



Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras
Ministério de Minas e Energia

Relatório de Gestão do Exercício de 2015

Rio de Janeiro

Mai de 2016

Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras
Ministério de Minas e Energia

Relatório de Gestão do Exercício de 2015

Relatório de Gestão do exercício de 2015 apresentado aos órgãos de controle interno e externo e à sociedade como prestação de contas anual a que esta Unidade Jurisdicionada está obrigada nos termos do § único do art. 70 da Constituição Federal, elaborado de acordo com as disposições da IN TCU n.º 63/2010, da DN TCU n.º 146/2015, da Portaria TCU n.º 321/2015 e das orientações do órgão de controle interno Portaria CGU n.º 522/2015.

Gabinete da Presidência da Eletrobras – PRG

Rio de Janeiro – 2016

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO

1. VISÃO GERAL DA UNIDADE

- 1.1 Finalidade e competências
- 1.2 Normas e regulamento de criação, alteração e funcionamento
- 1.3 Ambiente de atuação
- 1.4 Organograma
- 1.5 Macroprocessos finalísticos
- 1.6 Composição acionária do capital social
- 1.7 Participação em outras sociedades
- 1.8 Principais eventos societários ocorridos no exercício

2. PLANEJAMENTO ORGANIZACIONAL E DESEMPENHOS ORÇAMENTÁRIO E OPERACIONAL

2.1 Planejamento Organizacional

- 2.1.1 Descrição sintética dos objetivos do exercício
- 2.1.2 Estágio de implementação do planejamento estratégico
- 2.1.3 Vinculação dos planos da unidade com as competências institucionais e outros planos

2.2 Formas e instrumentos de monitoramento da execução e resultados dos planos

2.3 Desempenho orçamentário

- 2.3.1 Objetivos estabelecidos no PPA de responsabilidade da unidade e resultados alcançados
- 2.3.2 Informações sobre a realização das receitas
- 2.3.3 Informações sobre a execução das despesas

2.4 Desempenho operacional

2.5 Apresentação e análise de indicadores de desempenho

- 2.5.1 Informações e indicadores sobre o desempenho operacional

2.6 Informações sobre as atividades relacionadas à pesquisa e desenvolvimento

3. GOVERNANÇA

3.1 Descrição das estruturas de governança

3.2 Informações sobre dirigentes e colegiados

3.3 Política de designação de representantes nas assembleias e nos colegiados de controladas, coligadas e sociedades de propósito específico

3.4 Atuação da unidade de Auditoria Interna

3.5 Atividades de correição e apuração de ilícitos administrativos

3.6 Gestão de riscos e controles internos

3.7 Política de remuneração dos administradores e membros de colegiados

3.8 Informações sobre a empresa de auditoria independente contratada

3.9 Participação acionária de membros de colegiados da entidade

4. RELACIONAMENTO COM A SOCIEDADE

4.1 Canais de acesso do cidadão

4.2 Aferição do grau de satisfação dos cidadãos-usuários

4.3 Mecanismos de transparência das informações relevantes sobre a atuação da unidade

5. DESEMPENHO FINANCEIRO E INFORMAÇÕES CONTÁBEIS

5.1 Desempenho financeiro do exercício

5.2 Sistemática de apuração de custos no âmbito da unidade

5.3 Demonstrações contábeis exigidas pela Lei n.º 6.404/76 e notas explicativas

5.4 Informações sobre as despesas de exploração da Itaipu Binacional

6. ÁREAS ESPECIAIS DA GESTÃO

6.1 Gestão de pessoas

6.1.1 Estrutura de pessoal da unidade

6.1.2 Demonstrativo das despesas com pessoal

6.1.3 Gestão de riscos relacionados ao pessoal

6.1.4 Contratação de pessoal de apoio e de estagiários

6.1.5 Entidades fechadas de previdência complementar patrocinadas

6.2 Gestão de patrimônio e infraestrutura

6.2.1 Gestão do patrimônio imobiliário da União

6.3 Gestão de tecnologia da informação

6.3.1 Principais sistemas de informações

6.3.2 Informações sobre o Planejamento Estratégico de Tecnologia da Informação (PETI) e sobre o Plano Diretor de Tecnologia da Informação (PDTI)

6.4 Gestão de fundos e de programas

6.4.1 Identificação e informações dos fundos na gestão da unidade

6.4.2 Informações sobre programas e fundos setoriais

7. CONFORMIDADE DA GESTÃO E DEMANDAS DOS ÓRGÃOS DE CONTROLE

7.1 Tratamento de determinações e recomendações do TCU

7.2 Tratamento de recomendações feitas pelo Órgão de Controle Interno

7.3 Medidas administrativas para apuração de responsabilidade por dano ao Erário

7.4 Demonstração da conformidade do cronograma de pagamentos de obrigações com o disposto no art. 5º da Lei n.º 8.666/93

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

7.6 Informações sobre a publicidade e a propaganda

8. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

8.1 Determinação exarada no Acórdão nº 684/2015 – TCU – Plenário

8.2 Recomendação exarada no Acórdão nº 1181/2015 – TCU – Plenário

8.3 Determinação exarada no Acórdão 2294/2015 – TCU – Plenário

8.4 Determinações exaradas no Acórdão 3372/2015 – TCU – Plenário

8.5 Determinação exarada no Acórdão 369/2016 – TCU – Plenário

Finalidade e competências

A Centrais Elétricas Brasileiras S. A. – Eletrobras atua no Brasil, nos setores de geração, transmissão, e distribuição de energia elétrica, dedicando-se também à realização de pesquisas e serviços voltados para a eficiência energética e desenvolvimento do setor elétrico nacional. No exterior, a empresa estuda e desenvolve projetos de geração e transmissão, por meio de suas sucursais no Peru e no Uruguai, dedicadas à atuação na América do Sul, e por meio da sucursal no Panamá, dedicada à atuação na América Central. Segundo a pesquisa da revista *Forbes* intitulada “*The World’s Biggest Public Companies*”, realizada em 2015, a Eletrobras é a maior empresa de energia elétrica de capital aberto da América Latina, em valor de ativos.

A Visão 2030 da Eletrobras, contida em seu Plano Estratégico 2015-2030, prevê que a empresa estará entre as três maiores empresas globais geradoras de energia limpa, isto é, com baixos índices de emissão de gases de efeito estufa (GEE), e entre as dez maiores do mundo em energia elétrica, segundo os critérios de capacidade instalada e valor de ativos. Em dezembro de 2015, a Eletrobras atingiu a marca de 45.391 MW de capacidade instalada total de geração, mantendo-se, assim, como a maior empresa de geração de energia elétrica brasileira, com participação de 32% do total da capacidade instalada do país, o que demonstra que a Eletrobras está estrategicamente alinhada à sua missão.

No âmbito do setor de transmissão, em um país como o Brasil, que possui dimensões continentais, onde os grandes parques geradores hidráulicos – principal componente da matriz energética nacional – encontram-se afastados dos grandes centros consumidores, as linhas de transmissão de energia têm importância estratégica para o escoamento e otimização energética desses blocos de energia, assegurando o atendimento à crescente demanda. Nesse cenário, a Eletrobras possui um papel fundamental no Sistema Interligado Nacional (SIN), detendo, no exercício de 2015, uma malha de linhas de transmissão de abrangência nacional, com 68.085 km, sendo 60.997 km com tensão igual ou superior a 230 kV, equivalente a 47,1% do total da rede básica do Brasil.

No segmento de distribuição, a Eletrobras cobre uma área correspondente a 30,5% do território brasileiro distribuindo energia elétrica a mais de 6,9 milhões de consumidores, por meio de uma rede de distribuição de 471.475 km.

Além do papel empresarial estratégico, a Eletrobras, na condição de sociedade de economia mista federal, 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), além da 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). Assim, nesse papel, as operações da Eletrobras são impactadas pelas políticas de desenvolvimento comercial, industrial e social promovidas pelo acionista União.

Os papéis empresarial e estatal são exercidos de forma estratégica, preservando-se os valores empresariais, voltados para o foco em resultado, ética e transparência,

empreendedorismo e inovação, sustentabilidade e valorização e comprometimento das pessoas, estando a companhia presente nos principais projetos estruturantes do país, o que torna a presença da Eletrobras de suma importância para o setor elétrico brasileiro, exercendo, assim, o interesse público que justificou sua criação pela Lei n.º 3.890-A, de 25 de abril de 1961.

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. Isso tem ocorrido por meio de ações práticas nas atividades internas da empresa, na forma de treinamentos que visam ao esclarecimento de conceitos relacionados ao tema, na promoção da equidade de gênero e raça nas campanhas publicitárias organizacionais e na criação do “Canal de Gênero”, instrumento que viabiliza denúncias e reclamações a respeito de questões de gênero. Esse é um compromisso também expresso no Código de Ética das Empresas Eletrobras e na Política de Responsabilidade Social das Empresas Eletrobras.

Além dos compromissos voluntários citados, a Eletrobras, como ente integrante da estrutura de governo, endossou a adesão do Brasil aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), aprovados em 2015 na Cúpula das Nações Unidas sobre o Desenvolvimento Sustentável. Demanda resultante da Rio+20, os ODS deverão orientar as políticas nacionais e as atividades de cooperação internacional nos próximos quinze anos, sucedendo e atualizando os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio (ODM). A Eletrobras se compromete a utilizar como orientadores de suas atividades os 17 objetivos para desenvolvimento sustentável estabelecidos no documento “Transformando Nosso Mundo: A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável”. Ainda em 2015, os ODS foram uma das referências para a revisão da Política de Responsabilidade Social das Empresas Eletrobras.

Dedicada a atuar de forma sustentável e a contribuir para a solução de questões globais, a Eletrobras integra o *Global Sustainable Electricity Partnership* (GSEP), fórum onde as maiores empresas mundiais de energia discutem as questões do setor elétrico global e contribuem com suas experiências para o desenvolvimento sustentável em todo o mundo.

Em 2015, essa entidade publicou o relatório “*Powering Innovation for a Sustainable Future*”, com o objetivo de influenciar os formadores de opinião e os responsáveis pela formulação do acordo do clima discutido na COP 21, em dezembro, em Paris. A Eletrobras teve participação ativa na elaboração do documento, que foi, em sua maior parte, produzido durante o período em que a companhia exerceu a presidência do GSEP (2014-2015). Em sua primeira atuação como presidente desse fórum, a Eletrobras indicou como tema a ser discutido durante o período “O Engajamento com *Stakeholders*”, tópico muito relevante no desenvolvimento de novos projetos de infraestrutura e cujas melhores práticas devem ser conhecidas.

Normas e regulamentos de criação, alteração e funcionamento da unidade

A Eletrobras foi criada pela Lei n.º 3.890-A, de 25 de abril de 1961, alterada pelas Leis n.º 4.400, de 31 de agosto de 1964, n.º 9.648, de 27 de maio de 1998, n.º 11.943, de 28 de maio de 2009, n.º 12.375, de 30 de dezembro de 2010, n.º 12.385, de 3 de março de 2011, e n.º 12.688, de 18 de julho de 2012, e pela Medida Provisória n.º 2.181-45, de 24 de agosto de 2001.

Seu estatuto social foi aprovado pelo Decreto n.º 4.559, de 30 de dezembro de 2002, alterado pelo Decreto n.º 5.723, de 16 de março de 2006.

Por ser uma sociedade anônima de capital aberto, cujo acionista majoritário é a União, rege-se tanto pela Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, a Lei das Sociedades Anônimas, como pelas normas de direito público, das quais se destaca a Lei n.º 8.666, de 21 de junho de 1993.

Internamente, a Eletrobras elabora documentos normativos de cunho corporativo utilizados na empresa para orientar a tomada de decisões, racionalizar o trabalho e/ou estabelecer regras.

Ambiente de atuação

A Eletrobras é uma sociedade anônima de economia mista federal, de capital aberto. Possui o controle acionário nas seguintes empresas, com as quais mantém uma plataforma de marca integrada, à exceção da Celg D, sendo todas elas, em conjunto, denominadas “empresas Eletrobras”:

1. Geração e Transmissão

- Eletrobras Chesf, com 99,58% do capital;
- Eletrobras Eletronorte, com 99,47% do capital;
- Eletrobras Eletrosul, com 99,88% do capital;
- Eletrobras Furnas, com 99,56% do capital; e
- Eletrobras Amazonas GT, com 100% do capital.

2. Geração

- Eletrobras Eletronuclear, com 99,91% do capital; e
- Eletrobras CGTEE, com 99,99% do capital.

3. Distribuição

- Eletrobras Distribuição Acre, com 100% do capital;
- Eletrobras Distribuição Alagoas, com 100% do capital;
- Eletrobras Distribuição Amazonas, com 100% do capital;
- Eletrobras Distribuição Piauí, com 100% do capital;
- Eletrobras Distribuição Rondônia, com 100% do capital;
- Eletrobras Distribuição Roraima, com 100% do capital; e
- Celg D, com 50,93% do capital.

4. Centro de Pesquisa

- Eletrobras Cepel, com 100% do capital.

5. Participação acionária

- Eletrobras Eletropar, com 83,71% do capital.

A companhia ainda possui 50% do capital social da Itaipu Binacional.

Com o avanço do processo de interligação de Manaus ao Sistema Interligado Nacional (SIN), foi criada a subsidiária Amazonas Geração e Transmissão de Energia S. A. (AmGT), dedicada a conduzir as atividades de geração e transmissão de energia elétrica do norte do país, como uma primeira etapa da desverticalização da subsidiária Amazonas Distribuidora de Energia S. A. (Eletrobras Amazonas Energia). A Amazonas Energia se manterá exclusivamente dedicada à distribuição.

O controle acionário da Companhia Celg de Distribuição S. A. (Celg D) foi adquirido pela Eletrobras em 2015, sendo esta companhia consolidada contabilmente desde

setembro de 2014. Em 28 de dezembro de 2015, por meio da 164ª Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas da Eletrobras deliberaram pela venda da totalidade das ações da Celg D, pertencentes à Eletrobras, observando-se a legislação aplicável ao Plano Nacional de Desestatização (PND).

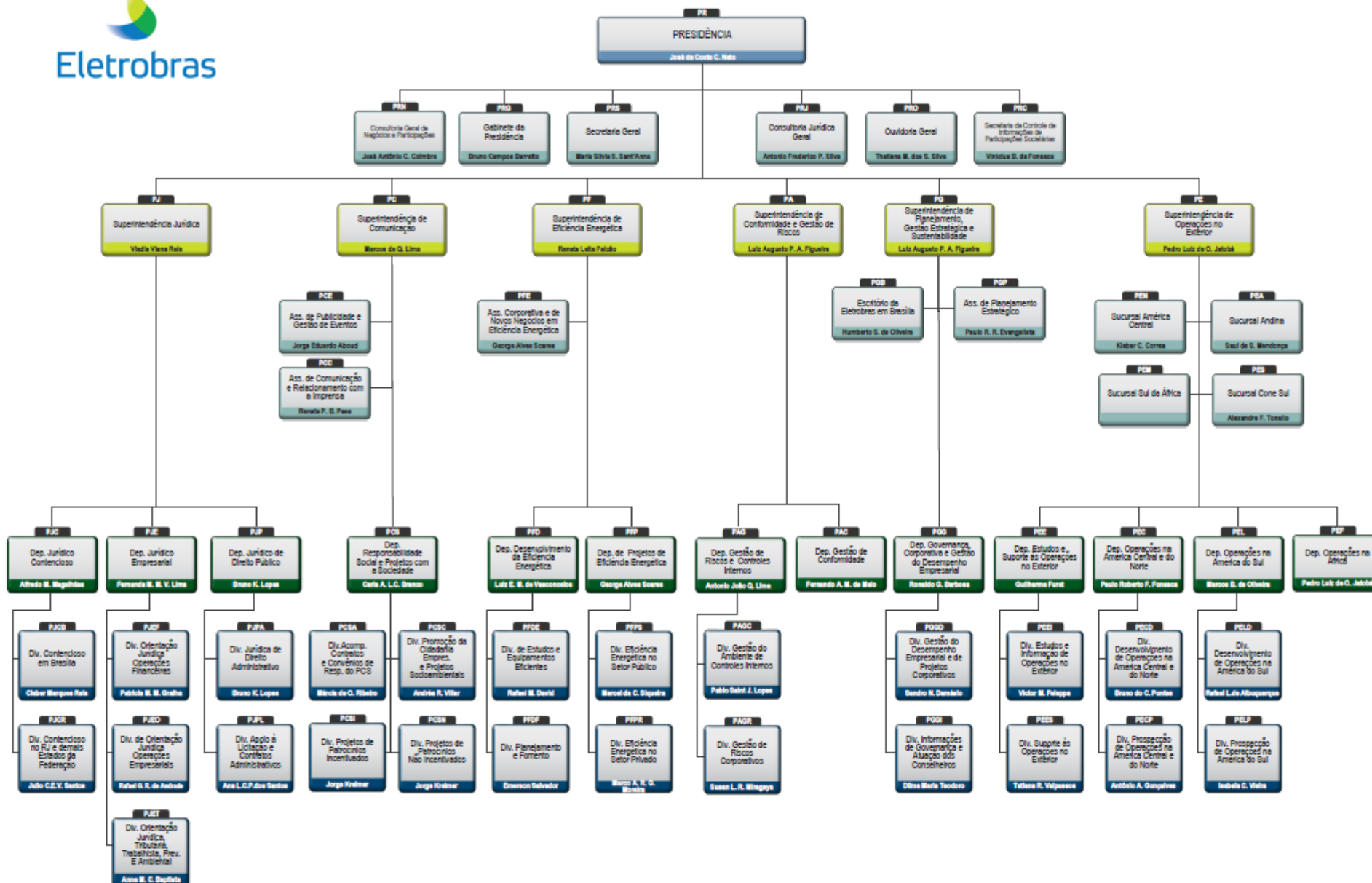
A Eletrobras *holding* possui ainda 140 parcerias diretas para desenvolvimento, implantação e exploração de novos empreendimentos por meio de Sociedades de Propósito Específico (SPEs) no Brasil, em sua maioria com participação de até 49% do capital social, e mais 3 parcerias em SPEs no exterior, além de participações minoritárias em 25 empresas de energia elétrica. Considerando as participações diretas e indiretas, no Brasil e no exterior, as empresas Eletrobras possuem participação em 178 SPEs.

Organograma

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

Ainda para atendimento ao objetivo deste documento, demonstramos a seguir o organograma de cada diretoria e o quadro resumo das unidades estratégicas da Eletrobras, com suas principais competências e os seus respectivos titulares, destacando os seus períodos de atuação. Ressalta-se que foram consideradas como unidades estratégicas aquelas subordinadas diretamente às diretorias.

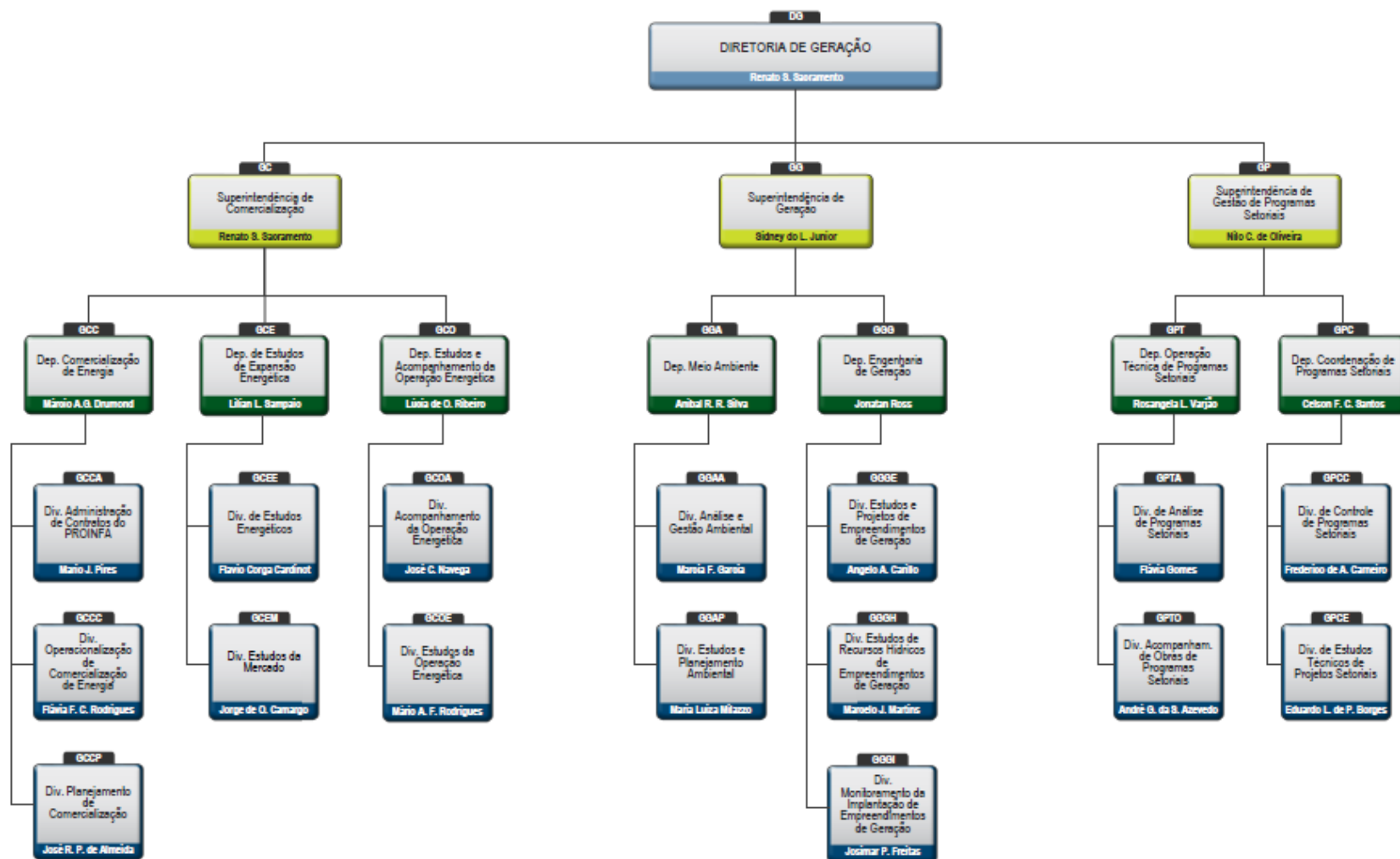
2.1. Presidência



PR - PRESIDÊNCIA				
Presidência - PR	Cumprir as diretrizes do Ministério de Minas e Energia – MME e gerir a Eletrobras.	José da Costa C. Neto	Presidente	Desde 24/04/2015
Consultoria Geral de Negócios e Participações - PRN	Assistir o Presidente e os demais Diretores em questões específicas sobre o acompanhamento dos empreendimentos de expansão das empresas Eletrobras, desenvolvidas no âmbito das participações societárias, bem como sobre aspectos de gestão de cunho estratégico.	José Antonio Correa Coimbra	Chefe de Assessoria	Desde 02/02/2015
Gabinete da Presidência - PRG	Assistir, diretamente, o Presidente, prestando-lhe apoio nas atividades desenvolvidas na Empresa.	Bruno Campos Barretto	Chefe de Assessoria	Desde 16/12/2013
Secretaria Geral - PRS	Apoiar administrativamente os órgãos da Administração Superior da Eletrobras.	Maria Sílvia S. Sant'Anna	Chefe de Assessoria	Desde 23/09/2013
Consultoria Jurídica Geral - PRJ	Assessorar o Presidente e os demais Diretores em questões jurídicas específicas.	Antonio Frederico P. Silva	Chefe de Assessoria	Desde 01/06/2012
Ouvidoria Geral - PRO	Intermediar e facilitar o relacionamento entre a Eletrobras e suas partes interessadas, de forma transparente, contribuindo para o aprimoramento dos processos, a manutenção dos princípios éticos empresariais, a credibilidade e o fortalecimento da imagem e da reputação da empresa.	Thatiana Martins dos Santos Silva	Chefe de Assessoria	Desde 23/03/2015
Secretaria de Controle de Informações de Participações Societárias - PRC	Controlar as informações e os documentos de investimentos referentes a participações em sociedades nas quais a Eletrobras e suas empresas participem como sócias, assim como em projetos de desinvestimentos.	Vinício Brito da Fonseca	Chefe de Assessoria	Desde 06/07/2015
Superintendência Jurídica - PJ	Superintender as atividades de representação jurídica e administrativa, bem como de assessoramento jurídico da Eletrobras.	Vlãdia Viana Reis	Superintendente	Desde 01/06/2012
Superintendência de Comunicação - PC	Superintender as atividades de Comunicação, de Eventos e de Responsabilidade Social e Projetos com a Sociedade.	Marcos de Queiroz Lima	Superintendente	Desde 29/07/2015
Superintendência de Eficiência Energética - PF	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.	Renata Leite Falcão	Superintendente	Desde 01/08/2012
Superintendência de Conformidade e Gestão de Riscos - PA	Superintender as atividades da Presidência da Eletrobras, no âmbito da gestão dos riscos corporativos, da gestão do ambiente de controles internos e da adequação a leis, normas e conduta ética.	Luiz Augusto Pereira de Andrade Figueira	Superintendente	Desde 01/12/2015
Superintendência de Planejamento, Gestão Estratégica e Sustentabilidade - PG	Superintender e coordenar as atividades da Presidência da Eletrobras no âmbito do Planejamento, Gestão de Assuntos Estratégicos e Sustentabilidade.	Luiz Augusto Pereira de Andrade Figueira	Superintendente	Desde 01/12/2015
Superintendência de Operações no Exterior - PE	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.	Pedro Luiz de O. Jatobá	Superintendente	Desde 17/12/2014

Quadro resumo das Unidades Estratégicas da Presidência - PR

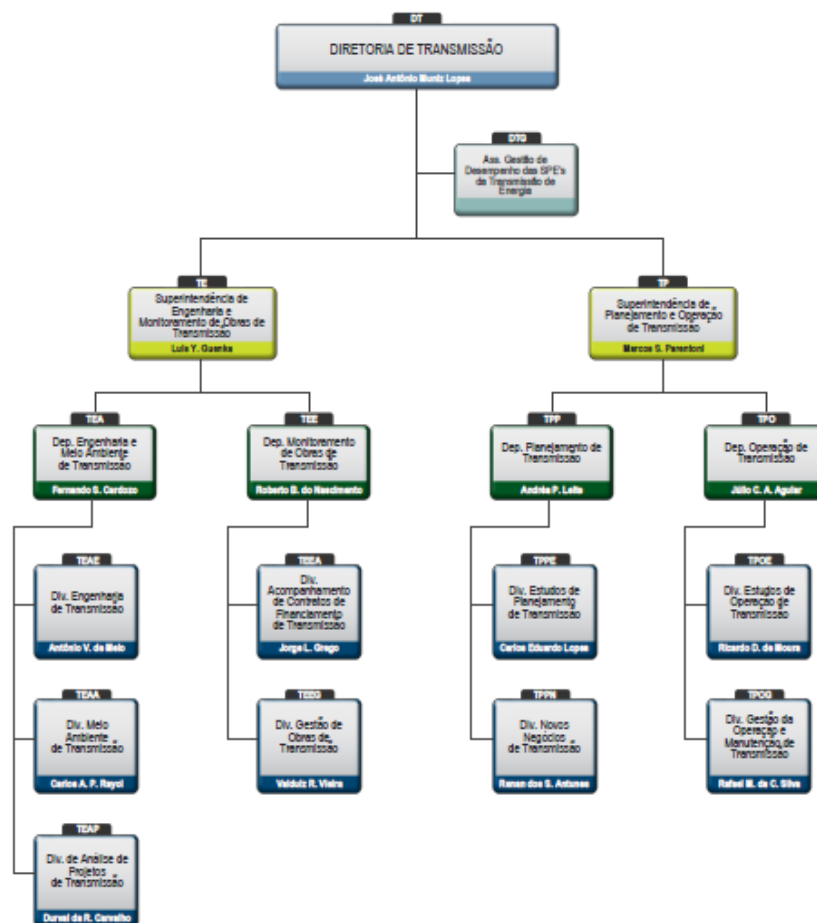
2.2. Diretoria de Geração



DG - DIRETORIA DE GERAÇÃO				
Diretoria de Geração - DG	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.	Renato Soares Sacramento	Diretor	Desde 24/08/2015
Superintendência de Comercialização - GC	Superintender atividades de comercialização de energia elétrica, de estudos de expansão da oferta de energia elétrica e de planejamento e acompanhamento da operação energética.	Renato Soares Sacramento	Superintendente	Desde 24/08/2015
Superintendência de Geração - GG	Superintender as atividades relativas a estudos ambientais, engenharia e gestão de obras de geração da Eletrobras.	Sidney do L. Junior	Superintendente	Desde 01/09/2013
Superintendência de Gestão de Programas Setoriais - GP	Coordenar os trabalhos de análise e gestão de atividades da Diretoria de Geração decorrentes de Programas Setoriais.	Nilo C. de Oliveira	Superintendente	Desde 01/09/2013

