusão do processo de homologação de outros créditos de CDE.

47.5 Contrato de cessão de créditos

A controlada Furnas firmou contrato de cessão de créditos com o Banco Santander (Brasil) S/A em 14 de janeiro de 2015, no montante de R\$ 750.000 de valor de face total futuro, cujo objeto corresponde à antecipação de recursos provenientes de vendas e direitos relativos ao 13º Leilão de Energia Existente (A-0) de abril de 2014, conforme possibilidade prevista no item 14.5 dos CCEARs (Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado) assinados com as seguintes empresas distribuidoras: Cia. Paulista de Força e Luz; Cia. Piratininga de Força e Luz; Elektro Eletricidade de Serviços S/A; e Ampla Energia e Serviços S/A. Esta cessão não estabelece direito de regresso por parte do cessionário.

Notas Explicativas



47.6 Captação da 3ª parcela de desembolso do empréstimo junto à Caixa Econômica Federal e ao Banco do Brasil

Em 30 de janeiro de 2015, a Eletrobras captou a terceira parcela do desembolso do empréstimo no valor de R\$ 2.000.000, sendo R\$ 1.230.769 desembolsado pelo Banco do Brasil e R\$ 769.231 pela Caixa Econômica Federal, com carência de pagamento dos valores de principal até 25 de fevereiro de 2017. Outras informações sobre o empréstimo podem ser encontradas na Nota 22 destas demonstrações financeiras.

47.7 Nova norma para estabelecimento da provisão para PCLD - Distribuidoras

A Companhia revisou os procedimentos e critérios aprovados na Nota Técnica DF nº 002/2012 para a constituição e contabilização da provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLD (Consumidores, Renda Não Faturada e Parcelamentos) e das perdas com os créditos incobráveis – transferidos à reserva, alinhando aos procedimentos comerciais de cobrança definidos pelo normativo “Régua de Cobrança Unificada (MPC-DC-01P-001)”, implantado nas Empresas de Distribuição da Eletrobras desde janeiro de 2013, os novos procedimentos serão implementados a partir de 1º de janeiro de 2015 e terão os seguintes critérios de provisão:

Débitos Relevantes – Clientes ligados em Alta Tensão

Serão incluídos na provisão valores correspondentes às faturas (vencidas) dos consumidores que possuam débitos vencidos conforme atinjam a seguinte escala de vencimento, incluindo-se no montante Renda Não Faturada, que para o cliente que for considerado para a provisão. Abaixo tabela da provisão:

CLASSE DE CONSUMO	IDADE DE PROVISIONAMENTO
Residencial	60 dias
Industrial	180 dias
Comercial, Rural	90 dias
Poder Público	150 dias
Serviço Público	120 dias
Iluminação Pública	NA
Suprimento, Consumidor Livre e PIE	60 dias

Débitos não Relevantes

Clientes ligados em Baixa Tensão: Serão incluídos na provisão valores correspondentes às faturas (vencidas) dos consumidores que possuam débitos vencidos conforme atinjam a seguinte escala de vencimento:

CLASSE DE CONSUMO	IDADE DE PROVISIONAMENTO
Residencial	90 dias
Industrial, Rural, Poder Público e Serviço Público	180 dias
Comercial e Iluminação Pública	150 dias

Notas ExplicativasPCLD Parcelamentos

Constitui-se como PCLD Parcelamentos o somatório do saldo parcelado vencido e a vencer, incluindo os juros transcorridos, cujos valores já estiverem na provisão de devidos vencidos anterior ao parcelamento, quando a celebração do parcelamento total foi feita sem garantia real e que atenderem os critérios abaixo:

Número de Parcelas	Provisão ou Reversão Classes Privadas	Provisão ou Reversão Classes Públicas
Até 36	Pagamento efetivo de 5 parcelas	4 parcelas faturadas, vencidas e não pagas
De 37 a 60	Pagamento efetivo de 5 parcelas	4 parcelas faturadas, vencidas e não pagas
Mais de 60	Pagamento efetivo de 6 parcelas	6 parcelas faturadas, vencidas e não pagas

47.8 Conta ACR

A partir de 2015, o custo total das operações de créditos contratadas pela CCEE será amortizado em 24 meses, por meio do recolhimento de contas anuais da CDE paga por todas as concessionárias de distribuição, na proporção de seus mercados cativos, mediante encargo tarifário a ser incluído nas tarifas de energia elétrica.

47.9 Laudo de avaliação dos ativos de transmissão de energia elétrica

Em 6 de março de 2015, a Controlada Chesf apresentou à ANEEL laudo de avaliação dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31/05/2000 para fins do processo de indenização das instalações da denominada Rede Básica Sistema Existente – RBSE e demais instalações de transmissão – RPC, prevista no Artigo 15, §2º da Lei 12.783/2013, no montante de R\$ 5.627.200.