Quadro resumo das Unidades Estratégicas da Diretoria de Geração - DG

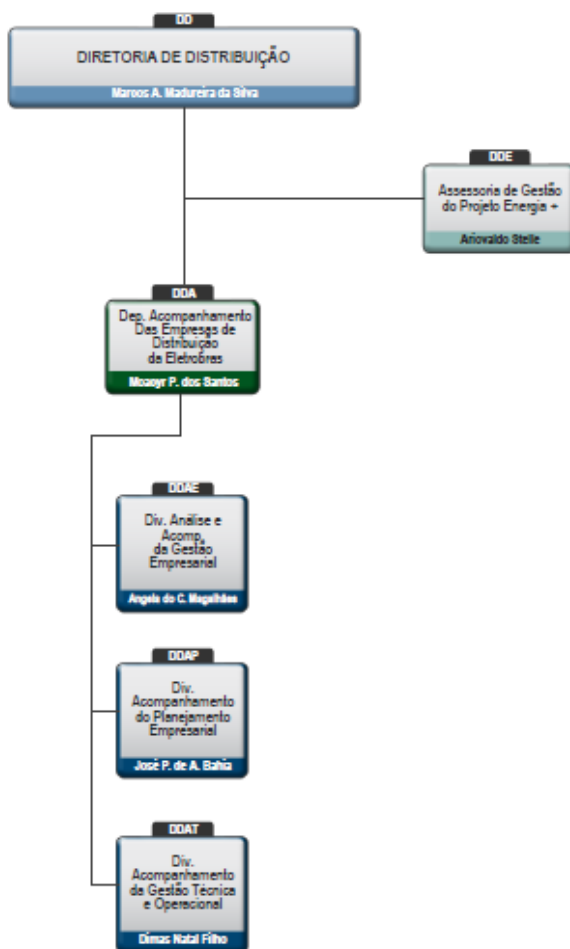
2.3. Diretoria de Transmissão



DT - DIRETORIA DE TRANSMISSÃO				
Diretoria de Transmissão - DT	Liderar a expansão, bem como avaliar permanentemente a continuidade e segurança do sistema de transmissão de energia elétrica das empresas Eletrobras.	José Antônio Muniz Lopes	Diretor	Desde 25/02/2011
Assessoria de Gestão de Desempenho das SPE's de Transmissão de Energia - DTG	Monitorar e analisar o desempenho operacional das Sociedades de Propósitos Específicos – SPE's de transmissão das empresas Eletrobras.	Sem nomeação	Chefe de Assessoria	-
Superintendência de Engenharia e Monitoramento de Obras de Transmissão - TE	Superintender as atividades referentes à engenharia e às obras de transmissão.	Luis Y. Guenka	Superintendente	Desde 26/05/2009
Superintendência de Planejamento e Operação de Transmissão - TP	Superintender as atividades referentes ao planejamento e à operação da transmissão.	Marcos S. Parentoni	Superintendente	Desde 27/03/2006

Quadro resumo das Unidades Estratégicas da Diretoria de Transmissão - DT

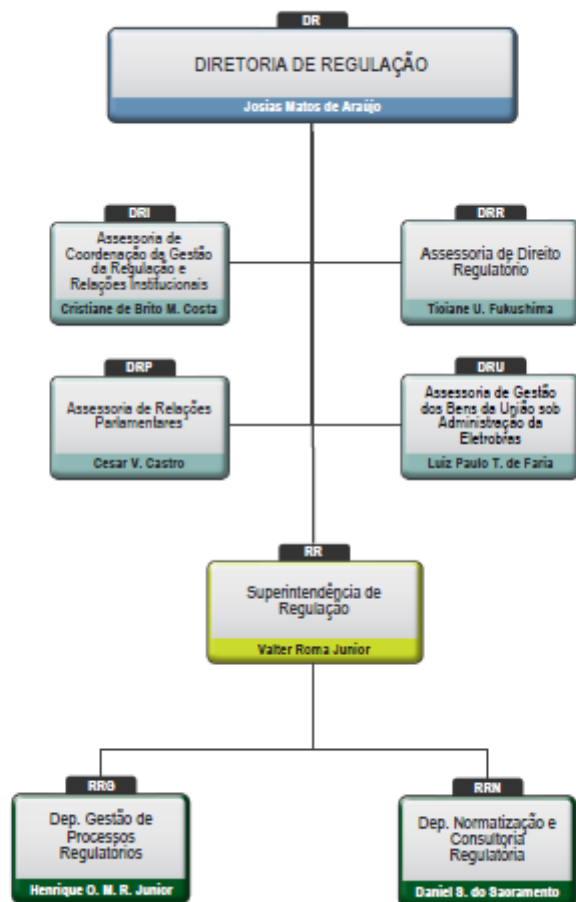
2.4. Diretoria de Distribuição



DD - DIRETORIA DE DISTRIBUIÇÃO				
Diretoria de Distribuição - DD	Tratar do planejamento, administração e controle das Empresas de Distribuição da Eletrobras.	Marcos A. Madureira da Silva	Diretor	Desde 04/04/2014
Assessoria de Gestão do Projeto Energia Mais - DDE	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.	Ariovaldo Stelle	Chefe de Assessoria	Desde 01/06/2011
Departamento de Acompanhamento das Empresas de Distribuição da Eletrobras - DDA	Acompanhar o desempenho das Empresas de Distribuição da Eletrobras.	Moacyr P. dos Santos	Chefe de Departamento	Desde 01/04/2014

Quadro resumo das Unidades Estratégicas da Diretoria de Distribuição - DD

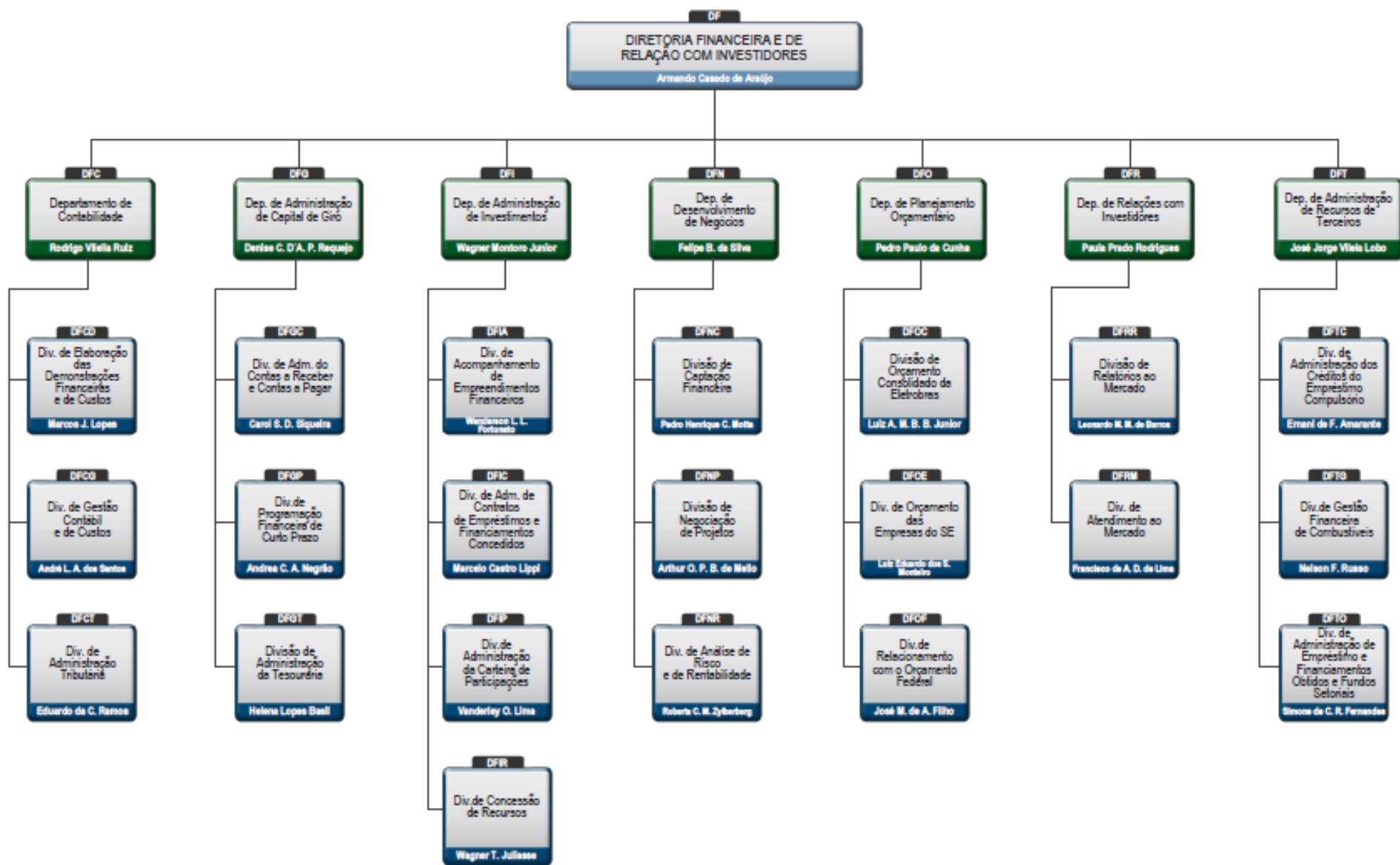
2.5. Diretoria de Regulação



DR - DIRETORIA DE REGULAÇÃO				
Diretoria de Regulação - DR	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.	Josias Matos de Araújo	Diretor	Desde 01/07/2014
Assessoria de Coordenação da Gestão da Regulação e Relações Institucionais - DRI	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.	Cristiane de Brito M. Costa	Chefe de Assessoria	Desde 03/11/2015
Assessoria de Relações Parlamentares - DRP	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.	Cesar V. Castro	Chefe de Assessoria	Desde 03/11/2015
Assessoria de Direito Regulatório - DRR	Assessorar e subsidiar a Diretoria nos assuntos de direito regulatório de energia elétrica.	Ticiane U. Fukushima	Chefe de Assessoria	Desde 01/07/2014
Assessoria de Gestão dos Bens da União sob Administração da Eletrobras - DRU	Assessorar e coordenar as atividades relativas aos Bens da União Sob Administração - BUSA.	Luiz Paulo T. de Faria	Chefe de Assessoria	Desde 01/07/2014
Superintendência de Regulação - RR	Superintender as atividades relativas à regulação setorial dos negócios de geração e transmissão de energia elétrica das empresas Eletrobras.	Valter Roma Junior	Superintendente	Desde 01/07/2014

Quadro resumo das Unidades Estratégicas da Diretoria de Regulação - DR

2.6. Diretoria Financeira e de Relação com Investidores



DF - DIRETORIA FINANCEIRA E DE RELAÇÃO COM INVESTIDORES				
Diretoria Financeira e de Relação com Investidores - DF	Gerir o fluxo financeiro da Eletrobras e dos fundos setoriais.	Armando Casado de Araújo	Diretor	Desde 02/06/2008
Departamento de Contabilidade - DFC	Administrar as atividades contábeis da Eletrobras.	Rodrigo Vilella Ruiz	Chefe de Departamento	Desde 16/12/2013
Departamento de Administração de Capital de Giro - DFG	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.	Denise C. D'A.P. Requejo	Chefe de Departamento	Desde 19/11/2009
Departamento de Administração de Investimentos - DFI	Contratar, administrar e analisar o desempenho de todos os investimentos da Eletrobras.	Wagner Montoro Junior	Chefe de Departamento	Desde 24/03/2003
Departamento de Desenvolvimento de Negócios - DFN	Analisar a participação da Eletrobras em novos negócios.	Felipe Baptista da Silva	Chefe de Departamento	Desde 01/05/2015
Departamento de Planejamento Orçamentário - DFO	Realizar o planejamento econômico-financeiro da Eletrobras e a consolidação do orçamento das empresas do Sistema Eletrobras.	Pedro Paulo da Cunha	Chefe de Departamento	Desde 21/11/2006
Departamento de Relações com Investidores - DFR	Administrar a relação com investidores, acionistas e agentes formadores de opinião do Mercado Financeiro e de Capitais.	Paula Prado Rodrigues	Chefe de Departamento	Desde 16/01/2012
Departamento de Administração de Recursos de Terceiros - DFT	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.	José Jorge Vilela Lobo	Chefe de Departamento	Desde 01/11/2009

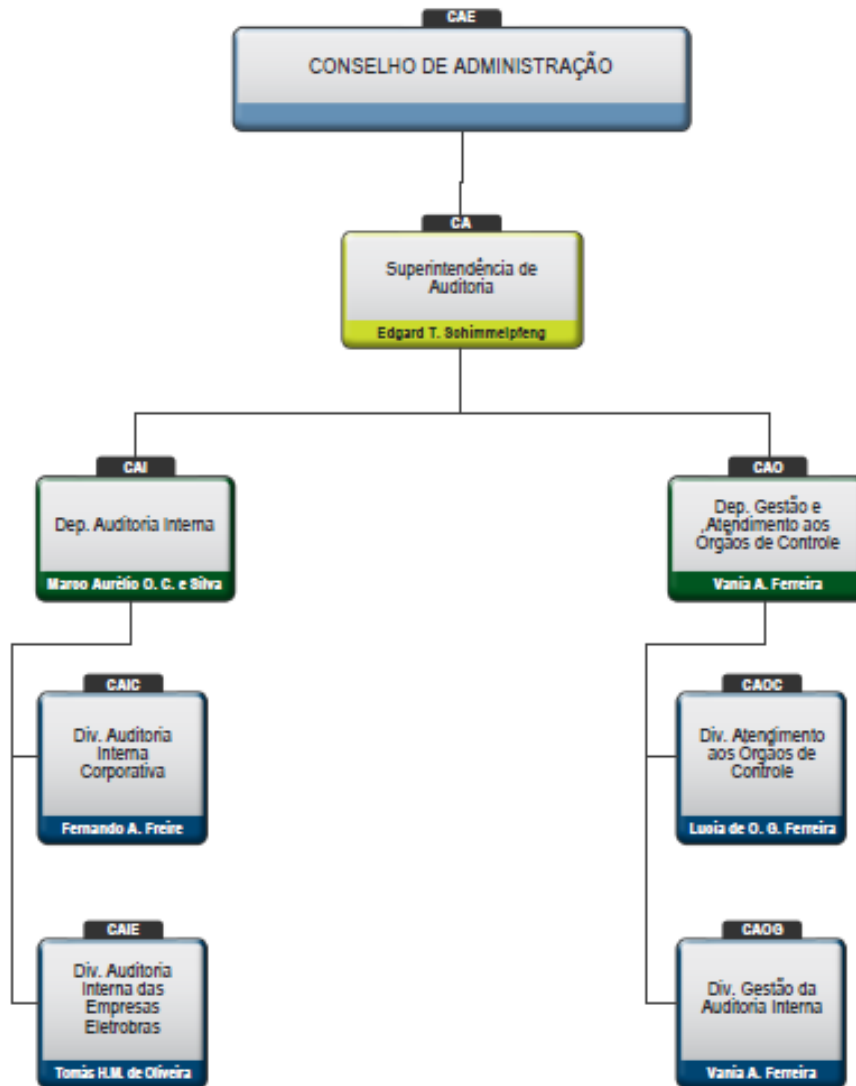
Quadro resumo das Unidades Estratégicas da Diretoria Financeira e de Relação com Investidores – DF

DA - DIRETORIA DE ADMINISTRAÇÃO				
Diretoria de Administração - DA	Liderar a coordenação das atividades referentes a suprimentos e administração geral, desenvolvimento e gestão de pessoas, tecnologia da informação, desenvolvimento organizacional, bem como relações trabalhistas e sindicais.	Alexandre Aniz	Diretor	Desde 21/08/2014
Superintendência de Gestão do Programa ProERP - AP	Gerir o Programa ProERP, supervisionando o cumprimento das metas dos projetos que o compõem, bem como a observância às diretrizes estabelecidas.	Manoel Aguinaldo Guimarães	Superintendente	Desde 01/12/2015
Assessoria de Relações Trabalhistas e Sindicais - DAT	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 das empresas Eletrobras.	Maurício Joseph M. Filho	Chefe de Assessoria	Desde 11/11/2014
Departamento de Administração Geral - DAA	Gerenciar os processos relativos à Administração Patrimonial, Manutenção Predial, Serviços Gerais e Engenharia de Segurança do Trabalho.	Paulo de T. França	Chefe de Departamento	Desde 01/07/2014
Departamento de Contratações - DAC	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.	Ana Lucia R. Rocha	Chefe de Departamento	Desde 03/02/2014
Departamento de Desenvolvimento de Pessoas - DAD	Propor políticas e diretrizes e planejar, coordenar, executar e acompanhar ações de desenvolvimento de pessoas do Sistema Eletrobras alinhadas às estratégias organizacionais.	Wilson dos Santos	Chefe de Departamento	Desde 01/10/2008
Departamento de Gestão de Pessoas - DAG	Propor políticas e diretrizes de gestão de pessoas para a Eletrobras e para as empresas Eletrobras, alinhadas às estratégias empresariais, bem como planejar, coordenar, executar e acompanhar as ações decorrentes.	Wilson dos Santos	Chefe de Departamento	Desde 01/10/2008
Departamento de Tecnologia da Informação - DAI	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.	Alexandre A. Faustino	Chefe de Departamento	Desde 03/02/2014
Departamento de Desenvolvimento Organizacional - DAO	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.	Alberto Wajzenberg	Chefe de Departamento	Desde 01/06/2010

Quadro resumo das Unidades Estratégicas da Diretoria de Administração - DA



2.8. Superintendência de Auditoria Interna, subordinada ao Conselho de Administração



CAE - CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO				
Áreas/ Subunidades Estratégicas	Competências	Titular	Cargo	Período de atuação
Superintendência de Auditoria - CA	Superintender as atividades de Auditoria Interna, de modo a verificar a adequação, eficiência e eficácia dos sistemas de controles internos, a observância à legislação e aos atos normativos internos e externos, bem como o cumprimento dos planos, metas, objetivos e políticas definidos pela empresa.	Edgard T. Schimmelpfeng	Superintendente	Desde 15/05/2008
Departamento de Auditoria Interna - CAI	Gerenciar os trabalhos de auditoria corporativos e nas Empresas do Sistema Eletrobras.	Marco Aurélio O. C. e Silva	Chefe de Departamento	Desde 23/09/2013
Departamento de Gestão e Atendimento aos Órgãos de Controle - CAO	Gerenciar as ações de planejamento e gestão da Auditoria Interna, bem como as referentes ao atendimento a órgãos de controle.	Vania A. Ferreira	Chefe de Departamento	Desde 08/07/2008

Quadro resumo das Unidades Estratégicas da Superintendência de Auditoria, subordinada ao Conselho de Administração - CA

Macroprocessos finalísticos

Várias iniciativas de gestão necessitam da visão de processos das empresas Eletrobras para o desenvolvimento de suas ações, tanto no âmbito da *holding* quanto de suas empresas.

Com esse intuito, em 2012, foi desenvolvida a “Arquitetura de Processos das Empresas Eletrobras”, aprovada em 27 de julho de 2015 por meio da Resolução n.º 411.

Os macroprocessos finalísticos contemplados encontram-se elencados a seguir. Entretanto, a nomeação das áreas responsáveis pelos macroprocessos ainda não foi concluída, não sendo, portanto, informadas neste relatório.

1 Macroprocessos de Geração e Comercialização

MACROPROCESSO	DESCRIÇÃO	PRODUTOS E SERVIÇOS	PRINCIPAIS CLIENTES
PROSPECÇÃO, ANÁLISE E IDENTIFICAÇÃO DE OPORTUNIDADES EM NEGÓCIOS DE GERAÇÃO	Prospear, analisar e identificar oportunidades de expansão de oferta de energia em negócios de geração para definir a carteira preliminar de potenciais projetos, considerando uma avaliação de riscos e viabilidades, e subsidiar a construção do portfólio de projetos empresariais.	<ul style="list-style-type: none"> -Portfólio preliminar de geração -Posicionamento da LP e DRDH -Estudo de viabilidade técnica, econômica, ambiental e comercial -Demanda de suporte técnico pelas empresas Eletrobras -Demandas de Tecnologia e P&D+I 	Macroprocessos: -GESTÃO EMPRESARIAL -AVALIAÇÃO E DEFINIÇÃO DA INCORPORAÇÃO DO NOVO NEGÓCIO DE GERAÇÃO -IMPLANTAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO PRÓPRIOS -TECNOLOGIA E P&D+I
AVALIAÇÃO E DEFINIÇÃO DA INCORPORAÇÃO DO NOVO NEGÓCIO DE GERAÇÃO	Avaliar a atratividade do negócio, alinhada às estratégias empresariais, definindo as condições de participação, de forma a agregar valor à empresa e aos acionistas.	<ul style="list-style-type: none"> -Contratos para incorporação de energia nova -Plano Integrado do Negócio -Pré-contratos com fornecedores -Estratégias para contratação de bens e serviços -Documentos de habilitação -Empreendimentos corporativos -LP -Demanda de suporte técnico pelas empresas Eletrobras -Demandas de Tecnologia e P&D+I 	Macroprocessos: -ELABORAÇÃO DE ESTRATÉGIA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA PRÓPRIA EXISTENTE E GESTÃO DE CONTRATOS -IMPLANTAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO PRÓPRIOS -GESTÃO DAS PARTICIPAÇÕES ACIONÁRIAS -TECNOLOGIA E P&D+I
IMPLANTAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO PRÓPRIOS	Melhorar ou cumprir o que foi estabelecido no Plano Integrado do Negócio, em conformidade com os prazos, custos e exigências regulatórias do setor e de QSMS.	<ul style="list-style-type: none"> -Projeto "as built" e documentos técnicos -Estruturas e equipamentos -LO -Informações da implantação do empreendimento -Informações de rentabilidade do empreendimento 	Macroprocessos: -OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO CORPORATIVA DE GERAÇÃO -ELABORAÇÃO DE ESTRATÉGIA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA PRÓPRIA EXISTENTE E GESTÃO DE CONTRATOS -GESTÃO EMPRESARIAL

<p>OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO CORPORATIVA DE GERAÇÃO</p>	<p>Maximizar a disponibilidade dos ativos de geração, atendendo aos requisitos técnicos, comerciais e regulatórios, com segurança, qualidade e economicidade.</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Energia produzida -Disponibilidades de ativos -Condicionantes socioambientais -Sugestões de melhorias, modernização e reparos -Proposta de Projeto de Engenharia -Demanda de suporte técnico pelas empresas Eletrobras -Demandas de Tecnologia e P&D+I 	<p>Macroprocessos:</p> <ul style="list-style-type: none"> -ELABORAÇÃO DE ESTRATÉGIA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA PRÓPRIA EXISTENTE E GESTÃO DE CONTRATOS -GESTÃO EMPRESARIAL -TECNOLOGIA E P&D+I
<p>ELABORAÇÃO DE ESTRATÉGIA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA PRÓPRIA EXISTENTE E GESTÃO DE CONTRATOS</p>	<p>Comercializar energia existente minimizando os riscos associados ao processo, otimizando o portfólio de contratos e maximizando a receita líquida do negócio.</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Demanda de suporte técnico pelas empresas Eletrobras -Demandas de Tecnologia e P&D+I -Liquidação da CCEE -Pagamentos Aprovados -NF-e -Disponibilidades das usinas -Energia produzida -Diretrizes da comercialização 	<p>Macroprocessos:</p> <ul style="list-style-type: none"> -TECNOLOGIA E P&D+I -GESTÃO DE FINANÇAS -OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO CORPORATIVA DE GERAÇÃO

2. Macroprocessos de Transmissão

MACROPROCESSO	DESCRIÇÃO	PRODUTOS E SERVIÇOS	PRINCIPAIS CLIENTES
PROSPECÇÃO, ANÁLISE E IDENTIFICAÇÃO DE OPORTUNIDADES EM NEGÓCIOS DE TRANSMISSÃO	Definir a carteira preliminar de potenciais projetos para a expansão, ampliação e reforços da transmissão de energia, considerando uma avaliação de riscos e viabilidades, subsidiando a construção do portfólio de projetos empresariais.	<ul style="list-style-type: none"> -Portfólio preliminar de transmissão -Estudos internos de viabilidade -Demanda de suporte técnico pelas empresas Eletrobras -Demandas de Tecnologia e P&D+I 	Macroprocessos: -GESTÃO EMPRESARIAL -AVALIAÇÃO E DEFINIÇÃO DA INCORPORAÇÃO DO NOVO NEGÓCIO DE TRANSMISSÃO -IMPLANTAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO PRÓPRIOS -TECNOLOGIA E P&D+I
AVALIAÇÃO E DEFINIÇÃO DA INCORPORAÇÃO DO NOVO NEGÓCIO DE TRANSMISSÃO	Avaliar a atratividade do negócio para incorporação de novos negócios buscando a melhor rentabilidade.	<ul style="list-style-type: none"> -Informações para o pré-operacional da operação e manutenção -Autorização da Aneel -Plano Integrado do Negócio -Pré-contratos com fornecedores -Resultado do leilão homologado -Diretrizes para implantação -SPE constituída -Demanda de suporte técnico pelas empresas Eletrobras -Demandas de Tecnologia e P&D+I 	Macroprocessos: -OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO CORPORATIVA DA TRANSMISSÃO -IMPLANTAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO PRÓPRIOS -GESTÃO DAS PARTICIPAÇÕES ACIONÁRIAS -TECNOLOGIA E P&D+I

<p>IMPLANTAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO PRÓPRIOS</p>	<p>Assegurar, manter e/ou aumentar as receitas dos negócios de transmissão da empresa atendendo ao que foi estabelecido no planejamento do empreendimento de transmissão.</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Relação dos equipamentos sobressalentes -Relatório de Comissionamento -Subestações, equipamentos e LT -Custo da implantação e operação e manutenção -Lista de pendências não impeditivas e soluções implantadas -Projeto “<i>as built</i>” e documentos técnicos -LO -Contratos de transmissão -Termo de Referência -Especificação Técnica -Relação dos sobressalentes para aquisição -Minuta de contrato (critérios de medição, política ambiental e condições de segurança) -Relatório de testes (suprimentos) -Informação para imobilização 	<p>Macroprocessos:</p> <ul style="list-style-type: none"> -OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO CORPORATIVA DA TRANSMISSÃO -PROCESSOS DE SUPORTE
<p>OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO CORPORATIVA DA TRANSMISSÃO</p>	<p>Maximizar a disponibilidade dos ativos de transmissão, atendendo aos requisitos técnicos, comerciais e regulatórios, com segurança, qualidade e economicidade.</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Indicadores operacionais -Contratos de transmissão -Apuração e consolidação da Parcela Variável 	<p>Macroprocesso:</p> <ul style="list-style-type: none"> GESTÃO EMPRESARIAL IMPLANTAÇÃO DE EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO PRÓPRIOS GESTÃO JURÍDICA GESTÃO DE FINANÇAS

3 Macroprocessos de Distribuição

MACROPROCESSO	DESCRIÇÃO	PRODUTOS E SERVIÇOS	PRINCIPAIS CLIENTES	SUBUNIDADES RESPONSÁVEIS (Conforme Organograma anexo)
PROSPECÇÃO DO NEGÓCIO DE DISTRIBUIÇÃO	Embasar a tomada de decisões para o Planejamento Empresarial através da disponibilização de informações de mercado e carga de forma organizada.	-Dados de medições de fronteira -Informações de mercado e carga (Projeção) -Informações de Mercado e Carga	Macroprocessos: -CONTRATAÇÃO DE ENERGIA -PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO -DISPONIBILIZAÇÃO DE ENERGIA	DD
PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA DISTRIBUIÇÃO	Elaborar um plano de obras para expansão com o objetivo de atender ao mercado em conformidade com o ambiente regulatório e a estratégia da empresa.	-Demanda de suporte técnico pelas empresas Eletrobras -Demandas de tecnologia e P&D+I -Plano de expansão do sistema	Macroprocessos: -TECNOLOGIA E P&D+I -GESTÃO EMPRESARIAL -IMPLANTAÇÃO DO EMPREENDIMENTO	DD
IMPLANTAÇÃO DO EMPREENDIMENTO DE DISTRIBUIÇÃO	Cumprir a execução do plano de obras em conformidade com o prazo, custos e exigências do órgão regulador.	-Entrega do Empreendimento com Termo de conclusão da obra -Cadastramento da obra no SGTD -“ <i>As Built</i> ” da obra -LO -Informação quanto ao prazo de atendimento ao serviço -Respostas das áreas quanto à solicitação de apoio operacional e técnico -Cadastro da rede no SGTD -Unitização da obra no sistema contábil da empresa (Capitalização do Ativo Imobilizado)	Macroprocessos: -DISPONIBILIZAÇÃO DE ENERGIA -COMERCIALIZAÇÃO E RELACIONAMENTO COM O CLIENTE -GESTÃO DE FINANÇAS	DD
CONTRATAÇÃO DE ENERGIA PARA DISTRIBUIÇÃO	Atender à totalidade do mercado por meio da contratação de energia elétrica de forma rentável.	-Relatórios de contabilização e liquidação da CCEE -Processo de pagamento -Documento de penalização	Macroprocessos: GESTÃO DE FINANÇAS	DD

<p>DISPONIBILIZAÇÃO DE ENERGIA DA DISTRIBUIÇÃO</p>	<p>Contribuir para a máxima disponibilidade do fornecimento de energia elétrica, com qualidade e continuidade, preservando o meio ambiente, a satisfação dos clientes e colaboradores, conforme estabelecido pelo Órgão Regulador.</p>	<ul style="list-style-type: none"> -DIC, FIC e compensação por nível de tensão. DRP/DRC -Histórico de queima de transformadores por sobrecarga -Histórico de atendimentos à ocorrências módulo OPER -Histórico de manutenção módulo MAN -Informações e resultados dos indicadores de desempenho do sistema -Respostas às solicitações de ouvidoria, ofícios da Aneel e indicadores -Resposta às solicitações dos órgãos da mídia sobre interrupções do sistema -Informações dos resultados de indicadores de gestão da operação -Relatório das necessidades operacionais -Cadastro de rede atualizado -Disponibilizar módulo OPER/PROJ -Disponibilizar módulo MAN / modulo PROJ -Acesso ao modulo 5: Estudos e Planejamento -F15Disponibilização do módulo PROJ / módulo CADASTRO 	<p>Macroprocessos:</p> <ul style="list-style-type: none"> -COMERCIALIZAÇÃO E RELACIONAMENTO COM O CLIENTE -PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO 	<p>DD</p>
---	--	---	---	-----------

<p>COMERCIALIZAÇÃO E RELACIONAMENTO COM O CLIENTE DA DISTRIBUIÇÃO</p>	<p>Atender à demanda do cliente com qualidade, segurança e dentro dos prazos regulatórios, garantindo sua satisfação e visando a Sustentabilidade do Negócio.</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Solicitação de extensão de rede -Solicitações de acesso -Informações do sistema comercial -Informações de carga -Solicitações de acesso -Emissão de fatura -Fatura para recuperação da perda -Baixa de arrecadação -Informações de inadimplência -Repasse de Valores de terceiros -Tratamento das situações de inadimplência -Recuperação da receita -Respostas das reclamações dos clientes com posicionamento técnico enviadas para ouvidoria -Solicitações de intervenção do sistema oriundos da área comercial -Cadastro de Unidade Consumidora Consolidado 	<p>Macroprocessos:</p> <ul style="list-style-type: none"> -IMPLANTAÇÃO DO EMPREENDIMENTO -PROSPECÇÃO DO NEGÓCIO -PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO -DISPONIBILIZAÇÃO DE ENERGIA -GESTÃO DE FINANÇAS 	<p>DD</p>
--	---	--	---	-----------

Composição acionária do capital social

Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobras				
		Ações Ordinárias (%)	Posição em	
		ACIONISTAS	31/12/2015	31/12/2014
Governo	Tesouro Nacional		41,0%	41,0%
	Outras Entidades Governamentais		20,1%	20,1%
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos		0,0%	0,0%
	Ações em Tesouraria		0,0%	0,0%
		% Governo		61,1%
Free Float	Pessoas Físicas		2,5%	2,6%
	Pessoas Jurídicas		6,8%	4,1%
	Capital Estrangeiro		10,0%	12,6%
		% free float		19,3%
Subtotal Ordinárias (%)			80,4%	80,4%
Ações Preferenciais			Posição em	
ACIONISTAS			31/12/2015	31/12/2014
Governo	Tesouro Nacional		0,0%	0,0%
	Outras Entidades Governamentais		2,7%	2,7%
	Fundos de Pensão que recebem recursos públicos		0,0%	0,0%
	Ações em Tesouraria		0,0%	0,0%
		% Governo		2,7%
Free Float	Pessoas Físicas		3,5%	4,8%
	Pessoas Jurídicas		4,8%	4,5%
	Capital Estrangeiro		8,6%	7,6%
		% free float		16,9%
Subtotal Preferenciais (%)			19,6%	19,6%
Total			100,0%	100,0%

Participação em outras sociedades

A participação, direta e indireta, da Eletrobras em suas principais controladas e coligadas é representada na tabela a seguir.

Denominação Social	Sociedade	Participação da Companhia nas Empresas Eletrobras			
		Ordinárias	Preferenciais	Participação Indireta	Total
Chesf	Controlada	100,00%	86,55%	0,00%	99,58%
Eletronorte	Controlada	99,48%	0,00%	0,00%	99,48%
Furnas	Controlada	99,83%	98,62%	0,00%	99,56%
Eletronuclear	Controlada	99,97%	99,72%	0,00%	99,91%
Eletrosul	Controlada	99,88%	0,00%	0,00%	99,88%
CGTEE	Controlada	99,99%	0,00%	0,00%	99,99%
Eletrobras Eletropar	Controlada	83,71%	0,00%	0,00%	83,71%
Itaipu	Controle compartilhado	50,00%	0,00%	0,00%	50,00%
Eletoacre	Controlada	97,71%	94,04%	0,00%	96,71%
Ceal	Controlada	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%
Amazonas Energia	Controlada	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%
Cepisa	Controlada	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%
Ceron	Controlada	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%
Boa Vista Energia	Controlada	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%
Celg D	Controlada	50,93%	0,00%	0,00%	50,93%
Energisa MT	Coligada	3,59%	40,13%	0,00%	27,52%
CEB Lajeado	Coligada	0,00%	100,00%	0,00%	40,07%
Lajeado Energia	Coligada	0,00%	90,78%	0,00%	40,07%
Paulista Lajeado	Coligada	0,00%	100,00%	0,00%	40,07%
EMAE	Coligada	0,00%	64,82%	0,00%	39,02%
CTEEP	Coligada	9,75%	52,44%	0,00%	35,37%
Cemar	Coligada	33,48%	37,29%	0,00%	33,55%
CEEE D	Coligada	32,23%	53,43%	0,00%	32,59%
CEEE GT	Coligada	32,23%	53,43%	0,00%	32,59%
Celesc	Coligada	0,03%	17,98%	0,00%	10,75%
Norte Energia S. A.	SPE (Eletrobras 15% / Chesf 15% / Eletronorte 19,98%)	15,00%	0,00%	34,98%	49,81%
Centrais Hidrelétricas de Centro America – CHC	SPE (Eletrobras 50%)	50,00%	0,00%	0,00%	50,00%
Mangue Seco 2	SPE (Eletrobras 49%)	49,00%	0,00%	0,00%	49,00%
Inambari Geração de Energia	SPE (Eletrobras 29,4% / Furnas 19,6%)	29,40%	0,00%	19,51%	48,91%

Principais eventos societários ocorridos no exercício

Os principais eventos societários ocorridos em 2015 são discriminados a seguir.

1) Alienação do controle acionário da Celg Distribuição S.A – Celg D

Em 2015, a companhia depositou as ações ordinárias representativas da participação acionária da Eletrobras no capital social da Celg D no Fundo Nacional de Desestatização – FND, incluindo essa concessionária no Programa Nacional Desestatização – PND.

Por meio da 164ª Assembleia Geral Extraordinária, foi aprovado, por maioria, a prorrogação da concessão da Celg D (Aneel n.º 063/2000) por mais 30 (trinta) anos, nos termos do Decreto n.º 8.461, de 2 de junho de 2015, do Despacho da Aneel n.º 3.540, de 20 de outubro de 2015, do Ofício n.º 3/2015-SE-MME e da minuta de instrumento contratual divulgado pela Aneel. Além disso, naquela mesma assembleia, foi aprovada, por maioria, a alienação do controle acionário da Celg D em leilão de desestatização a ser promovido pela BM&FBOVESPA, pelo preço mínimo e condições estabelecidas na Resolução n.º 11/2015 do Conselho Nacional de Desestatização – CND e que se encontram descritas na Proposta de Administração da referida AGE.

Espera-se que leilão de desestatização a ser promovido pela BM&FBOVESPA, cujo processo encontra-se sob a coordenação do BNDES, ocorra até o primeiro semestre de 2016, o que poderá injetar em torno de R\$ 1,4 bilhão no caixa da Eletrobras, sendo que a companhia adquiriu, em 2014, a respectiva participação acionária na Celg D por R\$59.532.810 (cinquenta e nove milhões, quinhentos e trinta e dois mil e oitocentos e dez reais).

Em dezembro de 2015, ocorreu a assinatura do 5º Termo Aditivo do Contrato de Concessão n.º 063/2000, por mais 30 anos, celebrado entre o MME e a Celg D.

A seguir, encontram-se as metas definidas pela Aneel por meio do aditivo supracitado, que deverá ser atendido pela Celg D.

Índice de Sustentabilidade Financeira – ISF

$LAJIDA \geq 0$ (até o término de 2017 e mantida em 2018, 2019 e 2020);

$\{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]\} \leq 1/0,8 * SELIC$ (até término de 2019); e

$\{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]\} \leq 1/1,11 * SELIC$ (até término de 2020).

DEC i – Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora

FEC i – Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora

DEC i (horas)					FEC i (interrupções)				
2020	2019	2018	2017	2016	2020	2019	2018	2017	2016
12,18	14,11	21,53	30,33	37,48	9,22	10,39	14,88	20,22	24,55

2) Desverticalização dos ativos e passivos relacionados às atividades de geração e transmissão de energia da Amazonas Energia S.A, com a transferência à Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. – Amazonas GT; aprovação da emissão, pela Amazonas Energia, de debêntures conversíveis em ações de emissão da companhia e permutáveis por ações de emissão da Amazonas GT (“Debêntures”), a serem integralmente subscritas e integralizadas pela Eletrobras;

3) Alteração nos investimentos em coligadas, conforme descrito a seguir.

A Eletrobras possui participação acionária minoritária em 27 empresas coligadas, conforme Nota Explicativa n.º 16 das Demonstrações Financeiras da Companhia, que, em 2015, tiveram as variações descritas nas tabelas a seguir, quais sejam: (i) novo aporte na Energisa S.A., em 2015, decorrente de aumento de capital proposto pelo controlador; e (ii) alienação da totalidade das ações da Tangará, no âmbito de processo de quitação de dívida desta com a Eletrobras.

Empresas Não Negociadas em Bolsa de Valores							
Empresa	Tipo	Forma de Controle	CNPJ		31/12/2015	31/12/2014	Variação
					R\$	R\$	R\$
TANGARÁ	Coligada G	Parceria	03.573.381/0001-96	Participação da Eletrobras no Capital Social	0.00	19.932.181,00	- 19.932.181,00
				Valor Recebido pela Alienação de Participação	249.958.152,39	0.00	249.958.152,39

Empresas Não Negociadas em Bolsa de Valores							
Empresa	Tipo	Forma de Controle	CNPJ		31/12/2015	31/12/2014	Variação
					R\$	R\$	R\$
ENERGISA	Coligada P	Sem Controle (EP)	00.864.214/0001-06	Participação da Eletrobras no Capital Social	37.713.056,28	30.193.565,58	7.519.490,70
				Valor Aportado no Ano	7.607.366,25	7.607.366,25	0,00

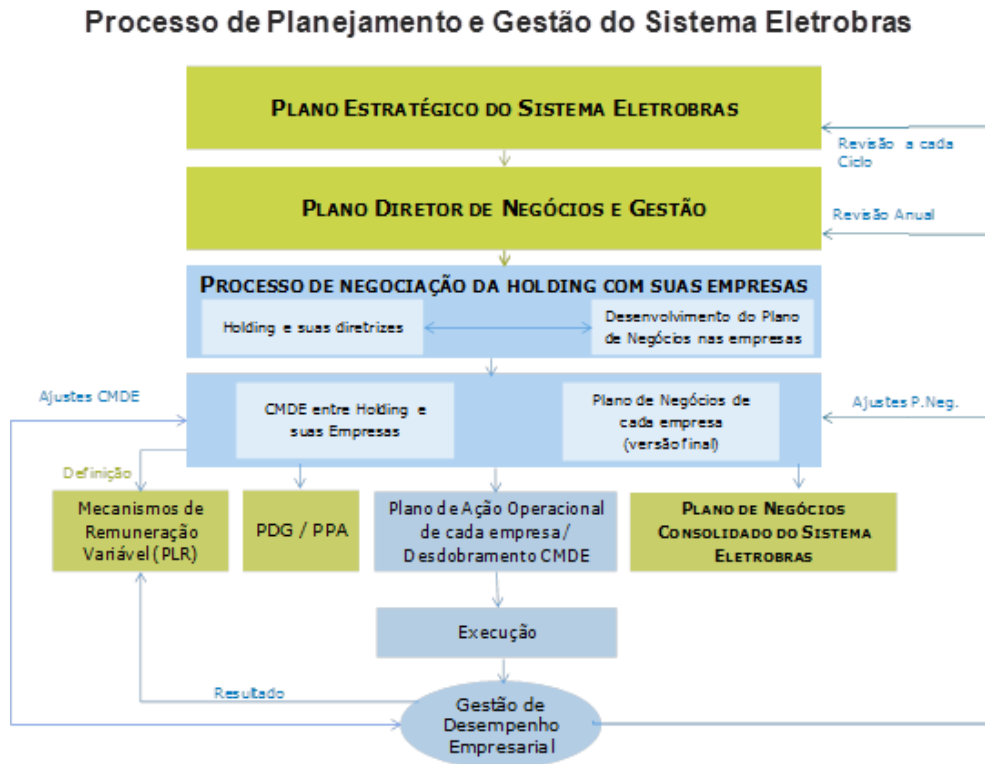
Notas: Sem Controle = Sem Influência Significativa;
 EP = Equivalência Patrimonial
 G: Geração; T: Transmissão; D: Distribuição P: Participação

A alteração nos investimentos em Sociedades de Propósito Específico é descrita a seguir.

Aumento do Capital Social em 2015 – Sociedade de Propósito Específico			
Empresas Eletrobras	SPE	Segmento de Negócio	Investimento no Capital em 2015 (R\$)
Eletronorte			326.671.002
Eletrobras	Norte Energia S.A	Geração	245.248.500
Chesf			245.248.500
Chesf	Energia Sustentável do Brasil S.A	Geração	195.199.800
Eletrosul			126.199.800
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S.A	Transmissão	194.040.000
Eletronorte			194.040.000
Eletronorte	Linha Verde Transmissora de Energia S.A	Transmissão	180.802.436
Eletrosul	Eólica Hermenegildo II S.A.	Geração	169.406.262
Furnas	Madeira Energia S.A	Geração	164.970.000
Furnas	Teles Pires Participações S.A	Geração	155.130.208
Chesf	Extremoz Transmissora de Energia S.A.	Transmissão	136.428.796
Eletrosul	Eólica Hermenegildo I S.A.	Geração	128.479.214
Eletrosul	Eólica Hermenegildo III S.A.	Geração	110.999.930
Eletronorte/Chesf/Furnas/ Eletrosul	Demais SPEs	Geração/ Transmissão	1.761.397.109

Planejamento Organizacional

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



O desdobramento desse plano ocorre com a emissão anual, pela *holding*, do Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG), com horizonte quinquenal, de 2015 a 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 Eletrobras e cada uma de suas empresas.



Com foco no cumprimento de sua Missão e realização de sua Visão de Futuro, a Eletrobras atua orientada por 5 Diretrizes Estratégicas, descritas na figura a seguir:

Diretriz	Descrição
Desempenho Econômico-Financeiro Superior	Aprimoramento da gestão técnica e econômico-financeira dos empreendimentos e a adequação da estrutura financeira ao novo modelo de gestão empresarial do Sistema Eletrobras.
Expansão Sustentável	Manutenção da liderança do Sistema Eletrobras no setor elétrico brasileiro e uma atuação mais expressiva no exterior, além do desenvolvimento de um portfólio de experimentos de modo a sustentar a sua competitividade.
Eficiência Operacional	Desenvolvimento de planos de revitalização e eficientização de ativos para atendimento aos parâmetros regulatórios e a adoção das melhores práticas.
Excelência em Pessoas e Cultura da Excelência	Aperfeiçoamento do modelo de Gestão de Pessoas no Sistema Eletrobras.
Readequação do Modelo de Negócios, Governança e Gestão	Mudanças no Sistema Eletrobras face ao 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 holding e das empresas Eletrobras, readequação de processos e sistemas e gestão sustentável dos recursos financeiros.

Para direcionar esforços e recursos, foram definidos 14 Objetivos Estratégicos a serem alcançados. Cada objetivo encontra-se associado a uma das cinco Diretrizes para atuação, conforme o quadro a seguir:

Desempenho Econômico-Financeiro Superior	Garantir o retorno adequado nos investimentos e atividades		Garantir a sustentabilidade financeira do Sistema Eletrobras			
Expansão Sustentável	Ampliar os 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 do Sistema 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 de Excelência	Atrair, desenvolver e reter talentos para o Sistema Eletrobras		Adequar os processos de gestão de pessoas ao novo modelo de gestão empresarial e organizacional do Sistema Eletrobras			
Readequação do modelo de negócios Governança e Gestão	Implantar 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 dos negócios, participações e parcerias	Garantir que os empreendimentos sejam vetores de desenvolvimento sustentável para suas áreas de entorno	Potencializar a reputação, a credibilidade e a confiança do Sistema Eletrobras perante os seus empregados, o mercado e a sociedade	

Para o cumprimento dos 14 Objetivos Estratégicos, foram definidas 32 estratégias a serem implementadas a fim de que a Eletrobras consiga alcançar seus objetivos.

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.

No quadro a seguir, pode-se observar a vinculação dos Objetivos Estratégicos a seus indicadores e respectivas estratégias:

A - Desempenho Econômico Financeiro - Superior			
Objetivo	Indicadores do objetivo	ID	Estratégia
Garantir o retorno adequado nos investimentos e atividades	<ul style="list-style-type: none"> . Investimento . LL/PL . Margem EBITDA . Margem Líquida . Receita Líquida . TIR . ROCE . TSR . Price-to-book value . Dividendos recebidos 	A.1	Aprimorar a gestão técnica e econômico-financeira dos empreendimentos
Garantir a sustentabilidade financeira do Sistema Eletrobras	<ul style="list-style-type: none"> . Endividamento 	A.2	Adequar a estrutura financeira ao novo modelo de gestão empresarial do Sistema Eletrobras

B - Expansão Sustentável			
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"> . Capacidade instalada e geração de energia . Km Linha . Cumprimento de prazo de projetos 	B.1	Liderar projetos estratégicos e estruturantes em G
		B.2	Liderar projetos estratégicos e estruturantes em T
		B.3	Crescer de forma orgânica em G Hídrica, Eólica e Térmica a Gás Natural
		B.4	Crescer de forma orgânica em Transmissão
		B.5	Desenvolver novos projetos de G nuclear
		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	<ul style="list-style-type: none"> . Participação em ativos internacionais 	B.8	Prospectar oportunidades no exterior
Intensificar a atuação integrada em PDI e mensurar sua contribuição para os resultados do Sistema Eletrobras	<ul style="list-style-type: none"> . Acompanhamento através do desempenhos dos projetos 	B.9	Desenvolver portfólio de experimentos

C - Eficiência Operacional			
Objetivo	Indicadores do objetivo	ID	Estratégia
Aprimorar os negócios de GTD 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	<ul style="list-style-type: none"> . 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 o Sistema Eletrobras	. 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 modelo, redes e programas de desenvolvimento dos empregados e da gestão do conhecimento no Sistema Eletrobras
Adequar os processos de gestão de pessoas ao novo modelo de gestão empresarial e organizacional do Sistema Eletrobras	. 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 holding para garantia da atuação integrada do Sistema
		E.2	Revisar lógica societária das empresas do Sistema Eletrobras
		E.3	Adequar estrutura organizacional das empresas do Sistema Eletrobras
		E.4	Reforçar e efficientizar processos e sistemas de 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 holding 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 do Sistema Eletrobras
Garantir que os empreendimentos do Sistema Eletrobras sejam vetores de desenvolvimento sustentável para suas área de entorno	. Índice DJSI e ISE Bovespa	E.9	Alinhar práticas para garantir atuação sustentável
Potencializar a reputação, a credibilidade e a confiança do Sistema Eletrobras perante os seus empregados, o mercado e a sociedade	. Valor da Marca ; Reputação	E.10	Promover propósito e identidade comum ao Sistema Eletrobras

Os objetivos Estratégicos Finalísticos do Plano Estratégico do Sistema Eletrobras estão alinhados também com objetivos do Programa 2033 (Energia Elétrica) do PPA, conforme o quadro a seguir.

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	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • Ampliar os negócios de GT de energia elétrica de forma competitiva e rentável
Objetivo 0036 – Expandir o SIN, para pleno atendimento ao mercado, integração de novos empreendimentos de energia elétrica e extensão a todas as capitais brasileiras	<ul style="list-style-type: none"> • 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.	<ul style="list-style-type: none"> • Aprimorar os negócios de GTD de energia elétrica
Objetivo 0437 – Promover a manutenção das instalações de geração e de transmissão de energia elétrica, visando à confiabilidade e a segurança do sistema.	<ul style="list-style-type: none"> • 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.	<ul style="list-style-type: none"> • Aprimorar os negócios de GTD de energia elétrica de forma competitiva e rentável
Objetivo 0045 – Universalizar o acesso à energia elétrica	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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.	<ul style="list-style-type: none"> • 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.	<ul style="list-style-type: none"> • 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.	<ul style="list-style-type: none"> • Intensificar a atuação integrada em PDI e mensurar sua contribuição

Em 31 de julho de 2015, foi aprovado o Plano Diretor de Negócios e Gestão da Eletrobras – PDNG 2015-2019.

A exemplo dos seus antecessores, o PDNG – 2015-2019 deriva-se de um arcabouço de objetivos e estratégias do Plano Estratégico do Sistema Eletrobras 2015-2030 (PE 2015-2030), e contém uma carteira de projetos prioritários diretamente associados a diretrizes estratégicas de maneira a alcançar os objetivos descritos no PE 2015-2030.

O gerenciamento do portfólio de projetos é realizado pelo Escritório de Projetos da Eletrobras. São elaborados relatórios mensais de acompanhamento do PDNG, permitindo, assim, um acompanhamento detalhado do desempenho dos projetos e o subsídio à tomada de decisões.

Entre os destaques de 2015, podemos relacionar os seguintes projetos:

- Implantação do Sistema de Gestão Empresarial (ERP) nas empresas Eletrobras
 - Foi concluído e aprovado pela Diretoria Executiva da Eletrobras – Cenário de otimização do desenvolvimento de possíveis estratégias para recuperação do atraso no cronograma do Programa;
 - Foi realizada a apresentação do Cenário de Otimização ao Comitê de Integração das Áreas de Administração do Sistema Eletrobras – Ciase;
 - Foi concluída a revisão do Termo de Referência relativo à contratação da empresa que fará a adequação do Sap Base para o nosso ERP;
 - Foi concluída a revisão do Termo de Referência relativo à contratação do GMO, PMO e QA;
 - Foi concluída a contratação do treinamento SAP *Fundamentals*, para início dos cursos em maio de 2016.
- Implantação e Desenvolvimento dos Escritórios de Projetos nas empresas Eletrobras
 - Foram concluídos o relatório final de mapeamento de Escritório de Projetos das Empresas Eletrobras e o relatório final do nível de maturidade em Gestão de Projetos na Eletrobras *Holding* em março de 2015;
 - Foi realizada a unificação das metodologias de gestão de projetos entre a Diretoria de Distribuição – DD, o Departamento de Tecnologia da Informação – DAI e a Superintendência de Planejamento, Gestão Estratégica e Sustentabilidade – PG;
 - Foram realizados o 1º Seminário de Escritórios de Gestão de Projetos das Empresas Eletrobras – RJ – Novembro/2015 e as Lições Aprendidas do Seminário e elaboração da Carta de Recomendações.