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

Josias Matos de Araujo
Diretor de Regulação

Alexandre Vaghi de Arruda Aniz
Diretor de Administração

Marcos Aurelio Madureira da Silva
Diretor de Distribuição

José Antônio Muniz Lopes
Diretor de Transmissão

Rodrigo Vilella Ruiz
Contador
CRC-DF 088488/9 O

12. INFORMAÇÕES CONTÁBEIS

12.7. Demonstração da composição acionária do capital social, indicando os principais acionistas e respectivos percentuais de participação, assim como a posição da unidade jurisdicionada como detentora de investimento permanente em outras sociedades.

ELETROBRAS

Quadro A.12.7.1 – Composição Acionária do Capital Social

UJ COMO INVESTIDA - POSIÇÃO EM 31/12/2014				
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras				
Texto				
Ações Ordinárias (%)				
ACIONISTAS		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Governo	Tesouro Nacional	51,00	54,46	54,46
	Outras Entidades Governamentais	25,75	24,99	25,15
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	0,04	-	-
	Ações em Tesouraria	-	-	-
% Governo		76,79	79,45	79,61
Free Float	Pessoas Físicas	3,19	3,44	2,79
	Pessoas Jurídicas	4,35	3,04	4,66
	Capital Estrangeiro	15,67	14,07	12,94
	% free float	23,21	20,55	20,39
Subtotal Ordinárias (%)		80,37	80,37	80,37
Ações Preferenciais (%)				
ACIONISTAS		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Governo	Tesouro Nacional	0,00	-	-
	Outras Entidades Governamentais	17,21	17,22	17,40
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos	0,15	-	-
	Ações em Tesouraria	-	-	-
% Governo		17,36	17,22	17,40
Free Float	Pessoas Físicas	24,31	18,45	16,77
	Pessoas Jurídicas	19,45	24,16	17,62
	Capital Estrangeiro	38,88	40,17	48,21
	% free float	82,64	82,78	82,60
Subtotal Preferenciais (%)		19,63	19,63	19,63
Total		100%	100%	100%

Quadro A.12.7.2 – Investimentos Permanentes em outras sociedades

UJ COMO INVESTIDORA - POSIÇÃO EM 31/12/2014			
Denominação Investidora	Eletrobras S/A		
Ações Ordinárias (% de participação)			
Empresa Investida	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
AMAZONAS ENERGIA	100,00%	100,00%	100,00%
BOA VISTA ENERGIA S.A.	100,00%	100,00%	100,00%
CDSA	0,36%	0,36%	0,36%
CEA	0,03%	0,03%	0,03%
CEAL	100,00%	100,00%	100,00%
CEB LAJEADO	0,00%	0,00%	0,00%
CELG D	50,93%	0,00%	0,00%
CELTINS	0,00%	0,00%	0,00%
CEPISA	100,00%	100,00%	100,00%
CER	0,00%	0,00%	0,00%
CERON	100,00%	100,00%	100,00%
CGTEE	99,99%	99,99%	99,99%
CHC	50,00%	50,00%	50,00%
CHESF	100,00%	100,00%	100,00%
EEB	0,13%	0,13%	0,13%
ELETROACRE	97,71%	96,02%	96,02%
ELETRONORTE	99,48%	99,48%	99,47%
ELETRONUCLEAR	99,97%	99,97%	99,97%
ELETROSUL	99,88%	99,88%	99,86%
FURNAS	99,83%	99,83%	99,82%
IGESA	29,40%	29,40%	29,40%
ITAIPU	50,00%	50,00%	50,00%
LAJEADO ENERGIA	0,00%	0,00%	0,00%
MANGUE SECO 2	48,99%	48,99%	48,99%
NORTE ENERGIA	15,00%	15,00%	15,00%
PAULISTA LAJEADO	0,00%	0,00%	0,00%
ROUAR	50,00%	50,0%	
TANGARÁ	0,00%	0,00%	0,00%
AES TIETE	0,08%	0,08%	0,08%
CEB	0,00%	0,00%	0,00%
CEEE D	32,23%	32,23%	32,23%
CEEE GT	32,23%	32,23%	32,23%
CELESC	0,03%	0,03%	0,03%
CELGPAR	0,07%	0,07%	0,07%
CELPA	1,09%	1,09%	34,79%
CELPE	0,03%	0,03%	0,03%
CEMAR	33,48%	33,48%	33,48%
CEMAT	3,59%	5,14%	5,14%
CESP	0,03%	0,03%	0,03%
CGEEP	0,00%	0,00%	0,00%