- Estabelecimento de diretrizes de governança para as SPEs e outras participações acionárias
 - Foi elaborado o Manual de SPEs com práticas de governança e gestão – 1ª versão;
 - Versão 2.0 do Manual de SPEs em desenvolvimento;
 - Foi aprovada pela Diretoria Executiva da Eletrobras a Política de Representantes em SPEs.
- Aperfeiçoamento do processo de aprovação de novos projetos de investimentos
 - Foi reestruturado o Comitê de Investimentos do Sistema Eletrobras – CISE, aprovado pela DEE por meio da Resolução n.º 340, de 22 de junho de 2015.
- Implantação da carteira de projetos de expansão de Geração contratados
 - Em 2015, o total de investimentos em Geração foi de R\$ 5,675 bilhões, 76% dos R\$ 7,461 bilhões aprovados para o orçamento de 2015, implicando o acréscimo à capacidade instalada da Eletrobras de 1.603 MW, com a entrada em operação de novas usinas e unidades geradoras.
- Implantação da carteira de projetos de expansão de Transmissão contratados
 - Em 2015, a companhia investiu o valor de R\$ 3,414 bilhões em transmissão, sendo R\$ 2,261 bilhões em instalações de transmissão corporativas e R\$ 1,153 bilhões por meio de SPEs, o que representa 80% dos R\$ 4,270 bilhões aprovados para o orçamento de 2015. Destaca-se em 2015 o acréscimo de 503 km de linhas de transmissão corporativas e em parceria.

Formas e instrumentos de monitoramento da execução e resultados dos planos

A Eletrobras realiza o monitoramento dos projetos estabelecidos no Plano Diretor de Negócios e Gestão da Eletrobras (PDNG), indicando o avanço das atividades definidas nos cronogramas e as pendências que sinalizam riscos para o sucesso desses projetos. Nesse contexto, estão incluídos todos os projetos em andamento – corporativos ou em parcerias por meio de Sociedades de Propósito Específico (SPE) –, relacionados à expansão dos segmentos de geração, transmissão e distribuição.

Esse desempenho é acompanhado pelo Escritório de Gestão de Projetos Corporativo da Eletrobras (EGP Corporativo), que, além de difundir a cultura do gerenciamento de projetos nas empresas Eletrobras e dar suporte a líderes de projetos na Eletrobras *holding*, elabora e encaminha relatórios mensais de monitoramento de desempenho à Diretoria Executiva da Eletrobras (DEE) e ao Conselho de Administração da Eletrobras (CAE).

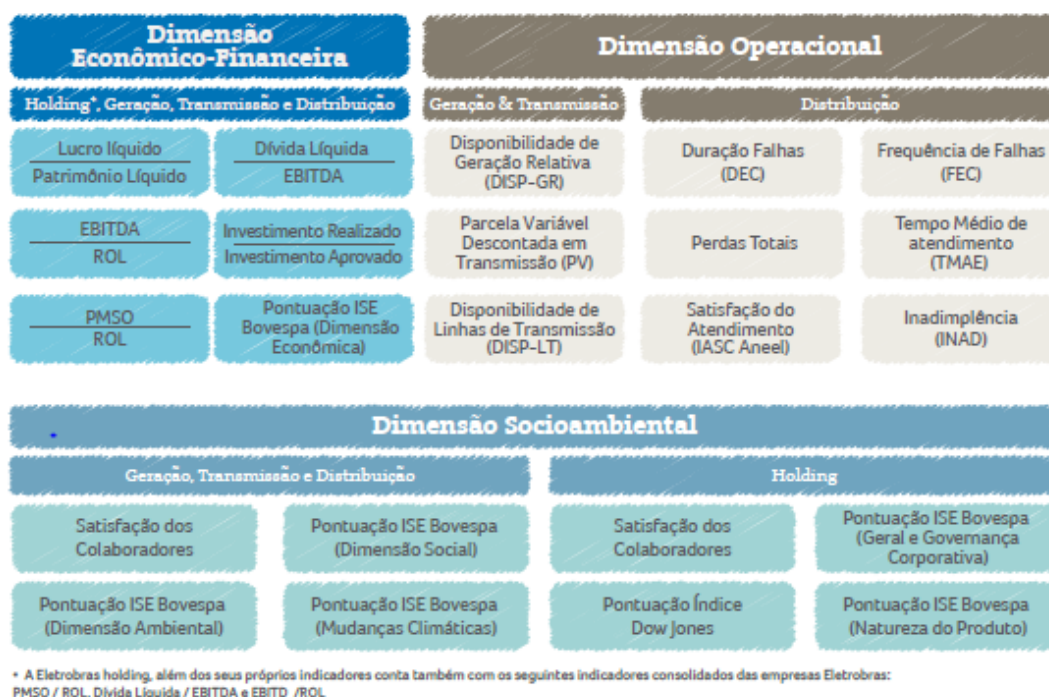
Por meio do seu EGP Corporativo, a Eletrobras desenvolveu uma metodologia para aferição do atraso médio da carteira de projetos de suas empresas, com o objetivo de acompanhar o desempenho da expansão e melhorias nos segmentos de geração, transmissão e distribuição. A metodologia foi apresentada em outubro, no Seminário de Produtores e Transmissores de Energia Elétrica (SNPTEE), evento técnico considerado o mais importante do setor elétrico, ocorrido em Foz do Iguaçu.

Por sua natureza e relevância, o atraso médio da carteira de projetos, com apuração mensal, e a Taxa Interna de Retorno (TIR), calculada periodicamente, dos projetos prioritários, são monitorados e apresentados em relatórios mensais à Diretoria Executiva e ao Conselho de Administração.

Os Contratos de Metas de Desempenho Empresarial (CMDE), firmados pela Eletrobras e suas empresas controladas desde 2010, possuem vigência quinquenal e possibilidade de revisão anual, sendo um instrumento do processo de planejamento e gestão das empresas Eletrobras. Os indicadores e as metas anuais que compõem o painel do CMDE são definidos num processo de negociação entre as subsidiárias e a *holding*, a partir de diretrizes estabelecidas pela DEE e pelo CAE, em conformidade com os resultados e objetivos estratégicos a serem alcançados.

O monitoramento dos resultados é realizado pela Eletrobras e suas empresas controladas, sendo publicado em relatórios mensais apreciados pelas Diretorias e Conselhos de Administração. Ao final de cada exercício é apurado, para cada empresa, o Índice Ponderado de Cumprimento de Metas (IPCM), que indica o grau de adimplência global às metas estabelecidas para o período.

Painel de Indicadores do CMDE



O Painel de Indicadores do CMDE (*Scorecards*) e seu processo de acompanhamento e gestão têm sido listados no *Dow Jones Sustainability Indices – DJSI* como *benchmarking* mundial, desde 2014.

O Relatório Executivo do Desempenho da Eletrobras para o Conselho de Administração é uma publicação mensal destinada à Alta Administração da empresa e traz informações relevantes sobre os negócios das empresas Eletrobras, abrangendo os seguintes temas:

- notícias relevantes do setor elétrico;
- situação regulatória;
- situação energética;
- desempenho operacional;
- desempenho da expansão;
- desempenho da manutenção;
- dados dos investimentos;
- resultado do CMDE;
- dados de gestão de pessoas, sustentabilidade e programas setoriais.

Desempenho orçamentário

O orçamento da Eletrobras *holding* é parte integrante do Programa de Dispêndios Globais – PDG 2015, aprovado pelo Decreto n.º 8.383, de 29 de dezembro de 2014, e, de acordo com a legislação vigente, a reprogramação/remanejamento orçamentário se deu mediante o Ofício do Departamento de Coordenação e Governança das Empresas Estatais – DEST n.º 29.774 de 18 de dezembro de 2015 e Decreto n.º 8.631 de 30 de dezembro de 2015.

No geral, quanto às receitas totais, a realização do PDG ficou dentro das expectativas, alcançando 84% se comparado à meta aprovada anual. As despesas totais, por outro lado, alcançaram 94% da meta prevista anual. Destacamos também, a seguir, os itens que ficaram com a execução acima da meta anual.

Programa de Dispêndios Globais (Em R\$)

<i>Fontes e Usos</i> <i>(Dados Econômicos - 2015)</i>	Realizado Até Dezembro	Previsto Ofício DEST (29.774/15)	% de Realização
RECURSOS TOTAIS	24.812.105.859	29.605.598.023	84%
Receitas	20.236.626.715	23.844.631.247	85%
Operacional	16.272.294.139	19.095.700.690	85%
Não Operacional	3.964.332.576	4.748.930.557	83%
Retorno Financiamento de Longo Prazo	2.616.183.299	3.488.274.717	75%
Recursos de Financiamentos de LP	1.959.295.845	2.272.692.059	86%
Operações Internas - Moeda	1.959.295.845	1.959.295.845	100%
Operações Externas - Moeda	0	313.396.214	0%
DISPÊNDIOS TOTAIS	25.427.031.609	27.040.387.235	94%
DISPÊNDIOS DE CAPITAL	5.146.919.221	6.440.226.913	80%
Investimento	24.156.060	62.355.406	39%
Inversões Financeiras	411.104.268	612.604.268	67%
Amortização de Principal	3.990.399.343	3.852.856.859	104% ¹
Concessão de Empréstimos e Financiamentos	721.259.550	1.412.410.380	51%
Dividendos	0	500.000.000	0%
DISPÊNDIOS CORRENTES	20.280.112.388	20.600.160.322	98%
Pessoal e Encargos Sociais	308.959.078	315.857.605	98%
Serviços de Terceiros	252.198.623	315.177.320	80%
Utilidades e Serviços	7.713.776	10.894.040	71%
Materiais e Produtos	15.520.475.520	16.098.854.022	96%
Tributos e Encargos Parafiscais	1.238.323.539	700.000.000	177% ²
Juros e Outros	2.413.911.759	2.278.525.123	106% ¹
Outros Dispêndios Correntes	538.530.093	880.852.212	61%
VARIAÇÃO DE CAPITAL DE GIRO	4.611.978.603	-3.701.981.016	-125%
AJUSTE REC. E DESP. FINANC.	-118.888.403	-566.720.562	21%
VARIAÇÃO DO DISPONÍVEL	-3.878.164.450	1.703.490.790	-228%
TOTAL LÍQUIDO DE RECURSOS	25.427.031.609	27.040.387.235	94%

1) **Amortização de Principal e Encargos da Dívida:** O desvio da execução orçamentária acima do limite anual aprovado para o ano de 2015 deve-se principalmente à oscilação cambial dos contratos atrelados à moeda estrangeira, destacando-se o dólar, cujo valor médio realizado no exercício de 2015 foi de US\$ 3,87 e o utilizado como premissas no orçado foi de US\$ 3,21;

2) **Tributos e Encargos Parafiscais:** A execução orçamentária ficou acima do limite orçamentário aprovado para o exercício em 77%, dada a alteração na base de cálculo sobre os Impostos e Contribuições sobre a receita, tais como Pasep/Cofins, o que não ocorreu quanto ao montante previsto anual.

Objetivos estabelecidos no PPA de responsabilidade da Eletrobras e resultados alcançados

RELATÓRIO DE ACOMPANHAMENTO DO INVESTIMENTO – 2012 a 2015											(GERENCIAL)	
UNIDADE: 32223 - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS											(Valores em R\$)	
Ação	2012	Aprovado 2012	Variação	2013	Aprovado 2013	Variação	2014	Aprovado 2014	Variação	2015	Aprovado 2014	Variação
											(a)	(b)
TRANSMISSÃO	5.522.278	23.000.000	24,0%	23.902.782	61.330.000	39,0%	31.284.368	57.000.000	54,9%	19.031.762	26.715.632	71,2%
Interligação Elétrica Brasil - Uruguai	5.522.278	23.000.000	24,0%	23.902.782	61.330.000	39,0%	31.284.368	57.000.000	54,9%	19.031.762	26.715.632	71,2%
INFRAESTRUTURA	8.924.509	20.914.309	42,7%	162.093	15.535.050	1,0%	2.000.045	25.268.100	7,9%	5.124.298	35.639.774	14,4%
Manutenção e Adequação de Bens Imóveis	-	1.000.000	0,0%	-	-		-	-		-	-	
Manutenção e Adequação de Bens Móveis, Veículos, Máquinas e Equipamentos	268.709	3.948.800	6,8%	126.790	4.206.463	3,0%	142.020	13.583.782	1,0%	77.564	24.021.122	0,3%
Manutenção e Adequação de Ativos de Informática, Informação e Teleprocessamento	8.655.800	15.965.509	54,2%	35.303	11.328.587	0,3%	1.858.025	11.684.318	15,9%	5.046.734	11.618.652	43,4%
TOTAL	14.446.787	43.914.309	32,9%	24.064.875	76.865.050	31,3%	33.284.413	82.268.100	40,5%	24.156.060	62.355.406	38,7%

RELATÓRIO DE ACOMPANHAMENTO DO INVESTIMENTO – 2012													(GERENCIAL)		
Sistema Eletrobras - Evolução Mensal Por Segmento e Projeto															
UNIDADE: 32223 - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS													(Valores em R\$)		
Ação	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Realizado	Revisão	Realizado
													(a)	(b)	(%)
TRANSMISSÃO	-	45.511	-	-	215.881	1.332.800	35.876	-	74.034	624.750	1.874.250	1.319.176	5.522.278	23.000.000	24,0
Interligação Elétrica Brasil - Uruguai	-	45.511	-	-	215.881	1.332.800	35.876	-	74.034	624.750	1.874.250	1.319.176	5.522.278	23.000.000	24,0
INFRAESTRUTURA	250.073	1.128.947	59.248	1.217.384	228.135	28.071	22.423	25.670	49.920	3.428	17.612	5.893.598	8.924.509	20.914.309	42,7
Manutenção e Adequação de Bens Imóveis	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000.000	0,0
Manutenção e Adequação de Bens Móveis, Veículos, Máquinas e Equipamentos	22.331	4.986	57.637	12.944	29.667	28.071	22.423	14.030	49.920	3.428	15.587	7.685	268.709	3.948.800	6,8
Manutenção e Adequação de Ativos de Informática, Informação e Teleprocessamento	227.742	1.123.961	1.611	1.204.440	198.468	-	-	11.640	-	-	2.025	5.885.913	8.655.800	15.965.509	54,2
TOTAL	250.073	1.174.458	59.248	1.217.384	444.016	1.360.871	58.299	25.670	123.954	628.178	1.891.862	7.212.774	14.446.787	43.914.309	32,9

RELATÓRIO DE ACOMPANHAMENTO DO INVESTIMENTO – 2013													(GERENCIAL)		
Sistema Eletrobras - Evolução Mensal Por Segmento e Projeto															
UNIDADE: 32223 - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS													(Valores em R\$)		
Ação	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Realizado	Revisão	Realizado
													(a)	(b)	(a)/(b)
TRANSMISSÃO	-	3.332.000	83.627	-	2.142.998	243.942	78.264	3.607.796	1.516.160	1.982.275	5.221.362	5.694.358	23.902.782	61.330.000	39,0
Interligação Elétrica Brasil - Uruguai	-	3.332.000	83.627	-	2.142.998	243.942	78.264	3.607.796	1.516.160	1.982.275	5.221.362	5.694.358	23.902.782	61.330.000	39,0
INFRAESTRUTURA	19.074	8.664	40.998	6.289	2.345	19.599	-	248	20.565	12.328	11.090	20.893	162.093	15.535.050	1,0
Manutenção e Adequação de Bens Móveis, Veículos, Máquinas e Equipamentos	-	8.664	32.909	6.289	2.345	19.599	-	248	20.565	12.328	5.890	17.953	126.790	4.206.463	3,0
Manutenção e Adequação de Ativos de Informática, Informação e Teleprocessamento	19.074	-	8.089	-	-	-	-	-	-	-	5.200	2.940	35.303	11.328.587	0,3
TOTAL	19.074	3.340.664	124.625	6.289	2.145.343	263.541	78.264	3.608.044	1.536.725	1.994.603	5.232.452	5.715.251	24.064.875	76.865.050	31,3

RELATÓRIO DE ACOMPANHAMENTO DO INVESTIMENTO CORPORATIVO – 2014													(GERENCIAL)			
Sistema Eletrobras - Evolução Mensal Por Segmento e Projeto																
UNIDADE: 32223 - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS													(Valores em R\$)			
Ação	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Realizado	Revisão	Realizado	
													(a)	(c)	(a)/(c)	
LUZ PARA TODOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ampliação do Sistema de Distribuição Rural de Energia Elétrica - Luz para Todos (Nacional)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TRANSMISSÃO	-	1.283.829	8.338.753	2.786.895	2.162.269	3.550.330	2.257.435	1.168.946	2.351.650	2.336.629	2.613.145	2.434.487	31.284.368	57.000.000	54,9	
Interligação Elétrica Brasil - Uruguai (Atividades Eletrobras)	-	1.283.829	8.338.753	2.786.895	2.162.269	3.550.330	2.257.435	1.168.946	2.351.650	2.336.629	2.613.145	2.434.487	31.284.368	57.000.000	54,9	
INFRAESTRUTURA	-	-	30.767	28.608	19.444	4.427	25.955	1.818.020	41.877	19.268	-	11.679	2.000.045	25.268.100	7,9	
Manutenção e Adequação de Bens Móveis, Veículos, Máquinas e Equipamentos	-	-	28.167	28.608	13.993	-	21.413	28.356	1.628	14.245	-	5.610	142.020	13.583.782	1,0	
Manutenção e Adequação de Ativos de Informática, Informação e Teleprocessamento	-	-	2.600	-	5.451	4.427	4.542	1.789.664	40.249	5.023	-	6.069	1.858.025	11.684.318	15,9	
TOTAL	-	1.283.829	8.369.520	2.815.503	2.181.713	3.554.757	2.283.390	2.986.966	2.393.527	2.355.897	2.613.145	2.446.166	33.284.413	82.268.100	40,5	

RELATÓRIO DE ACOMPANHAMENTO DO INVESTIMENTO CORPORATIVO – 2015													(GERENCIAL)		
Sistema Eletrobras - Evolução Mensal Por Segmento e Projeto															
UNIDADE: 32223 - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS															
Ação	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Realizado	Revisão	Real.
													(a)	(c)	(%)
TRANSMISSÃO	862.418	934.583	2.194.132	1.601.069	3.451.260	-	-	1.400.377	-	-	3.510.696	5.077.227	19.031.762	26.715.632	71,2
Interligação Elétrica Brasil - Uruguai (Atividades Eletrobras)	862.418	934.583	2.194.132	1.601.069	3.451.260	-	-	1.400.377	-	-	3.510.696	5.077.227	19.031.762	26.715.632	71,2
INFRAESTRUTURA	2.722	12.213	831.367	2.703.325	49.737	-	1.177	21.912	9.665	1.468.058	4.939	19.183	5.124.298	35.639.774	14,4
Manutenção e Adequação de Bens Móveis, Veículos, Máquinas e Equipamentos	-	12.213	6.750	11.364	6.142	-	1.177	6.232	5.667	3.897	4.939	19.183	77.564	24.021.122	0,3
Manutenção e Adequação de Ativos de Informática, Informação e Teleprocessamento	2.722	-	824.617	2.691.961	43.595	-	-	15.680	3.998	1.464.161	-	-	5.046.734	11.618.652	43,4
TOTAL	865.140	946.796	3.025.499	4.304.394	3.500.997	-	1.177	1.422.289	9.665	1.468.058	3.515.635	5.096.410	24.156.060	62.355.406	38,7

Informações sobre a realização das receitas

MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, ORÇAMENTO E GESTÃO		VALORES EM R\$ 1,00	
		SIGLA	DA EMPRESA:
SECRETARIA EXECUTIVA – DEPTO. DE COORD. E GOVERNANÇA DAS EMPRESAS ESTATAIS		ELETROBRAS	
PROGRAMA DE DISPÊNDIOS GLOBAIS		CÓDIGO DA EMPRESA: 7005	
		Mapa de Análise – Acompanhamento 2015	
Descrição	Último Aprovado	Realizado	
DICOR (Discriminação das Origens de Recursos)			
RECEITAS	23.844.631.247	20.236.626.715	
OPERACIONAL	19.095.700.690	16.272.294.139	
VENDA DE BENS E SERVICOS	18.395.700.690	15.022.643.385	
DEMAIS RECEITAS OPERACIONAIS	700.000.000	1.249.650.754	
NAO OPERACIONAL	4.748.930.557	3.964.332.576	
ALIENACAO DE BENS	20.000.000	18.703.202	
RECEITAS FINANCEIRAS (JUROS E OUTRAS)	3.212.234.249	3.599.610.648	
INSTITUICOES FINANCEIRAS	330.000.000	591.798.952	
OUTRAS FONTES	2.882.234.249	3.007.811.696	
DIVIDENDOS E BONIFICACOES EM DINHEIRO	1.386.696.308	189.180.406	
DEMAIS RECEITAS NAO OPERACIONAIS	130.000.000	156.838.320	
OUTROS RECURSOS	5.760.966.776	4.575.479.144	
RETORNO DE APLICACOES FINANCEIRAS DE LONGO PRAZO	3.488.274.717	2.616.183.299	
OUTRAS FONTES	3.488.274.717	2.616.183.299	
RECURSOS DE EMPRESTIMOS E FINANCIAMENTOS - LONGO PRAZO	2.272.692.059	1.959.295.845	
OPERACOES DE CREDITO INTERNAS - MOEDA	1.959.295.845	1.959.295.845	
OPERACOES DE CREDITO EXTERNAS - MOEDA/OUTRAS	313.396.214	0	
TOTAL DOS RECURSOS	29.605.598.023	24.812.105.859	

Informações sobre a execução das despesas

MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, ORÇAMENTO E GESTÃO		VALORES EM R\$ 1,00	
		SIGLA	DA EMPRESA:
SECRETARIA EXECUTIVA – DEPTO. DE COORD. E GOVERNANÇA DAS EMPRESAS ESTATAIS		ELETROBRAS	
PROGRAMA DE DISPÊNDIOS GLOBAIS		CÓDIGO DA EMPRESA: 7005	
		Mapa de Análise – Acompanhamento 2014	
Descrição	Último Aprovado	Realizado	
DICAR - Discriminação de Aplicações de Recursos			
DISPENDIOS DE CAPITAL	8.685.770.533	6.937.042.236	
AMORTIZACOES DE OPERACOES DE CREDITO DE LONGO PRAZO	2.024.102.466	1.977.978.512	
OPERACOES INTERNAS	250.000.000	250.000.000	
OPERACOES EXTERNAS	753.699.146	787.658.931	
OUTRAS FONTES	1.020.403.320	940.319.581	
INVESTIMENTOS NO ATIVO IMOBILIZADO	82.268.100	33.284.413	
SISTEMA DE TECNOLOGIA DA INFORMACAO	11.684.318	1.858.025	
AQUISICAO E MANUT. DE EQUIP. DE TECNOLOG. DA INFO.	11.684.318	1.858.025	
DEMAIS	70.583.782	31.426.388	
INVERSOES FINANCEIRAS	596.596.188	384.139.972	
PARTICIPACAO EM SOCIEDADE CONTROLADA	13.794.471	13.794.471	
PARTIPAÇÃO EM DEMAIS SOCIEDADES CONTROLADAS	13.794.471	13.794.471	
PARTIPAÇÃO INDIVIDUAL	13.794.471	13.794.471	
PARTICIPACAO EM SOCIEDADES COLIGADAS - EMPRESAS PRIVADAS	582.801.717	370.345.501	
SOCIEDADE DE PROPOSITO ESPECIFICO - SPE	501.211.431	288.755.215	
PARTIPAÇÃO EM DEMAIS EMPRESAS PRIVADAS	81.590.286	81.590.286	
OUTROS DISPENDIOS DE CAPITAL	5.982.803.779	4.541.639.339	
DIVIDENDOS	458.000.000	0	
EMPRESTIMOS E FINANCIAMENTOS	5.524.803.779	4.541.639.339	
OUTROS EMPRESTIMOS E FINANCIAMENTOS	5.524.803.779	4.541.639.339	
DISPENDIOS CORRENTES	18.453.662.895	15.119.736.901	
PESSOAL E ENCARGOS SOCIAIS	287.849.954	286.739.362	
SALARIO BASE	99.730.998	101.507.254	
SALARIO DE EMPREGADOS	92.845.319	96.148.588	
HONORÁRIOS DE DIRETORIAS E CONSELHOS	6.885.679	5.358.666	
HORAS-EXTRAS	1.149.755	1.077.980	
COMISSOES POR FUNCAO	12.923.626	12.914.180	
OUTROS ADICIONAIS	12.018.381	5.121.022	
ENCARGOS SOCIAIS	50.423.947	65.207.653	
BENEFICIOS SOCIAIS	111.454.549	97.424.168	
CONTRIBUIÇÃO NORMAL PATRONAL (PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR)	30.322.043	22.038.050	
CONTRIBUIÇÃO PARA O PLANO DE	8.955.372	3.579.723	

PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR		
CONTRIBUIÇÃO PARA CUSTEIO ADMINISTRATIVO DA EFPC	21.366.671	18.458.327
CONTRIBUIÇÃO PATRONAL - ASSISTÊNCIA MÉDICA	20.349.912	18.753.960
DEMAIS	60.782.594	56.632.158
PROGRAMAS DE DESLIGAMENTO VOLUNTARIO	148.698	3.487.105
MATERIAIS E PRODUTOS	14.219.367.753	12.268.318.777
MATERIAL DE CONSUMO	4.383.555	2.884.894
COMPRA DE ENERGIA	14.214.984.198	12.265.433.883
SERVICOS DE TERCEIROS	286.338.944	230.568.595
PRESTACAO DE SERVICO TECNICO, ADMINIST. E OPERACIONAL	146.231.340	103.369.670
DEMAIS	146.231.340	103.369.670
DISPENDIOS INDIRETOS COM PESSOAL PROPRIO	47.581.636	38.349.211
AUXILIO ALIMENTACAO	18.700.000	16.254.598
AUXILIOS EDUCACAO, CRECHE E OUTROS	4.000.000	2.384.605
TREINAMENTO DE PESSOAL	2.236.884	2.236.884
DEMAIS	2.236.884	2.236.884
DEMAIS DISPENDIOS INDIRETOS COM PESSOAL PROPRIO	22.644.752	17.473.124
PROPAGANDA E PUBLICACOES OFICIAIS	38.257.101	30.260.452
PUBLICIDADE LEGAL	5.208.501	3.839.476
PUBLICIDADE MERCADOLOGICA	247.576	247.534
PUBLICIDADE INSTITUCIONAL	20.387.628	16.613.442
PATROCINIO	12.413.396	9.560.000
DEMAIS SERVICOS DE TERCEIROS	54.268.867	58.589.262
UTILIDADES E SERVICOS	8.840.967	8.000.477
TRIBUTOS E ENCARGOS PARAFISCAIS	748.213.767	458.509.173
VINCULADOS A RECEITA	145.360.000	131.558.835
VINCULADOS AO RESULTADO	493.353.767	236.065.206
DEMAIS TRIBUTOS E ENCARGOS PARAFISCAIS	109.500.000	90.885.132
ENCARGOS FINANCEIROS E OUTROS	1.449.758.122	1.510.250.499
OPERACOES INTERNAS	522.866.792	550.007.132
OPERACOES EXTERNAS	626.418.925	592.684.063
OUTRAS FONTES	300.472.405	367.559.304
OUTROS DISPENDIOS CORRENTES	1.453.293.388	357.350.018
LOCACAO DE EQUIPAM. DE TECNOLOGIA DA INFORMACAO	11.547.015	2.263.058
DEMAIS	11.547.015	2.263.058
ALUGUEIS	48.343.987	43.051.434
DISPENDIOS COM PESSOAL	27.224.284	13.511.147
DEMANDAS TRABALHISTAS	596.645	1.126.147
PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR - COBERTURA DE DEFICIT	0	12.385.000
DÍVIDA CONTRATADA COM A EFPC (PARCELA MENSAL)	0	12.385.000
DEMAIS DISPENDIOS CORRENTES	1.366.178.102	298.524.379
TOTAL DOS DISPENDIOS	27.139.433.428	22.056.779.137

MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, ORÇAMENTO E GESTÃO		VALORES EM R\$ 1,00	
		SIGLA	DA EMPRESA:
SECRETARIA EXECUTIVA – DEPTO. DE COORD. E GOVERNANÇA DAS EMPRESAS ESTATAIS		ELETROBRAS	
PROGRAMA DE DISPÊNDIOS GLOBAIS		CÓDIGO DA EMPRESA: 7005	
		Mapa de Análise – Acompanhamento 2015	
Descrição	Último Aprovado	Realizado	
DICAR - Discriminação de Aplicações de Recursos			
DISPENDIOS DE CAPITAL	6.440.226.913	5.146.919.221	
AMORTIZACOES DE OPERACOES DE CREDITO DE LONGO PRAZO	3.852.856.859	3.990.399.343	
OPERACOES INTERNAS	518.593.940	509.966.505	
OPERACOES EXTERNAS	2.312.504.949	2.459.920.089	
OUTRAS FONTES	1.021.757.970	1.020.512.749	
INVESTIMENTOS NO ATIVO IMOBILIZADO	62.355.406	24.156.060	
SISTEMA DE TECNOLOGIA DA INFORMACAO	11.618.652	5.046.734	
AQUISICAO E MANUT. DE EQUIP. DE TECNOLOG. DA INFO.	11.618.652	5.046.734	
DEMAIS	50.736.754	19.109.326	
INVERSOES FINANCEIRAS	612.604.268	411.104.268	
PARTICIPACAO EM SOCIEDADE CONTROLADA	150.294.344	158.248.402	
PARTICIPAÇÃO EM DEMAIS SOCIEDADES CONTROLADAS	150.294.344	158.248.402	
PARTICIPAÇÃO INDIVIDUAL	150.294.344	158.248.402	
PARTICIPACAO EM SOCIEDADES COLIGADAS - EMPRESAS PRIVADAS	462.309.924	252.855.866	
PARTICIPAÇÃO EM SOCIEDADE DE PROPÓSITO ESPECÍFICO (SPE - NC)	395.248.500	245.248.500	
PARTICIPAÇÃO EM DEMAIS EMPRESAS PRIVADAS	67.061.424	7.607.366	
OUTROS DISPENDIOS DE CAPITAL	1.912.410.380	721.259.550	
DIVIDENDOS	500.000.000	0	
EMPRESTIMOS E FINANCIAMENTOS	1.412.410.380	721.259.550	
OUTROS EMPRESTIMOS E FINANCIAMENTOS	1.412.410.380	721.259.550	
DISPENDIOS CORRENTES	20.600.160.322	20.314.485.222	
PESSOAL E ENCARGOS SOCIAIS	315.857.605	308.959.078	
SALARIO BASE	111.404.006	110.914.650	
SALARIO DE EMPREGADOS	105.911.745	105.353.995	
HONORÁRIOS DE DIRETORIAS E CONSELHOS	5.492.261	5.560.655	
HONORÁRIOS DE DIRETORIAS E CONSELHOS	5.492.261	5.560.655	
HORAS-EXTRAS	1.082.211	1.121.509	
COMISSOES POR FUNCAO	14.088.600	14.227.224	
OUTROS ADICIONAIS	4.477.033	4.697.937	
ENCARGOS SOCIAIS	66.517.709	66.132.057	
BENEFICIOS SOCIAIS	118.288.046	111.847.595	
CONTRIBUIÇÃO NORMAL PATRONAL (PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR)	33.545.384	31.693.014	
CONTRIBUIÇÃO PARA O PLANO DE PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR	26.704.551	27.931.188	

CONTRIBUIÇÃO PARA CUSTEIO ADMINISTRATIVO DA EFPC	6.840.833	3.761.826
CONTRIBUIÇÃO PATRONAL - ASSISTÊNCIA MÉDICA	25.043.000	23.506.995
DEMAIS	59.699.662	56.647.586
PROGRAMAS DE DESLIGAMENTO VOLUNTARIO	0	18.106
MATERIAIS E PRODUTOS	16.098.854.022	15.520.475.520
MATERIAL DE CONSUMO	4.180.351	2.555.295
COMPRA DE ENERGIA	16.094.673.671	15.517.920.225
SERVICOS DE TERCEIROS	315.177.320	252.198.623
PRESTACAO DE SERVICO TECNICO, ADMINIST. E OPERACIONAL	134.665.734	114.805.744
DEMAIS	134.665.734	114.805.744
DISPENDIOS INDIRETOS COM PESSOAL PROPRIO	49.862.660	40.388.576
AUXILIO ALIMENTACAO	20.850.000	18.827.961
AUXILIOS EDUCACAO, CRECHE E OUTROS	3.600.000	2.573.291
TREINAMENTO DE PESSOAL	2.814.000	2.937.842
DEMAIS	2.814.000	2.937.842
DEMAIS DISPENDIOS INDIRETOS COM PESSOAL PROPRIO	22.598.660	16.049.482
PROPAGANDA E PUBLICACOES OFICIAIS	57.510.143	36.727.896
PUBLICIDADE LEGAL	7.371.000	4.588.277
PUBLICIDADE MERCADOLOGICA	2.027.363	243.814
PUBLICIDADE INSTITUCIONAL	39.111.780	30.556.718
PATROCINIO	9.000.000	1.339.087
DEMAIS SERVICOS DE TERCEIROS	73.138.783	60.276.407
UTILIDADES E SERVICOS	10.894.040	7.713.776
TRIBUTOS E ENCARGOS PARAFISCAIS	700.000.000	1.238.323.539
VINCULADOS A RECEITA	93.000.000	505.667.790
VINCULADOS AO RESULTADO	497.000.000	649.316.306
DEMAIS TRIBUTOS E ENCARGOS PARAFISCAIS	110.000.000	83.339.443
ENCARGOS FINANCEIROS E OUTROS	2.278.525.123	2.413.911.759
OPERACOES INTERNAS	1.185.789.692	1.315.798.987
OPERACOES EXTERNAS	829.303.670	824.190.146
OUTRAS FONTES	263.431.761	273.922.626
OUTROS DISPENDIOS CORRENTES	880.852.212	538.530.093
LOCACAO DE EQUIPAM. DE TECNOLOGIA DA INFORMACAO	11.956.781	6.921.877
DEMAIS	11.956.781	6.921.877
ALUGUEIS	49.061.944	42.857.536
VARIACAO MONETARIA DE OUTRAS OBRIGACOES	0	401.134
DISPENDIOS COM PESSOAL	15.381.731	37.386.623
DEMANDAS TRABALHISTAS	2.763.354	3.013.789
PREVIDÊNCIA COMPLEMENTAR – COBERTURA DE DEFICIT	0	34.372.834
DÍVIDA CONTRATADA COM A EFPC (PARCELA MENSAL)	0	0
DEMAIS DISPENDIOS CORRENTES	804.451.756	485.335.757
TOTAL DOS DISPENDIOS	27.040.387.235	25.427.031.609

MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, ORÇAMENTO E GESTÃO		VALORES EM R\$ 1,00	
		SIGLA	DA EMPRESA: ELETROBRAS
SECRETARIA EXECUTIVA – DEPTO. DE COORD. E GOVERNANÇA DAS EMPRESAS ESTATAIS		CÓDIGO DA EMPRESA: 7005	
PROGRAMA DE DISPÊNDIOS GLOBAIS		Mapa de Análise – Acompanhamento 2014	
Descrição	Último Aprovado	Realizado	
DFLUX (Discriminação de Fluxo Financeiro)			
TOTAL DOS RECURSOS FINANCEIROS	54.043.888.406	43.926.844.521	
SAIDAS DE CAPITAL	9.095.695.050	7.747.847.604	
PAGAMENTO DE EMPRESTIMOS E FINANCIAMENTOS	2.024.102.466	1.977.978.512	
INVESTIMENTOS NO ATIVO IMOBILIZADO	82.268.100	31.632.092	
INVERSOES FINANCEIRAS	596.596.188	384.139.972	
OUTROS DISPENDIOS DE CAPITAL	6.392.728.296	5.354.097.028	
DIVIDENDOS	867.924.517	812.457.689	
DEMAIS DISPENDIOS DE CAPITAL	5.524.803.779	4.541.639.339	
SAIDAS GERAIS	43.993.178.839	34.175.494.003	
PAGAMENTOS DE CONTAS E OUTRAS OBRIGACOES	43.784.524.028	33.837.964.636	
PESSOAL E ENCARGOS SOCIAIS	287.849.954	299.413.759	
ENCARGOS FINANCEIROS E OUTROS	1.738.274.726	1.121.836.670	
OPERACOES INTERNAS	261.433.396	189.136.816	
OPERACOES EXTERNAS	926.418.925	592.150.165	
OUTRAS FONTES	550.422.405	340.549.689	
DEVOL.RECUR.TERC.(CAUCOES, DEPOSITOS E OUTRAS OBRIG.)	25.903.633.161	16.346.616.831	
DEMAIS DESPESAS E CUSTOS	14.501.300.891	14.524.466.977	
MATERIAIS E PRODUTOS	13.958.195.845	14.138.647.807	
SERVICOS DE TERCEIROS	319.338.944	255.112.697	
UTILIDADES E SERVICOS	12.906.102	8.618.206	
TRIBUTOS E ENCARGOS PARAFISCAIS	210.860.000	122.088.267	
OUTROS DISPENDIOS CORRENTES	1.353.465.296	1.545.630.399	
PARTICIPACAO NOS LUCROS OU RESULTADOS	18.020.707	18.020.707	
PARTICIPAÇÃO DE EMPREGADOS	18.020.707	18.020.707	
DEMAIS DISPENDIOS	1.335.444.589	1.527.609.692	
ADIANTAMENTOS, DEPOSITOS E OUTRAS APLICACOES	208.654.811	337.529.367	
DEMAIS APLICACOES	208.654.811	337.529.367	
TOTAL DAS SAIDAS	53.088.873.889	41.923.341.607	

MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, ORÇAMENTO E GESTÃO		VALORES EM R\$ 1,00	
		SIGLA	DA EMPRESA: ELETROBRAS
SECRETARIA EXECUTIVA – DEPTO. DE COORD. E GOVERNANÇA DAS EMPRESAS ESTATAIS		CÓDIGO DA EMPRESA: 7005	
PROGRAMA DE DISPÊNDIOS GLOBAIS		Mapa de Análise – Acompanhamento 2015	
Descrição	Último Aprovado	Realizado	
DFLUX (Discriminação de Fluxo Financeiro)			
SAIDAS DE CAPITAL	5.970.226.913	5.164.699.312	
PAGAMENTO DE EMPRESTIMOS E FINANCIAMENTOS	3.852.856.859	3.990.399.343	
DEMAIS	3.852.856.859	3.990.399.343	
INVESTIMENTOS NO ATIVO IMOBILIZADO	62.355.406	17.897.596	
INVERSOES FINANCEIRAS	612.604.268	411.104.268	
OUTROS DISPENDIOS DE CAPITAL	1.442.410.380	745.298.105	
DIVIDENDOS	30.000.000	24.038.555	
DEMAIS DISPENDIOS DE CAPITAL	1.412.410.380	721.259.550	
SAIDAS GERAIS	59.975.972.334	36.582.702.971	
PAGAMENTOS DE CONTAS E OUTRAS OBRIGACOES	59.813.460.495	35.863.581.570	
PESSOAL E ENCARGOS SOCIAIS	315.857.605	329.329.192	
ENCARGOS FINANCEIROS E OUTROS	2.268.525.123	2.059.696.221	
OPERACOES INTERNAS	1.185.789.692	1.107.755.706	
OPERACOES EXTERNAS	829.303.670	726.590.393	
OUTRAS FONTES	253.431.761	225.350.122	
DEVOL.RECUR.TERC.(CAUCOES, DEPOSITOS E OUTRAS OBRIG.)	38.527.427.083	17.062.337.451	
DEMAIS DESPESAS E CUSTOS	16.910.699.382	15.184.345.161	
MATERIAIS E PRODUTOS	16.098.854.022	14.780.333.961	
SERVICOS DE TERCEIROS	315.177.320	294.345.282	
UTILIDADES E SERVICOS	10.894.040	15.810.149	
TRIBUTOS E ENCARGOS PARAFISCAIS	485.774.000	93.855.769	
OUTROS DISPENDIOS CORRENTES	1.790.951.302	1.227.873.545	
PARTICIPACAO NOS LUCROS OU RESULTADOS	14.811.632	9.028.227	
PARTICIPAÇÃO DE EMPREGADOS	13.811.632	9.028.227	
PARTICIPAÇÃO DE DIRETORES	1.000.000	0	
DEMAIS DISPENDIOS	1.776.139.670	1.218.845.318	
ADIANTAMENTOS, DEPOSITOS E OUTRAS APLICACOES	162.511.839	719.121.401	
DEMAIS APLICACOES	162.511.839	719.121.401	
TOTAL DAS SAIDAS	65.946.199.247	41.747.402.283	

Despesas por modalidade de contratação

Modalidade de Contratação	Despesa Liquidada		Despesa Paga	
	2014	2015	2014	2015
1. Modalidade de Licitação (a+b+c+d+e+f+g)				
a) Convite	-	-	-	-
b) Tomada de Preços	R\$ 1.197.317,11	-	R\$ 270.000,00	-
c) Concorrência	R\$ 19.025.708,28	R\$ 19.025.708,28	R\$ 8.009.333,30	R\$ 11.818.282,86
d) Pregão	R\$ 38.909.134,09	R\$ 64.229.402,55	R\$ 30.095.473,68	R\$ 43.381.821,55
e) Concurso	-	-	-	-
f) Consulta	-	-	-	-
g) Regime diferenciado de Contratações Públicas	-	-	-	-
2. Contratações Diretas (h+i)				
h) Dispensa	R\$ 2.614.190,81	R\$ 3.918.689,90	R\$ 3.044.433,36	R\$ 6.619.639,20
i) Inexigibilidade	R\$ 6.503.525,26	R\$ 75.102.372,86	R\$ 2.054.662,08	R\$ 45.699.557,13
3. Regime de Execução Especial				
j) Suprimento de Fundos *	-	-	-	-
4. Pagamento de Pessoal (K+I) **				
k) Pagamento em folha	-	-	-	-
l) Diárias	-	-	-	-
5. Outros				
6. Total (1+2+3+4+5)	68.249.875,55	162.276.173,59	43.473.902,42	107.519.300,74

* Não se aplica o Decreto n.º 93.872/86, que dispõe sobre a unificação dos recursos de caixa do Tesouro Nacional, especificamente o pagamento de despesas por meio de suprimento de fundos;

** Na contratação de prestadores de serviços, a Eletrobras paga o valor do contrato sem individualização de pessoas ou comprometimento em folha de pagamento.

Desempenho operacional

A Eletrobras *holding* encerrou o ano de 2015 com um IPCM de -4,20, indicando que, de forma ponderada, a empresa não cumpriu as metas estabelecidas no CMDE. Apesar de não ter cumprido o resultado esperado para o ano, a empresa obteve melhor desempenho do que o registrado em 2014, quando o IPCM foi de -5,14.

Seu desempenho no indicador “PMSO Ajustado *Holding*/ROL Ajustada *Holdingi*” não foi suficiente para cumprir a meta do ano (34,3 p.p.) e obteve resultado pior do que o apresentado em 2014. Influenciou negativamente no desempenho do indicador a ROL Ajustada da *Holding*, que apresentou um resultado abaixo do esperado no CMDE em R\$ 860,2 milhões, devido, principalmente, aos R\$ 5.939 milhões de passivo financeiro de Itaipu. Já o PMSO ajustado da *holding* foi melhor do que o valor projetado para o componente em R\$ 248 milhões, com destaque para as contas Materiais e Serviço de Terceiros, que foram melhores do que o valor esperado pelo CMDE em R\$ 228 milhões e o custo de compra de energia, que foi cerca de R\$ 330 milhões inferior ao previsto. Os componentes Pessoal e Outros do PMSO Ajustado da *holding* extrapolaram os valores projetados no CMDE.

A reduzida ROL Ajustada da *holding* e o resultado de participações societárias (negativo em R\$ 5,9 bilhões) influenciaram negativamente no desempenho do indicador Margem EBITDA da *holding*, que não cumpriu a meta do ano.

Seu indicador Lucro Líquido/Patrimônio Líquido não cumpriu a meta para 2015, obtendo resultado pior do que a meta do CMDE em 35,4 p.p. O componente Lucro Líquido apresentou prejuízo de R\$ 13.939 milhões devido, principalmente, a:

(i) Provisão para Contingências no montante de R\$ 7.084 milhões, com destaque para a provisão relativa ao empréstimo compulsório de R\$ 5.283 milhões e aos ajustes em valores de processos judiciais de Furnas, Chesf e Eletronorte;

(ii) *Impairments* de R\$ 5.991 milhões, fortemente influenciado pelo *impairment* da Usina Termonuclear de Angra 3 no montante de R\$ 4.973 milhões; e

(iii) Prejuízos das empresas distribuidoras, que somaram R\$ 5.195 milhões em 2015.

O Patrimônio Líquido foi reduzido a R\$ 41.958,52 milhões, internalizando os prejuízos acumulados.

O desempenho no indicador PMSO Ajustado Sistema Eletrobras/ROL Ajustada Sistema Eletrobras não foi suficiente para cumprir a meta do ano (9,9 p.p.), e obteve resultado melhor do que o apresentado em 2014. Apesar de a ROL Ajustada do Sistema Eletrobras ter sido melhor do que o valor previsto no CMDE em R\$ 22 milhões, o componente PMSO Ajustado do Sistema Eletrobras foi pior do que o previsto em R\$ 2,5 bilhões. Pelo exposto, o indicador Margem EBITDA do Sistema Eletrobras não cumpriu a meta estabelecida no CMDE, devido ao EBITDA Ajustado do Sistema Eletrobras ser 35% inferior ao previsto na composição da meta. Apesar de a dívida líquida ter alcançado um resultado melhor do que o previsto no CMDE, o reduzido EBITDA Ajustado levou o indicador Dívida Líquida / EBITDA Ajustado do Sistema Eletrobras ao não atendimento da meta estabelecida. A realização do Investimento do

Sistema Eletrobras alcançou um resultado de 73,5%, ficando 16,5 p.p. pior do que a meta para o ano, como reflexo dos percentuais de realização de investimentos abaixo das metas estabelecidas na maioria das empresas Eletrobras.

O Resultado financeiro do Sistema Eletrobras em 2015 foi impactado pelas variáveis a seguir, além daquelas já apontadas:

De forma positiva:

(i) reversão de provisão para perdas em investimentos no montante de R\$ 611 milhões, influenciada principalmente pela reversão de R\$ 1.100.499 relativa a processo judicial envolvendo passivos de ICMS, em razão de decisão judicial favorável à subsidiária Amazonas Energia (vide Nota Explicativa n.º 42 das Demonstrações Financeiras);

(ii) aumento de 22,5% na receita de operação e manutenção no segmento de transmissão;

(iii) melhora de 146% no resultado de participações societárias;

(iv) repasse de Itaipu de R\$ 234 milhões; e

(v) efeito positivo relacionado à Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA no valor de R\$ 324 milhões.

De forma negativa:

(i) redução de 53% da receita de venda de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);

(ii) despesas relativas a energia comprada para revenda no montante de R\$ 10.766 milhões; e

(iii) redução da remuneração das indenizações referente à 1ª Tranche da Lei n.º 12.783/2013, que apresentou uma variação de 89% devido à redução do saldo decorrente dos pagamentos da 1ª Tranche e ao recálculo de juros e atualizações dos créditos indenizatórios.

A Eletrobras *holding* superou a meta do Índice *Dow Jones*, alcançando 76,0 pontos, diante de uma meta de 74,7. Referente aos resultados do ISEs Bovespa para 2015, resultado divulgado ao final de novembro, a *holding* alcançou novamente nota máxima no indicador Natureza do Produto e também cumpriu a meta para o indicador Governança Corporativa. Já no indicador Geral a empresa não pode ser adequadamente avaliada, devido à mudança de metodologia na apuração do indicador. Dessa forma, esse indicador foi expurgado do Painel de Indicadores da Eletrobras *holding*, pois não reflete mais o desempenho da empresa. O resultado da pesquisa de clima organizacional, por sua vez, apresentou valor fora da meta estabelecida para 2015.

Informações e indicadores sobre o desempenho operacional

A tabela a seguir apresenta os resultados acumulados financeiros, de gestão, governança e sociedade da Eletrobras *holding* para 2015. Os números do painel refletem o desempenho de cada indicador frente às metas pactuadas no CMDE 2013-2017 para o ano de 2015.

CMDE - Acumulado 2015 - Eletrobras				R\$ em milhões em moeda corrente				
Sentido Melhor Desempenho	Indicadores e Componentes	Unidade	Avaliação CMDE					
			Peso	Realizado 2012 IFRS	Realizado 2013 IFRS	Realizado 2014 IFRS	Realizado 2015	Meta 2015
INDICADORES ECONÔMICO-FINANCEIROS								
↑	Lucro Líquido (Holding) Patrimônio Líquido (Holding)	%	3,000	-13,2%	-10,4%	-5,2%	-32,9%	2,2%
	LL (Holding)	R\$ Milhões		-8.816,79	-6.293,31	-2.959,56	-13.939,10	1.472,61
	PL (Holding)	R\$ Milhões		66.811,29	60.429,52	57.042,11	42.311,31	67.594,29
↑	EBITDA Ajustado (Holding) ROL Ajustada (Holding)	%	2,000	***	-72,5%	-45,5%	-299,5%	36,4%
	EBITDA Ajustado (Holding)	R\$ Milhões		-9.143,79	-2.060,26	-1.281,16	-7.478,48	1.223,43
	ROL Ajustada (Holding)	R\$ Milhões		-5.314,00	2.840,24	2.815,95	2.497,39	3.357,58
↑	EBITDA ajustado (Sistema Eletrobras) ROL ajustada (Sistema Eletrobras)	%	1,000	22,4%	-1,7%	6,1%	14,6%	22,3%
	EBITDA Ajustado (Sistema Eletrobras)	R\$ Milhões		6.723,66	-347,00	1.671,89	3.662,52	5.593,05
	ROL Ajustada (Sistema Eletrobras)	R\$ Milhões		30.062,81	20.085,60	27.316,21	25.095,53	25.073,71
↓	PMSO Ajustado (Holding) ROL Ajustado (Holding)	%	3,000	***	144,8%	143,7%	164,0%	129,7%
	PMSO Ajustado (Holding)	R\$ Milhões		3.818,65	4.112,62	4.047,84	4.096,53	4.355,81
	ROL Ajustado (Holding)	R\$ Milhões		-5.314,00	2.840,24	2.815,95	2.497,39	3.357,58
↓	PMSO Ajustado (Sistema Eletrobras) ROL Ajustado (Sistema Eletrobras)	%	1,000	80,7%	92,5%	82,2%	79,0%	69,1%
	PMSO Ajustado (Sistema Eletrobras)	R\$ Milhões		14.444,63	18.581,77	22.460,29	19.830,83	17.336,66
	ROL Ajustado (Sistema Eletrobras)	R\$ Milhões		17.899,72	20.085,60	27.316,21	25.095,53	25.073,71
↓	Dívida Líquida (Sistema Eletrobras) EBITDA Ajustado (Sistema Eletrobras)	Índice		NA	NA	14,02	7,35	5,19
	Dívida Líquida (Sistema Eletrobras)	R\$ Milhões	1,000	27.438,18	13.729,63	23.447,48	26.915,11	29.016,42
	EBITDA Ajustado (Sistema Eletrobras)	R\$ Milhões		-1.925,88	-347,00	1.671,89	3.662,52	5.593,05
↑	Investimento Realizado (Sistema Eletrobras) Investimento Aprovado (Sistema Eletrobras)	%	2,000	78,4%	83,1%	78,2%	73,5%	90,0%
	Investimento Realizado (Sistema Eletrobras)	R\$ Milhões		9.826,49	7.259,04	11.405,33	10.393,80	12.324,33
	Investimento Aprovado (Sistema Eletrobras)	R\$ Milhões		12.530,29	8.731,24	14.580,01	14.144,71	13.693,70
INDICADORES DE GESTÃO, GOVERNANÇA E SOCIEDADE								
↑	Valor obtido na Pesquisa de Clima Organizacional	%	1,000	NA	57,7%	NA	63,7%	68,0%
↑	Pontuação Obtida no Índice Down Jones	Pontos	0,500	70,0	77,0	78,0	76,0	74,7
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa - ISE - Geral	Pontos	0,167	76,8	82,3	81,8	62,0	76,8
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa - ISE - Governança Corporativa	Pontos	0,167	65,0	64,0	70,2	75,3	65,0
↑	Pontuação Obtida no ISE Bovespa - ISE - Natureza do Produto	Pontos	0,167	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
NA - Não se aplica ND - Não disponível NP - indicador não pactuado * - Indicador com apuração prejudicada (componentes negativos)								
Legenda: ■ acima da meta ■ entre 95% e 100% da meta ■ entre 80% e 95% da meta ■ abaixo de 80% da meta								

Informações sobre as atividades relacionadas à pesquisa e desenvolvimento

Instituído em 1974, por iniciativa da Eletrobras, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel (www.cepel.br) constitui-se numa avançada infraestrutura para pesquisa aplicada em sistemas e equipamento elétricos, visando à concepção e ao fornecimento de soluções tecnológicas especialmente voltadas à geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil. Por sua sólida contribuição para a autonomia tecnológica do país, o Cepel tornou-se referência no Brasil e no exterior. Seu acervo de produtos e suas equipes especializadas qualificam-no como o maior centro do gênero da América do Sul.

Tendo como seus associados a Eletrobras e as subsidiárias Chesf, Furnas, Eletronorte e Eletrosul, o centro exerce a Secretaria-Executiva de P&D+I e Tecnologia, da Comissão de Política Tecnológica das Empresas Eletrobras. É o executor central de linhas de pesquisa, programas e projetos, provendo consultoria e assessoramento na avaliação de resultados, na gestão do conhecimento tecnológico e sua aplicação.

Por sua abrangência, os beneficiários da atuação do Cepel transcendem as empresas Eletrobras. Incluem os Ministérios de Minas e Energia e da Ciência, Tecnologia e Inovação, e entidades setoriais, como a Empresa de Pesquisa Energética, o Operador Nacional do Sistema Elétrico, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e a Agência Nacional de Energia Elétrica, além de concessionárias e fabricantes de equipamentos.

Suas atividades de P&D+I, que abrangeram, em 2015, 85 projetos de grande porte da sua carteira de projetos institucionais, organizam-se segundo sete grandes áreas:

- Otimização Energética e Meio Ambiente;
- Redes Elétricas;
- Automação de Sistemas;
- Linhas e Estações;
- Tecnologia de Distribuição;
- Materiais, Fontes Alternativas e Eficiência Energética; e
- Infraestrutura Laboratorial e de Pesquisa Experimental.