UJ COMO INVESTIDORA - POSIÇÃO EM 31/12/2014			
Denominação Investidora	Eletrobras S/A		
Ações Ordinárias (% de participação)			
Empresa Investida	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
COELCE	0,00%	0,00%	0,00%
COPEL	1,06%	1,06%	1,06%
CTEEP	9,75%	9,75%	9,75%
ELETROPAR	83,71%	83,71%	83,71%
EMAE	0,00%	0,00%	0,00%
ENERGISA S.A.	1,26%	1,43%	1,26%

UJ COMO INVESTIDORA - POSIÇÃO EM 31/12/2014			
Denominação Investidora	Eletrobras S/A		
Ações Preferenciais (% de participação)			
Empresa Investida	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
AMAZONAS ENERGIA	0,00%	0,00%	0,00%
BOA VISTA ENERGIA S.A.	0,00%	0,00%	0,00%
CDSA	0,00%	0,00%	0,00%
CEA	0,00%	0,00%	0,00%
CEAL	100,00%	100,00%	100,00%
CEB LAJEADO	100,00%	100,00%	100,00%
CELG D	0,00%	0,00%	0,00%
CELTINS	0,00%	0,00%	0,00%
CEPISA	100,00%	100,00%	100,00%
CER	100,00%	100,00%	100,00%
CERON	0,00%	0,00%	0,00%
CGTEE	0,00%	0,00%	0,00%
CHC	0,00%	0,00%	0,00%
CHESF	86,55%	86,55%	86,55%
EEB	0,00%	0,00%	0,00%
ELETROACRE	94,04%	89,62%	89,62%
ELETRONORTE	0,00%	0,00%	0,00%
ELETRONUCLEAR	99,72%	99,72%	99,72%
ELETROSUL	0,00%	0,00%	0,00%
FURNAS	98,62%	98,62%	98,57%
IGESA	0,00%	0,00%	0,00%
ITAIPU	0,00%	0,00%	0,00%
LAJEADO ENERGIA	90,78%	90,78%	90,78%
MANGUE SECO 2	0,00%	0,00%	0,00%
NORTE ENERGIA	0,00%	0,00%	0,00%
PAULISTA LAJEADO	100,00%	100,00%	100,00%
ROUAR	0,00%	0,00%	0,00%
TANGARÁ	66,44%	66,44%	66,44%
AES TIETE	16,38%	16,38%	16,38%
CEB	6,56%	6,56%	6,56%
CEEE D	53,43%	53,43%	53,43%

UJ COMO INVESTIDORA - POSIÇÃO EM 31/12/2014			
Denominação Investidora	Eletrobras S/A		
Ações Preferenciais (% de participação)			
CEEE GT	53,43%	53,43%	53,43%
CELESC	17,98%	17,98%	17,98%
CELGPAR	0,00%	0,00%	0,00%
CELPA	26,86%	26,86%	26,86%
CELPE	13,79%	13,79%	13,79%
CEMAR	37,29%	37,29%	37,29%
CEMAT	41,71%	59,77%	59,77%
CESP	3,05%	3,05%	3,05%
CGEEP	0,70%	0,70%	0,70%
COELCE	18,46%	18,46%	18,46%
COPEL	0,00%	0,00%	0,00%
CTEEP	52,44%	53,86%	53,86%
ELETROPAR	0,00%	0,0%	0,00%
EMAE	64,82%	64,82%	64,82%
ENERGISA S.A.	4,56%	5,16%	4,55%

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. Não sendo empresa, não tem capital, mas apenas patrimônio institucional.

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras

Relatório dos auditores independentes
sobre as demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2014



KPMG Auditores Independentes
Av. Almirante Barroso, 52 - 4º
20031-000 - Rio de Janeiro, RJ - Brasil
Caixa Postal 2888
20001-970 - Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Central Tel 55 (21) 3515-9400
Fax 55 (21) 3515-9000
Internet www.kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Aos Conselheiros e Diretores da
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras
Brasília – Distrito Federal

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras (“Companhia”), identificadas como Controladora e Consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2014 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia 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 Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.



Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião sobre as demonstrações financeiras

Em nossa opinião as demonstrações financeiras individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira individual e consolidada da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras em 31 de dezembro de 2014, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*.

Ênfases:

1 - Valores a receber sujeitos à aprovação do regulador

Impactos da Lei 12.783/2013

Conforme descrito na Nota 2, 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.

Os saldos residuais dos ativos de transmissão, em 31 de maio de 2000, assim como os saldos residuais de geração hidráulica, em 31 de dezembro de 2012, exceto quanto aos respectivos projetos básicos, estão sendo avaliados sob responsabilidade da Companhia e os respectivos laudos estão sendo enviados à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para homologação, objetivando recebimento de indenização.