Com forte apoio das empresas Eletrobras e outros parceiros, o Cepel desenvolve e mantém um acervo próprio de metodologias e cadeia de modelos computacionais, essencial para a gestão do sistema eletroenergético interligado, dentro de rígidos critérios de segurança. Essa cadeia de modelos computacionais contribui para a redução dos custos financeiros e ambientais, otimização dos recursos naturais, diversificação da matriz energética, minimização de emissões de carbono, confiabilidade no suprimento de energia, modicidade tarifária e segurança energética nacional, estando na base de todas as atividades de planejamento e operação do sistema elétrico nacional. Já a cadeia na área elétrica é largamente utilizada no país, no suporte à análise, planejamento, operação, controle, confiabilidade e estudos sistêmicos do Sistema Elétrico Interligado (SIN).

Em termos de segurança elétrica em tempo real, o programa computacional SAGE, de uso amplo no SIN, 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 (conceito *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 operação em tempo real das redes elétricas das empresas Eletrobras e da maioria das concessionárias integrantes do SIN, além de núcleo do fornecimento, em parceria, da nova Rede de Gerenciamento de Energia (Reger) do ONS para o SIN, desafio de P&D para esta década.

O Cepel participa de projetos e desenvolve estudos de geração eólica, solar, fotovoltaica, heliotérmica, células a combustível, tecnologias de produção de hidrogênio, supercondutores, sistemas híbridos de geração de energia elétrica, e técnicas de avaliação de integridade estrutural e extensão de vida útil. Atua ainda em qualidade de energia, e no desenvolvimento de equipamentos e sistemas para medição, gerenciamento de energia elétrica e redução de perdas.

Com o apoio do MME/Banco Mundial, o centro está montando uma infraestrutura laboratorial e de pesquisa para desenvolvimento e avaliação de soluções de Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grids*).

Projetos do Cepel focados na manutenção da confiabilidade e extensão de vida útil de equipamentos e sistemas de geração, transmissão e distribuição são pontos importantes para a melhoria do desempenho técnico-econômico dos ativos das empresas Eletrobras. Em monitoramento e gestão de ativos das companhias, seus sistemas computacionais e metodologias auxiliam na otimização de investimentos, manutenção e segurança na operação. O centro desenvolve também metodologias e programas computacionais para otimização de projetos de linhas de transmissão de longa distância, a exemplo das linhas de transmissão de corrente contínua associadas às usinas hidrelétricas do rio Madeira.

Ainda com foco na melhoria do desempenho técnico-econômico e socioambiental dos ativos das empresas Eletrobras, destaca-se a contribuição do Cepel no estabelecimento de indicadores de sustentabilidade empresarial, com base nas melhores metodologias e em critérios científicos. Além disso, o centro

O Cepel tem permanente participação em grupos técnicos setoriais e dá suporte técnico à Eletrobras quanto a importantes programas e projetos do governo federal, como o Luz para Todos, Procel, Proinfâ e ReLuz, além de participar da elaboração do Plano Nacional de Energia e dos Planos Decenais de Expansão de Energia.

Em 2015, o aporte de contribuições institucionais das empresas Eletrobras, no atendimento de sua obrigação estatutária para suporte e desenvolvimento do Cepel, somou R\$ 167 milhões. Os valores, apresentados na tabela a seguir, correspondem apenas aos montantes que foram aplicados, nos anos de 2014 e 2015, diretamente para o desenvolvimento dos projetos de pesquisa, lembrando que há outros montantes que são contabilizados como recursos aplicados, entre outros, na administração do Cepel e que não estão classificados como P&D.

Investimentos com Pesquisa, Desenvolvimento & Inovação*	R\$ (mil)		
	2015	2014	Varição (%)
Eficiência Energética	6.206	5.973	4%
Energia Distribuída	798	614	30%
Geração e Tecnologias Avançadas	29.160	28.146	4%
Serviços Inovadores relacionados à Sustentabilidade	3.994	4.397	-9%
Tecnologia de Energia Renovável	4.893	4.622	6%
Tecnologias de Transmissão e Distribuição	101.668	91.797	11%
Total	146.719	135.549	8%

*Os dados se referem apenas ao CEPEL, não contêm informações referentes a outras empresas Eletrobras.

Identificação e descrição sintética das linhas de pesquisa

Síntese das principais linhas de atuação em P&D+I, pesquisa experimental e ensaios em laboratórios.	Diretoria/Departamento responsável
<p>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.</p> <p>Desenvolvimento de 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.</p> <p>Desenvolvimento de metodologias para a incorporação da dimensão ambiental nas diversas etapas do processo de planejamento dos empreendimentos do setor elétrico.</p>	Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação – DP / Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente - DEA
<p>Desenvolvimento de metodologias e programas computacionais para apoio à expansão, supervisão, controle e operação do sistema elétrico-energético.</p> <p>Desenvolvimento de 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.</p>	Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação – DP / Departamento de Redes Elétricas - DRE
<p>Desenvolvimento de 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.</p>	Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação – DP / Departamento de Automação de Sistemas - DAS
<p>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.</p> <p>Desenvolvimento de 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.</p>	Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação – DP / Departamento de Linhas e Estações - DLE
<p>Desenvolvimento de soluções tecnológicas para distribuição de energia elétrica; desenvolvimento de 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.</p>	Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação – DP / Departamento de Tecnologia de Distribuição - DTD
<p>Desenvolvimento de projetos de pesquisa, aplicação de tecnologias e serviços técnicos especializados, tecnologias de materiais (materiais dielétricos, metálicos, cerâmicas), corrosão (sistemas anticorrosão, técnicas para monitoração de corrosão), supercondutividade, células a combustível, fontes alternativas e conservação de energia. Apoio tecnológico aos programas de governo Procel e Luz para Todos.</p>	Diretoria de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação – DP / Departamento de Tecnologias Especiais - DTE
<p>Pesquisas experimentais e ensaios em laboratórios, envolvendo Alta Tensão, Alta Potência, Alta Corrente, Ensaios Corona, Impulso de Corrente, Ensaios sob Poluição, Medição de Alta Tensão, Calibração, Acionamentos e Segurança em Equipamentos Eletroeletrônicos.</p>	Diretoria de Laboratórios e Pesquisa Experimental – DL / Departamento de Laboratórios de Adrianópolis - DLA
<p>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).</p>	Diretoria de Laboratórios e Pesquisa Experimental – DL / Departamento de Laboratórios do Fundão - DLF

Projetos em andamento, metas físicas e financeiras previstas e executadas e resultados obtidos

a) Sistema integrado para análise de redes elétricas – Anarede

Descrição do Projeto

O Anarede é a principal ferramenta de análise estática de redes elétricas utilizada pelo setor elétrico brasileiro. O programa inclui módulos para fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e de fluxo, fluxo de potência continuado, recomposição de sistemas elétricos de potência e, mais recentemente, avaliação de segurança estática de sistemas elétricos de potência.

O programa é distribuído regularmente a todas as empresas do setor elétrico acompanhado de seu respectivo manual de utilização. Os usuários podem fazer o *download* da versão no site do Departamento de Redes Elétricas do Cepel. A interface permite a interação com o programa tanto por meio de linha de comando quanto de uma interface de menus padrão Microsoft Windows.

Objetivos

Esse projeto suporta o contínuo desenvolvimento do programa Anarede para a análise de redes elétricas em regime permanente. O programa compreende os seguintes módulos: fluxo de potência convencional, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e fluxo, fluxo de potência continuado, equivalente de redes, segurança de tensão, recomposição de sistemas elétricos de potência e avaliação de segurança estática.

Atividades realizadas

As atividades executadas em 2015 envolveram:

- Implementação de uma metodologia para geração de curvas PxV de contingência (Opção de Execução PVCT do Código de Execução EXIC).
- Compatibilização do módulo de solução de curva de carga com cargas individualizadas.
- Implementações diversas relacionadas com avaliação de segurança estática e dinâmica de sistemas elétricos de potência.
- Implementação de opção de execução para processamento paralelo da fase de avaliação de segurança dinâmica (Opção de Execução PLEL do Código de Execução EXRS).
- Inclusão do módulo de fluxo de potência com regulação primária na versão de distribuição.
- Implementação de opção de execução para importação de dados de gerador individualizado a partir dos arquivos BNT1 e BNT2 utilizados pelo ONS para geração de casos de fluxo de potência com inércia mínima (Opção de Execução GICC do Código de Execução ANT0).
- Implementação de opção de execução para ajuste de caso de fluxo de potência com base no critério de inércia mínima (Opção de Execução INMN do Código de Execução EXLF).
- Modificação do módulo de monitoração de fluxo para considerar como violados circuitos com carregamento acima de um certo percentual.
- Implementação de código de execução para renumerar e renomear barras simultaneamente.

- Modificação de diversos relatórios para permitir a quebra por ilha elétrica.
- Reestruturação do projeto *Visual Studio*, com migração da versão 2005 para a versão 2010 do ambiente de desenvolvimento.
- Reestruturação do ambiente de controle de versões, trocando o *Visual Source Safe* pelo *Subversion*.
- Criação de novo projeto do gerador de instalações, trocando o *InstallShield* (pago) pelo *InnoSetup* (gratuito).
- Execução de atividades de atualização da documentação do programa, suporte a usuários do setor elétrico brasileiro, distribuição de versões e treinamento interno e externo de usuários.

Resultados Obtidos

- Reestruturação do projeto no ambiente *Visual Studio* e troca do *software* de gerenciamento de versões e de geração de instaladores, com efetiva redução de custos, no caso destes últimos.
- Implementação de uma metodologia para geração de curvas PxV de contingência. Essa funcionalidade tem sido utilizada na avaliação de empreendimentos relacionados com fazendas eólicas.
- A implementação da Opção de Execução INMN, para ajuste do caso de fluxo de potência de acordo com o critério de inércia mínima, permitirá em um futuro próximo que os usuários não precisem mais utilizar o programa ANATO, atendendo a uma antiga demanda da comunidade de usuários do programa Anarede.
- Implementação de diversas melhorias na interface gráfica do programa que serão disponibilizadas para os usuários em 2016.

Gastos Realizados (em Reais)

Projeto	Pessoal*	Serviços e outros	Total
Anarede	2.930.331,39	83.490,58	3.013.821,97

b) Simulação digital de transitórios eletromecânicos – Anatem

Descrição do projeto

O Anatem é a principal ferramenta de análise dinâmica de redes elétricas utilizada pelo setor elétrico brasileiro. O programa permite a modelagem precisa dos diversos componentes do sistema elétrico, com destaque para as máquinas síncronas, rede de transmissão, equipamentos de compensação reativa, elos de corrente contínua e sistema de controle.

O programa é distribuído regularmente a todas as empresas do setor elétrico acompanhado de seu respectivo manual de utilização. Os usuários podem fazer o *download* da versão no site do Departamento de Redes Elétricas do Cepel. A interface gráfica permite a interação com o programa tanto na entrada de dados, como na simulação e apresentação de resultados, no padrão Microsoft Windows.

Objetivos

Esse projeto suporta o contínuo desenvolvimento do programa Anatem para a simulação digital de transitórios eletromecânicos. O programa permite a análise do impacto de grandes perturbações nos sistemas de potência e é utilizado intensamente nos estudos de planejamento e operação do SIN.

Atividades realizadas

- Criação da topologia para controladores definida pelo usuário. Essa funcionalidade permite a definição de uma topologia de CDU por meio do código DTDU que será compartilhada por outros controladores por meio do código ACDU.
- Implementação do controle de *tap* em transformadores conversores, através da criação do subtipo CTAP dos blocos IMPORT e EXPORT dos controladores definidos pelo usuário.
- Implementação do desligamento de circuitos, *shunts* e geradores através de sinais de controladores definidos pelo usuário.
- Implementação do desligamento de barra CA através da criação do evento DBCA.
- Desenvolvimento da funcionalidade de comutação automática para o método de Newton na solução da rede CA. A partir dessa versão, sempre que ocorrer a não convergência do processo de solução CA-CC o programa automaticamente utilizará o método de Newton para a solução da rede CA.
- Implementação da opção de execução DCNI no código de execução DMAQ e DCER para o desligamento dos modelos de gerador e/ou os respectivos reguladores nos quais ocorrerem problemas de inicialização.
- Implementação da opção de execução DGEI no código de execução DMAQ. Essa opção permite que seja utilizada a informação do número de máquinas do código de execução DGEI do Anarede e que seja realizado o cálculo do fator de participação de potência ativa e reativa de cada grupo de máquina ao invés de utilizar essas informações do código DMAQ.
- Implementação da opção de execução IERR que ignora erros de diversos códigos de associação de modelos do Anatem aos respectivos dados do arquivo histórico do Anarede. Os códigos de execução nos quais é possível utilizar essa opção de execução são DMAQ, DCER, DCSC, DFNT, DELO, DCNV, DFCM, DCLI, DPLT, e DFLA.
- Leitura de arquivos .cde do CDUEdit pelo Anatem através do código de execução ACDE.
- Aumento da capacidade de representação de elos de corrente contínua de 24 para 36.
- Inclusão dos botões de atalho na interface do Anatem para os arquivos de dados, relatórios, arquivos de plotagem e botões de integração com os programas Anarede e CDUEdit.
- Implementação de novos ícones para os arquivos associados ao Anatem
- Implementação da opção de execução SAD2, que, ao ser utilizada junto com o código de execução EXSI, habilita a solução desacoplada entre os processos iterativos CA e CC quando houver a não convergência entre esses laços. Essa solução desacoplada ocorre durante um intervalo de 10 ms que pode ser alterado através da constante TSAD.
- Execução de atividades de atualização da documentação do programa, suporte a usuários do setor elétrico brasileiro, distribuição de versões e treinamento interno e externo de usuários.

Principais alterações na versão V10.05.04

- Inclusão da indicação das taxas e valores absolutos de frequência no relatório de saída relativos à operação e à atuação do relé de sobrefrequência para desligamento de

geração (MD11) e do relé de sobrefrequência para alívio de carga em barra CA (MD01).

- Implementação da opção de entrada de dados de frequência no código de execução DREL através do campo pertencente ao parâmetro H nos modelos do relé de subfrequência para alívio de carga em barra CA (MD01), relé de sobrefrequência para desligamento de geração (MD11), relé de subfrequência para desligamento de motor de indução (MD13), relé de sub/sobrefrequência para desligamento de geração (MD14), relé de sub/sobrefrequência para desligamento de geração eólica com conexão direta (MD15), relé de sub/sobrefrequência para desligamento de geração eólica com máquina de indução com dupla alimentação (MD16) e relé de subfrequência para desligamento de *shunt* de barra capacitivo (MD17). Anteriormente a entrada de dados de frequência era dada apenas em pu, sendo agora complementada com a opção de entrada de dados em hertz.
- Linhas em branco no meio do arquivo de dados não são mais consideradas erros e nesta versão passam a ser ignoradas na leitura dos dados (com exceção de uma linha em branco imediatamente após o comando TITU).
- Compatibilização com a nova versão do arquivo histórico do Anarede V10.00.04.
- Modificação da estratégia de atuação do ERAC. Em algumas situações específicas, envolvendo atuação de múltiplos ERAC com atuação mista (por frequência absoluta e taxa) podia haver atuação indevida.

Principais alterações na versão V10.05.03

- Melhorias no gerenciamento de memória para análise de pós-processamento de curvas simuladas do Anatem na interface gráfica.
- Melhorias gerais de exibição do manual online.
- O programa passou a verificar durante a leitura do código de execução DCDU por caracteres impróprios no campo pertencente aos parâmetros P1, P2, P3 e P4.
- Correção da inicialização do bloco ATRASO, impedindo inicialização indevida da entrada deste bloco a partir de valor de saída desconhecido.
- Foi aumentada a seguinte dimensão relativa ao bloco FUNCAO subtipo PONTOS.

Resultados Obtidos

Os principais resultados obtidos em 2015 foram os novos desenvolvimentos realizados no programa Anatem, com destaque para a opção de execução SAD2, que permite a solução desacoplada entre os processos iterativos CA e CC quando houver a não convergência entre esses laços. Foram distribuídas duas novas versões do Anatem (10.5.3 e 10.5.4) ao longo do ano de 2015, além de uma série de novas implementações visando à distribuição de uma nova versão do programa Anatem no ano de 2016.

Gastos Realizados (em Reais)

Projeto	Pessoal*	Serviços e outros	Total
Anatem	3.026.615,61	346.196,62	3.372.812,23

c) Simulador para Treinamento de Operadores de Sistema – Topsisim

Descrição do Projeto

A qualificação dos operadores de sistemas elétricos de potência tem sido uma preocupação constante nas últimas décadas devido à crescente complexidade de operação das redes elétricas. O uso de simuladores de redes elétricas conectados aos sistemas de supervisão e controle dos centros é a melhor alternativa para se obter esse tipo de qualificação. Apesar disso, o alto custo envolvido na aquisição e na manutenção desse tipo de recurso tem inviabilizado o seu uso a nível nacional.

Com os avanços recentes em microcomputação, obteve-se uma redução substancial no custo de *hardware* envolvido. No entanto, os simuladores disponíveis a nível internacional ainda são de alto custo e de aplicação complexa aos centros nacionais devido a diferenças de modelagem de equipamentos e pela dependência em que se incorre com relação aos fornecedores internacionais. Com a grande difusão do sistema de supervisão e controle SAGE, utilizado de maneira competitiva por todo o setor, e pela qualificação há muito reconhecida do Cepel no desenvolvimento de ferramentas de Análise de Redes, tem-se agora a oportunidade de se desenvolver um Simulador Digital de Redes Elétricas, integrado nativamente ao sistema SAGE, de modo a se compor uma alternativa de baixo custo de investimento e manutenção ainda eliminando a dependência de fornecedores externos.

Objetivos

Desenvolver um simulador digital de sistemas elétricos, perfeitamente integrado ao Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE), desenvolvido pelo Cepel, disponibilizando uma ferramenta voltada para o treinamento de operadores de sistemas de potência, bem como para a reconstituição de eventos no sistema.

Atividades realizadas

- Criação da base de dados fonte EMS SAGE a partir de um arquivo do caso de fluxo de carga do Anarede, para viabilizar a execução do simulador.
- Controle de intercâmbio decorrente das variações da geração associadas à curva de carga no cálculo de fluxo de potência.
- Funcionalidade adicional ao protocolo de comunicação ADS (Aquisição de Dados do Scada, do SAGE), correspondente à integração de uma tabela de referência de identificadores.
- Controle da simulação (funções “*Stop*”, “*Pause*” e “*Start*”), recursos para interpretação de outros tipos de comandos de simulação (‘Sage-Treinando’, ‘comando de *tap*’, ‘habilitar sincronismo’, desbloquear uma proteção) e controle do tipo de execução (‘simulador’ ou ‘estudo’) no processo de fluxo de potência, definido pelo operador.
- Relatório Técnico com detalhamento da Especificação Funcional da Interface Gráfica do Instrutor.
- Interface Gráfica do Instrutor para controle da simulação e gerenciamento dos casos base e dos eventos a serem utilizados na simulação.

Resultados obtidos

- Geração automática da base de dados EMS do SAGE a partir do arquivo do

Anarede, de modo a permitir o funcionamento do simulador.

- Melhoria na comunicação de dados entre o simulador e o SAGE Treinando, viabilizando a integração do simulador com base de dados (identificadores) diferentes.
- Especificação Funcional da Interface Gráfica do Instrutor.
- Interface Gráfica do Instrutor para controle da simulação e gerenciamento dos casos base e dos eventos a serem utilizados na simulação.

Gastos realizados (em reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
Topsim	1.098.279,08	487.624,80	1.585.903,88

d) Sistema integrado de apoio à análise de perturbações – Sinape

Descrição do projeto

Já desde a década de 1980, vêm sendo desenvolvidos pelo Cepel sistemas para análise de sinais, onde facilidades como expansão no tempo e amplitude (*zoom*), visualização de várias curvas, sobreposição, medição de tempos e amplitudes, medição de valores RMS etc. estão incluídos.

Posteriormente, despertou-se o interesse nas empresas de ferramentas para manipulação de dados provenientes de registradores digitais de perturbações.

Desde 1994, o projeto Sinape faz parte da carteira de projetos institucionais e em dezembro de 1995 lançava-se a primeira versão do programa , a versão 1.0a. Diversos recursos e funções foram sendo desenvolvidos e incorporados ao longo dos anos, tais como rotinas para análise automática de oscilogramas, melhoria e ampliação dos bancos de dados do Sinape, cálculos genéricos com canais analógicos, programas para desenho de valores de impedâncias de falta, migração de código para 32 bits, entre outros.

A partir de 2006, com o desenvolvimento do Sinape.net ampliou-se o interesse no uso da ferramenta, tanto por parte das empresas do grupo Eletrobras como também das demais. O Sinape.net já está instalado em Furnas, Eletrosul, Eletronorte, Light, Chesf e ONS, havendo consultas e propostas para várias empresas, como a Itaipu Binacional e a Celesc.

Objetivos

Atender às necessidades de análise de faltas em sistemas elétricos de potência, formando uma plataforma única de trabalho. Nesse objetivo, incluem-se também o gerenciamento automático de arquivos de oscilografia e a análise automática de oscilogramas, permitindo gerar dados para vários setores da empresa, em particular para a análise da proteção e para a manutenção.

Os dados de diversos registradores são traduzidos, conforme sua natureza, para o formato padrão COMTRADE. Mesmo sendo medidos em oscilógrafos distintos, os sinais de cada canal podem ser colocados lado a lado para comparação. O Sinape cria um ambiente amigável de trabalho de forma que um usuário não precisa investir muito tempo em treinamento. Rotinas computacionais agilizam o trabalho do analista de oscilografia, permitindo fazer frente ao aumento da base instalada de oscilografia digital. Esse projeto, quando estendido a várias concessionárias, facilitará a troca de

informações sobre faltas no sistema interligado. Além disso, o projeto motiva a busca de soluções padronizadas pelas diversas empresas do setor.

Em função da evolução tecnológica, o custo dos RDPs tem diminuído bastante e a sua robustez tem aumentado consideravelmente. O número de pontos monitorados cresceu também em função dos Procedimentos de Rede. Com isso, o número de oscilogramas a serem analisados cresceu consideravelmente.

O Sinape iniciou uma nova fase, no sentido de desenvolver programas para aumentar o automatismo no processo de análise. O projeto visa aproveitar a experiência obtida em desenvolvimentos anteriores e a capacitação do Cepel no entendimento dos problemas do setor e no desenvolvimento de um ambiente de análise integrado para a área de oscilografia.

Atividades realizadas

- Desenvolvimento do cálculo da direção da corrente de falta visando facilitar o entendimento da falta no sistema elétrico de potência.
- Revisão das rotinas de análise automática.
- Desenvolvimento de características para agilizar a localização de oscilografias referentes a um evento no sistema elétrico (mais facilidades para filtragem de eventos por localização ou por data).
- Integração à interface WEB do Sinape.net do cálculo e visualização gráfica de fasores e do diagrama de impedâncias no plano RX.
- Desenvolvimento de facilidades para sincronização de oscilogramas.
- Criação de facilidade para criação de listas de oscilogramas relacionadas ao evento em análise.
- Agrupamento temporal dos sinais digitais, facilitando a localização das mudanças de estado durante o registro dos eventos.
- Estudo de alternativas para o desenvolvimento de interface WEB para cadastro de equipamentos de subestações elétricas (reatores, transformadores bancos de capacitores).
- Desenvolvimento de rotinas para resumo dos resultados de análise, visando à melhoria no desempenho e visão mais sistêmica dos resultados.
- Melhorias no Sinape referentes a questões retornadas pelos usuários.
- Desenvolvimento de um novo sistema de ajuda (*help*) contextual para os programas do Sinape.
- Desenvolvimento de uma nova versão do programa de cálculo harmônico do Sinape, que permite reamostragem dos dados para o cálculo da filtragem de Fourier e leitura de arquivos compactados.
- Reformulação da camada de acesso ao banco de dados do Sinape.net para facilitar a futura utilização de outros SGBDs que não o *SQL Server* e para permitir consultas mais eficientes ao banco de dados.
- Desenvolvimento de uma interface para manutenção dos dados de georreferenciamento das torres das linhas de transmissão.
- Pesquisa de aplicações para análise pós-evento utilizando dados de medição sincrofasorial.

Resultados obtidos

- Implantação de uma nova interface WEB de visualização de eventos para o

Sinape.net com várias características que tornam mais ágil sua utilização:

- Maior dinamismo à visualização gráfica das oscilografias mostrando os canais de interesse para estudo de um determinado equipamento;
- Facilidades como desenho de fasores e diagrama RX;
- Desenho gráfico de canais digitais integrado com o desenho de canais analógicos, com facilidade de agrupamento temporal dos sinais digitais, facilitando a localização das mudanças de estado durante o registro dos eventos
- Localização de oscilografias referentes a um evento no sistema elétrico de forma mais ágil (mais facilidades para filtragem de eventos por localização ou por data);
- Acesso facilitado aos resultados mais relevantes da análise de eventos, como a direcionalidade da corrente de falta, o valor da localização de faltas, o tipo de falta etc.;
- Criação de listas de oscilogramas relacionados a um evento ("carrinho de oscilografias"), mesmo que listados em subestações ou mesmo empresas distintas.
- Implantação de uma nova interface WEB de visualização de oscilogramas que permite sincronização de dois ou mais arquivos.
- Liberação da versão 3.9.8.17 do Sinape, incluindo nova versão do programa de cálculo harmônico do Sinape, que permite reamostragem dos dados para o cálculo da filtragem de Fourier e leitura de arquivos compactados.

Gastos realizados (em reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
Sinape	2.481.215,94	27.450,00	2.508.665,94

e) Desenvolvimento de nova versão do medidor de ampère-hora – Ah2

Descrição do Projeto

O equipamento (TCAM) destina-se à medição indireta – aquela em que o medidor se conecta no secundário de um transformador de corrente uma vez que a corrente primária é superior à corrente nominal do medidor (120A). Portanto, trata-se de um equipamento para coibir fraudes em consumidores que têm consumo expressivo de energia.

Esse projeto tem como alvo as empresas de distribuição federalizadas que estão ligadas à Eletrobras (Eletrobras Distribuição Alagoas, Eletrobras Distribuição PiauÍ, Eletrobras Amazonas Energia, Eletrobras Distribuição Rondônia, Eletrobras Distribuição Acre e Eletrobras Distribuição Roraima). Contudo, devido à abrangência do conceito, esse trabalho pode ser estendido às demais distribuidoras de energia do setor elétrico brasileiro.

Objetivos

Seu principal objetivo é um produto industrial para medição de eletricidade usando-se transformadores de corrente automonitorados (TCAM), visando monitoramento e avaliação do desempenho de equipamentos e sistemas de medição de energia elétrica, com o propósito de controlar e reduzir perdas não-técnicas das concessionárias de energia elétrica e dentro do conceito de redes inteligentes de distribuição de energia elétrica.

Atividades realizadas

Ao longo do ano de 2015, procurou-se desenvolver uma nova vertente do projeto conhecida como FCAM (fiscalizador de corrente automonitorado) que possui o mesmo

princípio e funcionalidades do TCAM (transformador de corrente automonitorado), porém não traz a necessidade de se substituir o transformador de corrente em uso pelo consumidor. Para tanto, é feita a conexão do fiscalizador em série com o sistema existente, não resultando em desligamentos no consumidor.