Em 31 de dezembro de 2014, os saldos residuais dos ativos de transmissão e geração citados acima, montam a R\$ 8.253.130 mil e R\$ 1.483.540 mil, respectivamente, e foram determinados pela Companhia a partir de suas melhores estimativas e interpretação da legislação, podendo sofrer alterações até a homologação final e realização dos mesmos.

Os saldos residuais dos investimentos em geração térmica, em 31 de dezembro de 2012, cujas concessões vencem-se entre 2015 e 2017 e abrangidas pela referida legislação, totalizando, em 31 de dezembro de 2014 R\$ 1.216.322 mil, foram determinados pela Companhia com base em suas melhores estimativas e interpretação da legislação. Para esses ativos não foi divulgado pelo poder concedente metodologia para cálculo do valor de indenização, podendo o mesmo sofrer alterações até a sua homologação final e realização.

Nossa opinião não contém ressalva em função desses assuntos.

2 - Continuidade operacional de empresas controladas e coligadas

Conforme citado na Nota 15, as empresas controladas do segmento de distribuição e a controlada de geração Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) têm apurado prejuízos continuamente em suas operações e apresentaram, em 31 de dezembro 2014, capital de giro negativo de R\$1.221.736 mil e passivo a descoberto de R\$3.355.404 mil.



Adicionalmente, as coligadas Madeira Energia S.A., Energia Sustentável do Brasil Participações S.A., Manaus Transmissora de Energia S.A. e Teles Pires Participações S.A., nas quais a Companhia participa com 39%, 20%, 30% e 49,42%, respectivamente, e a controlada Eletrobras Termonuclear S.A. (Eletronuclear) apresentavam, em 31 de dezembro de 2014, capital de giro negativo total no montante de R\$ 2.447.731 mil.

A Companhia mantém investimentos nas coligadas Norte Energia S.A., Madeira Energia S.A. e Energia Sustentável do Brasil Participações S.A., e na controlada Eletronuclear, as quais vêm investindo valores significativos no desenvolvimento dos projetos hidrelétricos de Belo Monte, Santo Antônio, Jirau e Angra 3, respectivamente. Esses investimentos, de acordo com as estimativas da administração das investidas, deverão ser absorvidos pelas receitas futuras geradas pelos projetos, exceto quanto aos valores de *impairment* dos ativos relacionados. A conclusão das obras e consequente início das operações dependem da capacidade dessas empresas obterem os recursos financeiros necessários.

A continuidade operacional das empresas controladas e coligadas citadas acima depende da manutenção do suporte financeiro por parte de terceiros, da Companhia e demais acionistas. Adicionalmente, conforme mencionado na nota explicativa 2, as concessões destas distribuidoras expiram em 15 de julho de 2015 e até a presente data não existe evidência de renovação.

Nossa opinião não está ressalvada em função desses assuntos.

3 - Riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos

Conforme mencionado na nota explicativa 4, em função de notícias veiculadas na mídia a respeito do suposto envolvimento da Companhia e/ou suas investidas no processo de investigação pelas autoridades públicas federais na operação conhecida como “Lava Jato”, a Administração da Companhia adotou algumas ações acautelatórias de caráter interno, com o propósito de identificar eventuais descumprimentos de leis e regulamentos relacionados ao tema. Algumas dessas ações ainda estão em curso, porém, com base nas informações conhecidas pela Companhia até o momento, na avaliação da Administração, eventuais impactos relacionados a este assunto, se houver, não seriam materiais nas Demonstrações Financeiras relativas a 2014. Entretanto, como a operação “Lava Jato” ainda está em andamento, existe incerteza sobre futuros desdobramentos decorrentes do processo de investigação conduzido pelas autoridades públicas e seus eventuais efeitos nas demonstrações financeiras da Companhia.

Nossa opinião não contém ressalva em função desse assunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, as demonstrações, individuais e consolidadas, do valor adicionado (DVA), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e é tratada como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Auditoria dos valores correspondentes

Os valores correspondentes, individuais e consolidados, relativos aos balanços patrimoniais em 1º de janeiro de 2013 (derivado das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2012) e 31 de dezembro de 2013 e as demonstrações financeiras relativas às demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado (informação suplementar), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, apresentados para fins de comparação, ora reapresentados em decorrência dos assuntos descritos na nota explicativa 3.33, foram auditados por outros auditores independentes que emitiram relatório sem modificação datado em 27 de março de 2015.

Rio de Janeiro, 27 de março de 2015

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-RJ



Danilo Siman Simões
Contador CRC 1MG058180/O-2 T-SP

13. OUTRAS INFORMAÇÕES SOBRE A GESTÃO

Não vislumbramos necessidade de atender este item.

14. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Não vislumbramos necessidade de atender este item.

15. ANEXOS E APÊNDICES

Não vislumbramos necessidade de atender este item.