A seguir são apresentadas as atividades no desenvolvimento de protótipo do equipamento FCAM destinado a projeto piloto em concessionária de energia elétrica:

- Montagem de três protótipos monofásicos do FCAM incluindo placa eletrônica (fonte + rádio + analógica) e placa do microcontrolador;
- Testes de integração da placa eletrônica e da placa do microcontrolador;
- Elaboração mecânica e testes de calibração do primeiro protótipo monofásico;
- Projeto, montagem da placa e testes da unidade de comunicação receptora;
- Planejamento junto à EDAL (Empresa de Distribuição Alagoas) para instalação do protótipo em campo;
- Testes, verificações de alternativas e adaptações do protótipo aplicado em medidores utilizados pela EDAL

Resultados obtidos

- Obtenção de um protótipo calibrado;
- Protótipo da unidade de comunicação receptora 90% concluído;
- Testes e adaptações no protótipo de acordo com as especificidades do medidor utilizado pela EDAL.

Gastos realizados (em reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
TCAM	3.273.147,78	15.914,47	3.289.062,25

f) Protótipo do analisador de qualidade de energia em aerogeradores – Qualivento

Descrição do projeto

O Projeto Qualivento visa desenvolver rotinas (LabVIEW) para um sistema de aquisição de dados (CompactRIO da *National Instruments*) visando medir potências, flutuação de tensão e harmônicos de corrente.

A atividade para o ano de 2015 foi o desenvolvimento de rotinas para medição da potência ativa e reativa em aerogeradores para o protótipo do analisador de Qualidade de Energia. Esse projeto conta com acompanhamento da Eletrobras e da Chesf. Porém, está disponível para as demais empresas Eletrobras que possuam participação em empreendimentos de geração eólica.

Objetivos

Desenvolvimento de um protótipo de um sistema de medição da qualidade da energia elétrica para aerogeradores, de acordo com os procedimentos descritos na norma IEC 61400-21.

Atividades realizadas

As atividades do projeto em 2015 encontram-se a seguir:.

- Finalização da rotina de medição da potência ativa e reativa;
- Desenvolvimento da rotina de medição de correntes harmônicas;
- Desenvolvimento da rotina de medição de frequências inter-harmônicas na corrente;
- Desenvolvimento da rotina de medição de correntes harmônicas de alta frequência ($f > 3\text{kHz}$);
- Desenvolvimento da interface de controle para medição de correntes harmônicas.

Resultados obtidos

- Testes em laboratório da medição de potência ativa e reativa concluída com êxito e comparada com outros instrumentos de medição;
- Conclusão da parte funcional das rotinas de medição de correntes harmônicas;
- Conclusão da parte funcional das rotinas de medição de correntes de frequências inter-harmônicas;
- Conclusão da parte funcional das rotinas de medição de correntes de alta frequência;
- Aquisição de formas de onda de tensão e correntes em subestações que alimentam parques eólicos para testes do protótipo.

Gastos realizados (em reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
Qualivento	363.032,64	196.414,69	559.447,33

g) Diagnóstico de equipamentos de subestações – DianE

Descrição do projeto

O CME_DianE é um projeto de desenvolvimento contínuo. A primeira parte do projeto foi bem sucedida atingindo-se o objetivo de disponibilizar para as empresas o Sistema DianE com funcionalidades básicas. Busca-se agora a consolidação/continuação do desenvolvimento e o aprimoramento da aplicação em produção nas empresas atingindo-se a maturidade do produto na versão Sistema DianE 2.0.

Objetivos

- Complementação da discussão do conceito de Central de Monitoramento de Equipamentos de SEs (CME), com a possibilidade de mudá-lo para o de "Centro de Manutenção de Equipamentos", adicionando um conjunto de funcionalidades para acompanhamento, não só do estado dos equipamentos, mas também do estado de suas funções operativas (definidas de acordo com os padrões da ONS) e do acompanhamento de processos internos relacionados à manutenção.
- Interagir tecnicamente com fabricantes de sistemas de monitoramento para a busca de soluções padronizadas de troca de informações entre sistemas já existentes nas empresas.

- Interagir tecnicamente com grupos de engenharia da manutenção / operação e com equipes de desenvolvimento de *software* existentes nas empresas, de forma a acelerar o desenvolvimento do DianE, possibilitar o desenvolvimento de análises RCM de consenso, convergindo soluções já existentes nas empresas e ainda não cobertas pelo DianE.
- Estabelecer e consolidar um Grupo de Trabalho em Diagnóstico em Equipamentos (GTDE) para a identificação de requisitos funcionais comuns, proposição de novos projetos P&D e coordenação das implementações computacionais interempresas e o projetos de pesquisa associados ao conceito CME.

Atividades realizadas

- Continuidade à evolução do Sistema DianE pelo aumento de suas funcionalidades, implementações de melhorias de desempenho e adequação a novas tecnologias que visam melhorar a sua intercambiabilidade, portabilidade, conectividade, expansibilidade, modularidade e escalabilidade;
- Remodelagem dos serviços de aquisição do DianE;
- Padronização do banco de dados do DianE;
- Atualização e tradução do dicionário de dados do DianE para o inglês;
- Atualização do Diane 2.2 nas empresas Eletrobras (Furnas e Eletronorte) e instalação nas concessionárias de distribuição de Rondônia e Amazonas;
- Criação de *plugins* para análise dos ensaios do CPC100, importação de dados do SAGE (manobras de disjuntores) e análise de quantidade de manobras de disjuntores;
- Criação de banco de dados para ambiente de desenvolvimento do DianE para Eletronorte e Furnas;
- Início dos testes para integração com SAP-R3.

Resultados obtidos

- Testes com importação manual do SAP-R3 concluído com sucesso;
- Serviços de aquisição independentes e novos *plugins* criados com sucesso;
- Banco de dados do DianE padronizado com sucesso;
- Dicionário de dados do DianE atualizado com sucesso;
- Dicionário de dados traduzido para o inglês com sucesso;
- Equipe capacitada a iniciar a implementação de comunicação automatizada com SAP-R3 via RFC/BAPI;
- Filosofia de criar ambiente de desenvolvimento do DianE para realização de testes de novas ferramentas, implementada com sucesso.

Gastos realizados (em reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
DianE	3.525.577,30	59.868,11	3.585.445,41

h) Desenvolvimento e integração de modelos para linhas de transmissão – Elektra

Objetivos

O projeto Elektra envolve o desenvolvimento de ferramentas computacionais, estudos, documentação técnica e suporte técnico às empresas Eletrobras para o dimensionamento, custeio e otimização técnico-econômica de projetos de linhas de transmissão de energia elétrica em CA e CC com feixes de condutores genéricos. Várias metodologias e modelos de cálculo para essa tarefa foram incorporadas no Sistema Computacional Elektra, que começou a ser desenvolvido no Cepel em 2004 e, atualmente, tem vários usuários dentro do Grupo Eletrobras e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Atividades realizadas

- Desenvolvimento de novas equações de regressão para estimativa do peso de estruturas de LTs em CA e CC.
- Inclusão do banco de preços e da metodologia para o cálculo do custo de instalação de LTs conforme o modelo mais recente da Aneel.
- Implementação de sugestões técnicas de usuários do programa para a melhoria da interface de uso do programa Elektra, incluindo a leitura automática de arquivos de dados de outros programas computacionais do Cepel.
- Aprimoramento e testes do módulo de cálculo de coordenação de isolamento de LTs em CA e CC.
- Atualização do módulo de registro do programa Elektra para usuários do grupo Eletrobras e externos, com melhoria da segurança contra cópia não autorizada e violação de instalação do programa.
- Distribuição de novas versões do programa Elektra para novos usuários do Grupo Eletrobras e da EPE.
- Apoio a usuários do Grupo Eletrobras e da EPE para a definição de casos base em 500 kV CA e ± 800 kV CC, visando às análises dos novos empreendimento de transmissão de energia elétrica no Brasil.

Resultados obtidos

Implementações computacionais e metodologias de cálculo no Sistema Elektra:

- Novos modelos para a estimativa de custos de estruturas metálicas estaiadas e autoportantes para 500kV CA e ± 800 kV CC.
- Inclusão do banco de preços e da metodologia para o cálculo do custo de instalação de LTs conforme o modelo mais recente da Aneel.
- Testes na rotina para o cálculo da coordenação de isolamento de LTs em CA e CC.
- Melhoria da segurança contra cópia não autorizada do programa.

Atendimento a usuários do Sistema Elektra:

- Distribuição do Sistema Elektra e suporte técnico para vários usuários de Furnas, Eletronorte, Eletrosul e EPE.

Estudos realizados:

- Apresentação dos estudos para a concepção da segunda LT em ± 800 kV CC para a Interligação entre as Regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.
- Definição de casos base em diversos níveis de tensão em CC e CA, e

distribuição desses dados a usuários do Grupo Eletrobras e da EPE.

Gastos realizados (em reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
Elektra	1.457.626,35	792,05	1.458.418,40

i) Implantação de uma planta piloto de geração heliotérmica na região do semiárido do Brasil – Helioterm

Descrição do projeto

Trata-se da primeira fase referente à construção de uma plataforma de pesquisa experimental para o desenvolvimento da energia solar no país abrangendo diversos tipos de tecnologia e seguindo os moldes de plataformas existentes no exterior.

A planta piloto será construída no município de Petrolina (PE), em terreno cedido pela Codevasf, onde a irradiação solar direta é compatível com a de localidades em que normalmente são construídas plantas de concentração solar no mundo. A escolha dessa localidade foi realizada através de um estudo desenvolvido pelo Cepel, tomado como base para a elaboração dos projetos conceitual e básico da usina, já disponíveis.

O projeto conta com um plano de absorção de tecnologia com foco na construção de parcerias com instituições no Brasil e estudos com base em bolsas do tipo DTI, do CNPq.

O projeto foi aprovado pela Finep em agosto de 2012, tendo como executor o Cepel, co-executor a UFPE, co-financiador a Secti-PE (Secretaria de Ciência, Tecnologia e Inovação do Estado de Pernambuco) e parceira da Chesf. A primeira parcela dos recursos foi disponibilizada em dezembro de 2012.

Objetivos

Implantação de uma planta piloto com potência de 1 MW sem armazenamento térmico, utilizando tecnologia de cilindros parabólicos, na região do semiárido.

Atividades realizadas

As atividades realizadas durante o ano de 2015 são as seguintes:

- Licitação da empresa de consultoria, com experiência em energia solar com concentração, para atuar ao longo de todo o projeto.
- Em execução, a elaboração do Estudo Técnico Ambiental para obtenção da Licença Prévia de Instalação, seguindo o termo de referência elaborado pela Agência Municipal de Meio Ambiente (AMMA) de Petrolina.
- Operação e manutenção do sistema meteorológico, instalado em junho de 2014, mediante Acordo de Cooperação Técnica entre o Cepel e a Embrapa.
- Gerenciamento, P&D e absorção de tecnologia (convênios e bolsas CNPq) ao longo de todo o projeto.

Resultados obtidos

Destacam-se os seguintes resultados alcançados no decorrer do ano de 2015:

- Contratação de consultoria estrangeira para atuar ao longo de todo o projeto;
- Elaboração de minuta de especificação técnica para o edital de licitação da

empresa de EPC, com base nas informações recebidas pela empresa de consultoria contratada;

- Coleta de dados da estação meteorológica, desde junho de 2014;
- Relatórios técnicos dos bolsistas que atuam no Plano de Absorção de Tecnologia.

Gastos realizados (em reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
HelioTerm	991.800,08	770,85	992.570,93

j) Conjunto de indicadores para apoio ao processo de gestão de sustentabilidade para as empresas Eletrobras – IGS

Descrição do projeto

Estabelecer para as empresas Eletrobras um conjunto de indicadores que apoie o processo de Gestão de Sustentabilidade Empresarial.

Conceber e implementar um banco de dados para armazenamento, edição, tratamento, consulta e visualização das informações relacionadas com os indicadores estabelecidos no âmbito do projeto.

Objetivos

A metodologia de pesquisa que está sendo utilizada para o desenvolvimento dos indicadores de gestão da sustentabilidade e o Sistema IGS consiste em três etapas principais.

A primeira etapa é a realização de um levantamento e detalhamento dos diferentes relatórios e questionários de sustentabilidade empresarial existentes, além do estado da arte do setor elétrico nacional e internacional em termos de Gestão de Sustentabilidade Empresarial, com foco em cada uma das dimensões.

A segunda etapa é composta por um mapeamento do *status* de cada uma das dimensões nas empresas Eletrobras. Um dos instrumentos para subsidiar esse mapeamento envolve a aplicação de um questionário a fim de se obterem informações que permitam essa caracterização.

A partir das respostas das empresas Eletrobras aos questionários, é realizada uma análise SWOT (*Strengths, Weaknesses, Oportunities and Threats*) com o objetivo de identificação das questões mais estratégicas e que demandam um maior nível de ação em cada uma das dimensões da sustentabilidade, classificando-as em forças, fraquezas, oportunidades e ameaças. A partir dessa análise, inicia-se a terceira etapa, quando é priorizado um conjunto de indicadores, considerando-se as diferentes dimensões da sustentabilidade, que são discutidos com representantes das empresas Eletrobras, para serem estabelecidos protocolos e avaliadas as formas de inserção no Sistema IGS.

Além da definição do conjunto de indicadores para apoiar a gestão da sustentabilidade nas empresas Eletrobras, o projeto IGS também passou a desenvolver, em 2015, uma ferramenta computacional para apoiar o processo de coleta de dados e elaboração do

Relatório de Sustentabilidade das empresas Eletrobras (modelo GRI), denominada IGS-Relat.

Atividades realizadas em 2015

Sistema IGS (Dimensão Ambiental)

- Desenvolvimento de indicadores de sustentabilidade para a dimensão ambiental relacionados à geração de energia eólica para serem incorporados no Sistema IGS (Dimensão Ambiental).
- Desenvolvimento de novos relatórios para gerenciamento do preenchimento do Sistema IGS pelos usuários: Relatório “Níveis de Homologação” (permite que um responsável por nível identifique as informações ainda não homologadas e a serem homologadas e permite aos responsáveis por níveis superiores no sistema que sejam identificados os níveis de homologação de registros que ainda não estão disponíveis para homologação, de modo que possam atuar para agilização do processo).

IGS-Relat

- Finalização do desenvolvimento da ferramenta IGS-Relat e IGS Relat-Administrativo (gerenciamento de protocolos do IGS-Relat).
- Integração dos dados provenientes do Sistema IGS (Dimensão Ambiental) com o IGS-Relat.
- Oficina para treinamento de participantes da Eletrobras *holding* no IGS-Relat Administrativo para povoamento com protocolos de indicadores a serem coletados tendo em vista o Relatório de Sustentabilidade.

Resultados obtidos

- Protocolos de indicadores para gestão da sustentabilidade (dimensão ambiental) da geração de energia eólica definidos.
- Relatório “Níveis de Homologação” implementado no Sistema IGS (Dimensão Ambiental).
- Ferramenta IGS-Relat e IGS-Relat Administrativo disponibilizadas para Eletrobras.

Gastos realizados (em reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
IGS	1.291.863,47	18.038,17	1.309.901,64

k) Balcar

Descrição do projeto

O projeto visa à pesquisa e ao desenvolvimento de metodologias e ferramentas computacionais para se obterem estimativas e prognósticos de emissões de gases de efeito estufa em reservatórios de centrais hidrelétricas, levando-se em conta os diferentes tipos, tamanhos, idades e localizações de reservatórios no Brasil, através de campanhas de medição em campo e uso de modelos computacionais.

Objetivos

- Execução de quatro campanhas com espaçamento trimestral de medição de fluxos de gases de efeito estufa na interface água-atmosfera, de taxas de sedimentação permanente no fundo e de parâmetros hidrológicos nas UHE

Santo Antonio, Batalha e Belo Monte, incluindo também campanhas na UHE de Jirau.

- Execução de quatro campanhas com espaçamento trimestral de medição de fluxos de gases de efeito estufa nas interfaces água-atmosfera e água-solo e de parâmetros hidrológicos em dois aproveitamentos hidrelétricos nas áreas onde serão construídas UHEs São Luiz do Tapajós e Jatobá.
- Realização de três campanhas com espaçamento quadrimestral de medição de fluxos de gases de efeito estufa na interface água-atmosfera, de taxas de sedimentação permanente no fundo e de parâmetros hidrológicos em quatro aproveitamentos hidrelétricos em cascata no rio São Francisco: Sobradinho, Itaparica, Paulo Afonso e Xingó.
- Realização de estudos de balanço de emissões de gases de efeito estufa com os dados das campanhas efetuadas.
- Realização de 12 campanhas mensais de medição de fluxos de gases de efeito estufa nas interfaces água-atmosfera e sedimento-água, de taxas de sedimentação permanente no fundo; e de parâmetros hidrológicos, limnológicos, meteorológicos e hidráulicos nas UHE de Funil, localizado no rio Paraíba do Sul (RJ) visando fornecer dados para o desenvolvimento de modelagem computacional, incluindo a instalação e operação de boias do INPE e torre para medição por covariâncias turbulentas nas margens.
- Realização de 6 campanhas mensais de medição de fluxos de gases de efeito estufa nas interfaces água-atmosfera e sedimento-água, de taxas de sedimentação permanente no fundo e de parâmetros hidrológicos, limnológicos, meteorológicos e hidráulicos na UHE Santo Antônio no rio Madeira (RO) visando fornecer dados para o desenvolvimento de modelagem computacional.
- Realização de medições nos reservatórios das UHE Funil e Santo Antonio visando estimar a contribuição do metano como fonte de energia para as suas cadeias alimentares
- Calibração e validação de modelos matemáticos para simular emissões líquidas de gases de efeito estufa em usinas hidroelétricas.
- Desenvolvimento de diretrizes para a formulação, calibração, validação e uso de modelos hidrodinâmicos e qualidade da água de reservatórios que incluam os fluxos de gases de efeito estufa e sedimentação de carbono em reservatórios de centrais hidrelétricas.
- Levantamento e definição de boas práticas para o gerenciamento relativo às emissões de GEE em reservatórios hidrelétricos.
- Divulgação e disseminação dos resultados do estudo e capacitação de equipes técnicas para a coleta, análise, tratamento e modelagem dos dados referentes às emissões de GEE em reservatórios.

Atividades realizadas e resultados obtidos

- Detalhamento das atividades do projeto para o triênio 2016/2019.
- Análise das propostas técnicas e orçamentos das entidades executoras.
- Produção de documentação técnica internacional no âmbito do grupo de trabalho da Agência Internacional de Energia em hidroeletricidade contendo diretrizes visando ao desenvolvimento de modelos para análise quantitativa de emissões líquidas de gases de efeito estufa em reservatórios de centrais hidroelétricas.
- Desenvolvimento de um banco de dados para armazenamento das medições realizadas no âmbito do projeto.

Gastos realizados (em reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
Balcar	793.988,97	289.950,15	1.083.939,12

1) Modelo Estratégias de geração hidrotérmica subsistemas interligados – Newave

Descrição do projeto

O modelo Newave visa à determinação da política ótima de operação de longo e médio prazo para sistemas hidrotérmicos interligados que minimiza uma ponderação entre o custo esperado de operação e uma medida de aversão ao risco hidrológico, no período de planejamento.

Objetivos

O parque gerador de cada subsistema é representado por um ou mais reservatórios equivalentes de energia dentro de um mesmo subsistema/submercado, considerando usinas térmicas e intercâmbios entre subsistemas/submercados.

Esse modelo utiliza a técnica de programação dinâmica dual estocástica (PDDE) e decomposição pelo algoritmo de Benders. O processo de convergência consiste em uma simulação no sentido recursivo (*backward*) – em que se obtém, iterativamente, as funções de custo futuro que representam a política de operação para cada estágio do período de planejamento – e uma simulação no sentido direto (*forward*) em que se obtém um limite superior e um limite inferior para o custo total de operação no período de planejamento estudado. Quando esses dois valores estiverem suficientemente próximos ou o limite inferior estiver estabilizado (critérios de convergência) o processo iterativo é interrompido.

O modelo Newave representa a estocasticidade das energias afluentes, modelando-a como variável de estado no algoritmo de programação dinâmica dual estocástica e através da consideração de uma árvore de cenários não equiprováveis, gerados pelo método de amostragem seletiva. O modelo estocástico adotado é o PAR(p) considerado no modelo GEVAZP. Outra variável de estado do algoritmo é a energia armazenada no início de cada mês em cada um dos reservatórios equivalentes de energia.

Atividades realizadas em 2015

- Aprimoramentos na formulação matemática da representação diferenciada de reservatórios equivalentes de energia e submercados/subsistema e validação da metodologia proposta no âmbito do GT7 (Questões Metodológicas Associadas aos Modelos Computacionais de Expansão e Operação) da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP).
- Incorporação de restrições elétricas internas aos reservatórios equivalentes de energia.
- Aprimoramentos na metodologia da superfície de aversão a risco (SAR).
- Troca do pacote de otimização OSL para COIN e do sistema de memória de 32bits para 64bits no modelo DECOMP.
- Compatibilização da modelagem de vários reservatórios equivalentes em um

mesmo REE, no modelo DECOMP e extensões no modelo DESSEM

- Incorporação da técnica de processamento distribuído para a realização de simulações que utilizam o modo de simulação hidrotérmica do modelo SUIISHI;
- Compatibilização e validação do módulo SHP do modelo SUIISHI, o qual passa a simular a operação das usinas localizadas na bacia do rio Paraíba do Sul em conformidade com as regras descritas na Resolução ANA n.º 211, de 26 de maio de 2003.
- Validação do modo de simulação para cálculo de energia firme e do modo de simulação hidrotérmica do modelo SUIISHI no âmbito do GT7 (Questões Metodológicas Associadas aos Modelos Computacionais de Expansão e Operação) da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP).

Resultados obtidos

- Durante o ano de 2015 foi realizada uma minuciosa validação da metodologia para representação diferenciada de reservatórios equivalentes de energia e submercados/subsistema implementada no programa Newave. Essa validação foi conduzida pelo grupo de trabalho “Questões Metodológicas Associadas aos Modelos Computacionais de Expansão e Operação” da CPAMP (GT7/CPAMP), coordenada pelo Cepel e com a participação do MME, Aneel, EPE, CCEE e ONS. Concomitantemente, nesse grupo de trabalho foram avaliadas diversas configurações para divisão do sistema interligado nacional utilizando o programa Newave. Ao longo desse processo foram realizados aperfeiçoamentos na formulação inicialmente implementada, a fim de torná-la mais aderente aos estudos de planejamento da operação médio prazo e da expansão de curto prazo. Ao final dessa validação, a versão do programa foi encaminhada para validação da funcionalidade pelos agentes do setor elétrico e posterior homologação pela Aneel para uso a partir de janeiro de 2016.
- Em algumas situações, faz-se necessário representar restrições na capacidade máxima de geração de um conjunto de usinas hidroelétricas pertencentes a um mesmo reservatório equivalente de energia (REE). Tais restrições foram representadas no programa computacional Newave como uma restrição elétrica interna ao REE, que limitam tanto a geração hidráulica de usinas motorizadas quanto de usinas submotorizadas.
- A atual formulação da SAR apresenta uma perda de intuição para escolha do valor a ser utilizado para penalização pelo não atendimento dessa restrição, devido ao efeito acumulativo de violação em períodos consecutivos e um elevado tempo computacional. Foram implementados dois aprimoramentos na metodologia SAR no programa computacional Newave: (i) nova formulação para a penalização pelo não atendimento às restrições SAR, que evita o acúmulo de penalidades e garante um caráter intuitivo para escolha do valor a ser utilizado e (ii) construção *a priori* das restrições da SAR utilizando técnicas de processamento paralelo, para reduzir o tempo computacional.
- Migração do modelo DECOMP para a plataforma 64 bits, com mudança do pacote de otimização para o COIN. Isso torna possível a execução de casos com um número maior de usinas hidroelétricas e termoeletricas, além de abrir espaço para futuras implementações no modelo.

Gastos realizados (em reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
NEWAVE	2.022.786,54	35.869,12	2.058.655,66

m) Desenvolvimento de tecnologias para transmissão em ultra-alta tensão – LABUAT

Descrição do projeto

O projeto visa à pesquisa e ao desenvolvimento de tecnologias para linhas de transmissão em Ultra-Alta Tensão (UAT), incluindo:

- Estudo, modelagem e avaliação teórica de novos arranjos de LT em UAT, em corrente alternada e corrente contínua para longas distâncias.
- Realização de pesquisa teórico-experimental para validação dos arranjos de LTs em UAT, em corrente alternada e corrente contínua.
- Promoção da capacitação e da pesquisa e desenvolvimento no país, mediante as parcerias que serão montadas ao longo do projeto, com instituições de ensino e pesquisa e fabricantes.
- Implementação de infraestrutura laboratorial de ponta para pesquisa experimental em Ultra-Alta Tensão, disponibilizada para futuros estudos e desenvolvimentos tecnológicos e aberta a parcerias com instituições de ensino e pesquisa, empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e fabricantes.

Objetivos

O projeto está estruturado nas seguintes fases:

- Estudos, modelagens e simulações de novas tecnologias para transmissão em Ultra-Alta Tensão (UAT).
- Validação de tecnologia, mediante ensaios e avaliação experimental de protótipos na infraestrutura laboratorial disponível no Cepel.
- Validação de tecnologia, mediante ensaios e avaliação experimental no Laboratório de UAT abrigado, para permitir pesquisa experimental sob condições controladas, a partir de protótipos desenvolvidos;
- Estudos sobre normatização e procedimentos a serem adotados em UAT.

Atividades realizadas em 2015

- Continuidade da implantação das instalações na Unidade de Laboratórios de Adrianópolis para realização das pesquisas experimentais, incluindo a construção das bases de concreto, a fabricação e montagem dos pórticos Norte e Sul, a execução de infraestrutura civil com canaletas, bases dos guinchos de tração e de elevação, arreamento e drenagens. Essas atividades foram financiadas pelo Banco Mundial, Projeto META.
- Fabricação, montagem e comissionamento do transformador de ensaio da Gaiola Corona.
- Expansão dos retificadores de ensaio para tensões bipolares de até 1000 kV CC, incluindo o comissionamento e treinamento para sua utilização.
- Início da revitalização da estrutura lateral da Gaiola Corona.

Resultados obtidos em 2015

- Definição das características funcionais de equipamentos de ensaio para a implantação do Laboratório UAT Abridado na Unidade Adrianópolis.
- Pesquisa teórica inicial sobre DC *Multi-infeed*: Conceitos e Experiência Mundial.
- Histórico de atividades relacionadas com a determinação da suportabilidade dielétrica de torres compactas e pesquisa bibliográfica relativa a normas e publicações sobre ensaios em sistemas de UAT;
- Identificação de modelos computacionais de linhas de transmissão
- Realização dos primeiros ensaios com os retificadores, utilizando a infraestrutura laboratorial para Ultra Alta Tensão (UAT) que está sendo construída na Unidade de Adrianópolis.

Gastos realizados (em reais)

Projeto	Pessoal	Serviços e outros	Total
LABUAT	2.830.069,02	569.052,60	Erro! Vínculo não válido.

Apresentação e análise de indicadores de gestão acerca do desempenho do Centro de Pesquisas

Um dos indicadores de desempenho do Cepel refere-se à medida de satisfação dos clientes do centro, realizada por meio da "Pesquisa de Satisfação dos Clientes Externos". Essa pesquisa permite uma constante avaliação dos resultados das atividades realizadas mediante sua infraestrutura laboratorial de ensaio e de calibração. A fonte de dados do índice é um sistema informatizado, com acesso controlado por *login*, que encaminha a pesquisa de satisfação para todos os clientes 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 avaliadas por meio de uma pesquisa de satisfação de clientes externos, que tem como objetivo aferir 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 2013 a 2015:

INDICADOR	REALIZADO		
	2013	2014	2015
Índice de Satisfação dos Clientes Externos	4,30	4,50	4,40
Total de Pesquisas Processadas:	38	30	55
Laboratórios	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 Eletroeletrônicos, Alta Tensão, Poluição, 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, Calibração, Referência em Medição de Alta Tensão, Análises Químicas, Metalografia, Propriedades Mecânicas, Propriedades Elétricas e Magnéticas, Refrigeração e Iluminação.

Estrutura de controles internos relacionada aos projetos de pesquisa

Em termos do planejamento e controle da realização física dos projetos de P&D+I, o Cepel conta com dois sistemas próprios, informatizados (Sistema Caderno de Contas e Sistema de Relatório de Acompanhamento de Projetos – RAP/RAF). Essas ferramentas para acompanhamento dos projetos estão disponíveis na Intranet do Cepel, com acesso hierarquizado, através de *login* e senha.

O Sistema Caderno de Contas permite o registro do histórico, objetivos e metodologia para desenvolvimento do projeto, além do planejamento anual, em termos de atividades previstas, alocação de pessoal, resultados esperados (marcos, metas e produtos), e cronograma.

O Sistema de Relatório de Acompanhamento de Projetos (RAP/RAF) permite o registro de observações sobre as atividades concluídas, o percentual de realização das atividades, em relação ao planejado no Sistema de Caderno de Contas, além de questões relevantes do projeto, e destaques, obstáculos encontrados, medidas mitigatórias pertinentes adotadas e/ou readequação do planejamento do projeto.

Adicionalmente, com esses sistemas é possível determinar-se um percentual global de realização das atividades, como simples indicativo para análise do andamento de cada projeto. Esse percentual é utilizado principalmente em seu aspecto qualitativo, como ponto de atenção. Em geral, é impactado por condições fora do controle do Cepel, como, por exemplo, um redirecionamento de equipes envolvidas nos projetos para execução de atividades que não estavam previstas no início do ano, mas que passam a ser consideradas mais prioritárias ou mais urgentes, a pedido dos associados. Ou ainda por fatores externos ao Cepel ou mesmo às empresas Eletrobras. Nesse sentido, embora de alguma utilidade, não tem um significado efetivo como elemento de gestão.

Em termos do planejamento e controle da realização financeira dos projetos de P&D+I, o Cepel dispõe dos seus sistemas gerais de orçamentação (custeio e investimento, por rubrica e item orçamentário) e acompanhamento de custos, para cada conta de projeto.

Em relação especificamente a custos, o Sistema SISCUSTO, por exemplo, permite o registro e o controle de apropriação de todos os seus itens de despesas, ocorrentes no curso do desempenho de atividades do centro, incluindo aquelas referentes aos seus projetos de P&D+I. Esse sistema tem sido a base para 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, entidades e empresas com que o centro se tem relacionado.

O acompanhamento de custos se dá mediante a identificação unívoca da combinação dos elementos Conta de Apropriação, Área Responsável, Rubrica e Item Orçamentário, em que se enquadra o gasto incorrido na atividade em questão. As Contas de Apropriação englobam todo o conjunto de atividades do centro, e são classificadas segundo sua natureza, em grupamentos codificados numericamente:

Natureza da Atividade	Codificação numérica associada à Conta de Apropriação
‘Projeto de P&D’	1000 a 1999
‘Estudo Prospectivo’	2000 a 2999
‘Serviço Técnico’*	3000 a 3999
‘Atividade Administrativa’**	4000 a 4999
‘Infraestrutura’**	5000 a 5999
‘Institucional’**	8000 a 8999

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

(**) Atividades que têm seus custos rateados entre as atividades finalísticas do Centro (Projetos de P&D, Estudos Prospectivos e Serviços Técnicos).

Com relação a cada projeto, identificam-se, com precisão, os recursos orçamentários a ele alocados e os valores gastos, no tocante a cada um dos itens orçamentários, e não apenas aqueles referentes aos homens-hora (HH) empregados, custos correspondentes a esta Rubrica (Pessoal), e que retratam, financeiramente, os respectivos gastos.

Em 2014, por conta de informações prestadas pelo Cepel ao CGU, por ocasião dos esclarecimentos referentes ao mencionado Relatório de Auditoria CGU 201400078, promoveu-se uma melhor visualização dos custos para realização de projetos, em especial, numa primeira fase, os da Carteira de Projetos Institucionais do centro (Carteira PI), constituída notadamente por projetos estratégicos, em vista do atendimento de necessidades prioritárias das empresas Eletrobras e de outros projetos do centro a ela vinculados.

Esse resultado consistiu na criação de num novo conjunto de telas de informações, permitindo acesso sistematizado aos valores das várias parcelas de custos, e sua totalização, por projeto da Carteira PI e projeto(s) a ele vinculado(s), 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 as empresas Eletrobras, em relação ao custo global do centro e ao conjunto das contribuições estatutárias destas.

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, proceder-se-á 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.

Demonstrativo dos gastos efetivados nos projetos de pesquisa por modalidade informando quantitativo e valores envolvidos, incluir também as despesas decorrentes de dispensas e inexigibilidade de licitação

Modalidades (P&D+I, Pesquisa Experimental e Ensaio)	Custo Total
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; à previsão de mercado de longo prazo e tomada de decisão de investimentos em projetos de geração de energia; à incorporação da dimensão ambiental nas diversas etapas do processo de planejamento dos empreendimentos do setor elétrico.	R\$ 22.512.133,89
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.	R\$ 19.762.670,48
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.	R\$ 25.057.832,98
P&D+I referentes a técnicas de ensaio, medição e monitoramento, bem como a 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.	R\$ 39.086.928,76
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\$ 8.279.366,64

Modalidades (P&D+I, Pesquisa Experimental e Ensaio) – (continuação)	Custo Total
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.	R\$ 16.489.645,28
Pesquisas experimentais e ensaios em laboratórios, envolvendo	R\$ 12.147.942,25

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.	
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).	R\$ 7.204.134,79
Total geral	R\$ 150.540.655,07

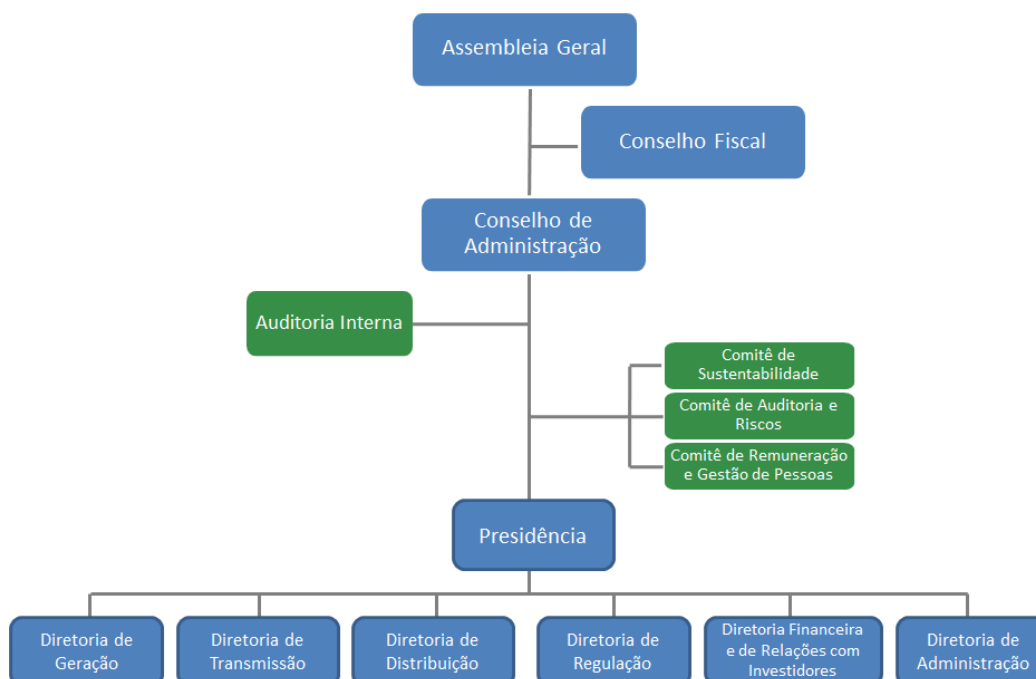
O total de aquisições destinadas aos projetos de pesquisa, por Inexigibilidade foi, em 2015, correspondente a R\$ 1.447.485,01.

O total de aquisições destinadas aos projetos de pesquisa, por Dispensa de Licitação atingiu, em 2015, o montante de R\$ 5.901.729,27.

Desse total, R\$ 5.680.242,99, referem-se a contratos com a Pontifícia Universidade Católica (PUC-Rio).

Descrição das estruturas de governança

O modelo de governança corporativa da Eletrobras conta com a Assembleia Geral de Acionistas, Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva, estando todos esses órgãos comprometidos com a perenidade da empresa, de forma sustentável. Seus papéis e responsabilidades encontram-se definidos no Estatuto Social da companhia e nos Regimentos Internos de cada órgão, observando o que dispõe a legislação vigente.



A Eletrobras disponibiliza em seu website instrumentos de gestão e políticas que subsidiam a governança em suas empresas:

<http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISD76CB1BBPTBRIE.htm>

Ligados ao Conselho de Administração estão a Auditoria Interna e os Comitês de Apoio ao Conselho: Sustentabilidade, Auditoria e Riscos e Remuneração e Gestão de Pessoas.

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. Além disso, a Auditoria Interna deverá acompanhar anualmente a efetividade do Programa de *Compliance* das Empresas Eletrobras, como parte do Plano Anual de Trabalho da Auditoria Interna (PAINT).

Criados para auxiliar o Conselho de Administração em assuntos estratégicos a fim de garantir que a decisão a ser tomada pelo conselho seja tecnicamente fundamentada, cada comitê possui 03 (três) vagas para Conselheiros de Administração, sendo que o Presidente da Eletrobras participa somente do Comitê de Sustentabilidade, uma vez que faz parte da gestão da empresa.

As atribuições pertinentes a cada Comitê encontram-se dispostas em seus respectivos regimentos internos disponibilizados no site da Eletrobras:

<http://www.eletobras.com/elb/data/Pages/LUMISD76CB1BBPTBRIE.htm>

A Assembleia Geral Ordinária (AGO) é realizada dentro dos quatro primeiros meses seguintes ao término do exercício social e aprovou, em 2015:

- as demonstrações financeiras completas referentes ao exercício social de 2014;
- a destinação do resultado do exercício e distribuição dos dividendos e/ou juros sobre o capital próprio referente ao exercício de 2014;
- 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 2016; e
- a remuneração dos membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva.

Extraordinariamente, a Assembleia Geral se reunirá nos casos previstos em lei e sempre que o Conselho de Administração achar conveniente. Em 2015, foram realizadas 03 (três) Assembleias Gerais Extraordinárias.

Informações sobre os dirigentes e colegiados

1) Conselho de Administração

O Conselho de Administração é um órgão colegiado, eleito pela Assembleia Geral, encarregado do direcionamento estratégico da companhia, sendo o principal componente do sistema de governança. O Conselho deve proteger e valorizar a empresa, otimizando o retorno do investimento a longo prazo, buscando o equilíbrio entre os anseios de todas as partes interessadas.

É composto por até dez membros, sete dos quais indicados pelo acionista majoritário; um pelos acionistas minoritários ordinários; um pelos minoritários preferenciais; e um representante dos empregados. Das nove vagas preenchidas, um conselheiro é independente e um executivo. Mandato de um ano, permitida a reeleição. Reunião ordinária mensal e extraordinária sempre que necessário.

O Regimento Interno do Conselho de Administração dispõe que, por proposta do Presidente ou de qualquer conselheiro, será facultada a participação de membros da diretoria às reuniões do Conselho de Administração, visando instruir e esclarecer as matérias submetidas à deliberação, devendo suas manifestações constar da ata dos trabalhos quando os membros do Conselho entenderem necessário.

Em 2015, o Conselho de Administração da Eletrobras contou com 09 (nove) conselheiros, sendo 08 (oito) membros não executivos, ou seja, conselheiros que não participam da gestão da companhia, e 01 (um) membro executivo. A vaga pertencente ao acionista minoritário preferencialista, completando a totalidade de até 10 membros do Conselho, não foi preenchida, devido ao não atendimento aos requisitos estabelecidos no Estatuto Social (Art. 17, inciso IV). Conta ainda com 01 (um) membro independente, tendo em vista os critérios estabelecidos pela BM&FBOVESPA e pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC).

No exercício, seus membros foram:

- Wagner Bittencourt de Oliveira (presidente);
- Jailson José Medeiros Alves (conselheiro representante dos empregados);
- João Antônio Lian (conselheiro independente);
- José da Costa Carvalho Neto (presidente da Eletrobras);
- Luiz Eduardo Barata Ferreira;
- Maurício Muniz Barretto de Carvalho;
- Pricilla Maria Santana;
- Samuel Assayag Hanan; e
- Walter Malieni Júnior.

2) Conselho Fiscal

Ao Conselho Fiscal, compete, principalmente, substituir e representar os acionistas na sua função fiscalizadora, acompanhando a ação dos administradores a fim de verificar o cumprimento de seus deveres legais e estatutários.

Cinco membros e respectivos suplentes, três dos quais indicados pelo acionista majoritário; um pelos acionistas minoritários ordinários e um pelos acionistas minoritários preferenciais. Entre os membros, um especialista financeiro, conforme as exigências da SEC. Mandato de um ano, permitida a reeleição. Reunião ordinária mensal e extraordinária sempre que necessário. Em 2015, foram realizadas 16 reuniões.

Os membros do Conselho Fiscal assistirão às reuniões do Conselho de Administração ou da Diretoria Executiva em que se deliberar sobre assuntos pelos quais devam opinar.

O Conselho Fiscal é composto por até 05 (cinco) membros e respectivos suplentes, 03 (três) dos quais indicados pelo acionista majoritário; 01 (um) pelos acionistas minoritários ordinários e 01 (um) pelos acionistas minoritários preferencialistas, com mandato de um ano, permitida a reeleição. Possui entre seus membros um especialista financeiro, em conformidade com as exigências da *Securities and Exchange Commission* (SEC). Foi composto, em 2015, pelos seguintes membros:

- Eduardo Cesar Pasa (presidente)
- Bruno Nunes Sad (especialista financeiro)
- Agnes Maria de Aragão da Costa
- Robert Juenemann
- Felipe Lückmann Fabro

3) Diretoria Executiva

Compete à Diretoria Executiva a direção geral da Eletrobras, respeitadas as diretrizes fixadas pelo Conselho de Administração. Sete membros, incluindo o diretor-presidente, eleitos pelo Conselho de Administração. Mandato de até três anos, permitida a reeleição. Reunião semanal.

O Conselho de Administração da Eletrobras é composto por até 10 (dez) membros, (07) sete dos quais indicados pelo acionista majoritário; (01) um pelos acionistas minoritários ordinários; (01) um pelos acionistas minoritários preferenciais; e (01) um representante dos empregados.

A Diretoria Executiva da Eletrobras é composta por 06 (seis) Diretores e 01 (um) Diretor-Presidente, eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de até três anos, permitida a reeleição, tendo sido seus integrantes para o ano 2015:

- Presidente: José da Costa Carvalho Neto
- Diretoria de Geração: Renato Sacramento (interino)
- Diretor de Transmissão: José Antonio Muniz Lopes
- Diretor de Distribuição: Marcos Aurelio Madureira da Silva
- Diretor de Administração: Alexandre Vaghi de Arruda Aniz
- Diretor Financeiro e de Relações com Investidores: Armando Casado de Araujo
- Diretor de Regulação: Josias Matos de Araujo

O site da Eletrobras (<http://www.eletrabras.com/elb/>) apresenta a Composição Conselhos, Diretoria e Comitês.

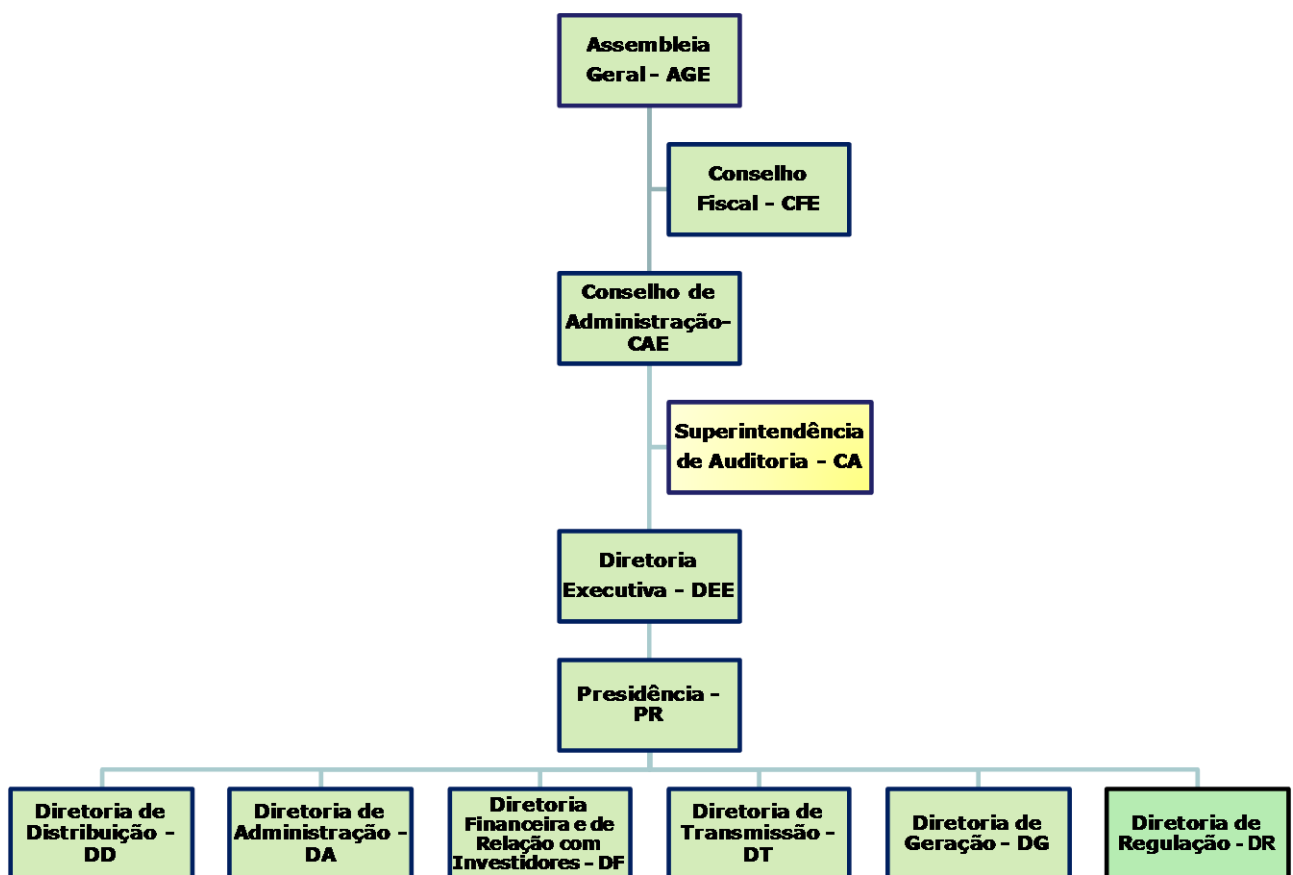
Política de designação de representantes nas assembleias e nos colegiados de controladas, coligadas e de sociedades de propósito específico

Em dezembro de 2015, foi aprovada, por meio da Resolução n.º 645, a Política de Representantes em SPE. Seu objetivo era estabelecer princípios e diretrizes para seleção, indicação, avaliação e capacitação para atuação de representantes em órgãos de governança em Sociedades de Propósito Específico (SPEs), de cujo capital social a Eletrobras e/ou suas empresas participam, de forma majoritária ou minoritária, visando à defesa dos interesses dos acionistas.

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 por meio da Deliberação n.º 30, de 5 de março de 2012, em conformidade com a Resolução n.º 2, de 31 de dezembro de 2010, da CGPAR. Está vinculada ao Conselho de Administração da Eletrobras, em conformidade com a Resolução da Diretoria Executiva n.º 29, de 12 de janeiro de 2011, como indicado no organograma a seguir:



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.

Periodicamente, 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 *holding*, são também efetuadas auditorias de gestão em empresas Eletrobras.

Com vistas a ações de auditoria integradas que beneficiem a qualidade dos trabalhos e fortaleçam as auditorias de todas as empresas Eletrobras, a Superintendência de Auditoria da *holding* promove reuniões para se discutirem metodologias, normas e procedimentos adotados, bem como treinamentos específicos, buscando aperfeiçoamento e uniformização.

b) Informações sobre os trabalhos de auditoria realizados

B.1. RELATÓRIO 1/2015 – Gestão da CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

Área / Setor: Departamento de Administração de Recursos de Terceiros – DFT
Departamento de Administração do Capital de Giro – DFG
Departamento de Contencioso – PJC

Escopo: Este trabalho, previsto no PAINTE 2014 e concluído em 2015, teve como escopo as seguintes verificações: gestão dos recursos oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, incluindo captação, administração e utilização; conciliação dos valores da arrecadação de quotas das Distribuidoras, Transmissoras e Permissionárias com os Despachos e Ofícios da Aneel; análise do equilíbrio econômico e financeiro da CDE; eficiência operacional; aportes de recursos provenientes do Tesouro Nacional; adequação dos controles para a liberação de recursos de acordo com as normas da empresa e a legislação vigente; valores pagos e reembolsados à Eletrobras, com os registros contábeis no SAP e as informações prestadas pelos DFT e DFG; ações adotadas para o recebimento das empresas inadimplentes; e controles internos adotados.

B.2. RELATÓRIO 2/2015 – Gestão de Contratos – Manutenção Predial; Segurança e Vigilância

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

Escopo: Verificação 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; dos controles adotados para aferição da qualidade dos serviços prestados; regularidade dos

procedimentos internos relacionados ao pagamento de faturas; adequabilidade dos controles internos adotados; avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável; e avaliação da eficiência operacional, bem como a redução de custos, no que couber.

B.3. RELATÓRIO 3/2015 – Gestão de Contratos de Comunicação

Área / Setor: Assessoria de Comunicação e Relacionamento com a Imprensa – PCC

Escopo: Verificação dos procedimentos adotados na gestão dos contratos afetos à comunicação e sua compatibilidade com a legislação vigente; da regularidade dos procedimentos internos relacionados ao pagamento de faturas; da eficiência operacional; dos registros contábeis; da redução de custos, onde couber; e verificação dos controles internos adotados.

B.4. RELATÓRIO 4/2015 – Folha de Pagamento

Área / Setor: Departamento de Gestão de Pessoas – DAG

Escopo: Verificação da consistência da folha de pagamento, da regularidade e adequação das retenções e recolhimentos trabalhistas; da adequabilidade administrativa, normativa e legal da contabilização da folha mensal de pagamento; dos critérios de sustentabilidade, onde aplicável; da redução dos custos da Folha; da eficiência operacional; do pagamento da PLR; e dos controles internos adotados.

B.5. RELATÓRIO 5/2015 – Acompanhamento de Processos da Ouvidoria

Área / Setor: Ouvidoria-Geral – PCO

Escopo: Análise, sob a ótica do controle interno, dos processos de denúncias conduzidos pela Ouvidoria da Eletrobras; verificação do cumprimento às determinações contidas no normativo interno, bem como na cartilha “Orientações para Implantação de Unidade de Ouvidoria”, elaborada pela Controladoria-Geral da União – CGU, que constituem boas práticas da Ouvidoria-Geral da União – OGU; da operacionalização do Sistema de Ouvidoria - SOU; do acesso do usuário para registros de manifestações no site Ouvidoria; da ferramenta de controle para acompanhamento das manifestações recebidas; verificação de *feedback* ao manifestante, observando-se a razoabilidade do tempo de resposta; tratamento dispensado às denúncias recebidas; acompanhamento das manifestações tramitadas para outras áreas; e existência de Relatórios Gerenciais contendo as informações para o Conselho Fiscal.

B.6. RELATÓRIO 6/2015 – Auditoria de Gestão Administrativo Financeira no Projeto Hidroelétrico Tumarín

Trabalho de auditoria não previsto no PAINTE 2015, solicitado pelo Presidente da Eletrobras com o objetivo avaliar a gestão administrativo-financeira do Projeto Hidroelétrico Tumarín pela *Centrales Hidroeléctricas de Nicaragua S.A.*, no que tange aos recursos aportados pela Eletrobras, enquanto acionista de Sociedade de Propósito Específico, conforme solicitação do Sr. Presidente da Eletrobras. Teve como escopo a análise da aplicação dos aportes de capital desembolsados, da gestão administrativa dos contratos e dos instrumentos e mecanismos de planejamento, gestão e controle internos adotados, e se estão alinhados com o Plano Estratégico do Sistema Eletrobras

2010-2020, garantindo o alcance dos objetivos e os resultados almejados com os empreendimentos de geração sob a forma de Sociedades de Propósito Específico – SPE.

B.7. RELATÓRIO 7/2015 – Controles de *Compliance* à Lei Anticorrupção

Área / Setor: Comissão Especial de Gestão das Demandas Institucionais – CEGDI
Comissão Diretiva de *Compliance*

Escopo: Verificação da adequabilidade do controle interno dos procedimentos; da adequabilidade das melhores práticas relacionadas à gestão da estrutura de *Compliance* da Eletrobras *holding*; e da adequabilidade dos sistemas preventivos anticorrupção.

B.8. RELATÓRIO 8/2015 – Controle de Bens Patrimoniais Móveis – Inventário

Área / Setor: Departamento de Administração Geral – DAA
Departamento de Tecnologia da Informação – DAI
Departamento de Contratações - DAC

Escopo: Análise dos controles efetuados sobre os bens patrimoniais móveis e sua compatibilidade com os normativos vigentes; verificação da eficiência operacional; dos critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável; da redução de custos; e dos controles internos adotados.

B.9. RELATÓRIO 9/2015 – Benefícios Assistenciais – Creche, Educação, Alimentação e Transporte

Área / Setor: Departamento de Gestão de Pessoas – DAG

Escopo: Verificação da regularidade dos processos de reembolso de Auxílio Creche, Auxílio Alimentação e Auxílio Transporte; verificação dos controles internos adotados.

B.10. RELATÓRIO 10/2015 – Trabalho Especial de Auditoria para Avaliação de Controles Internos em Empreendimentos da Eletrobras

Relatório de auditoria com o objetivo relatar os trabalhos realizados e reportar os resultados finais da realização do *walkthrough* nos empreendimentos de Angra 3, Belo Monte, Jirau, Teles Pires e Santo Antônio, conforme solicitado pelo Sr. Presidente da Eletrobras, não previsto no PAINT 2015.

B.11. RELATÓRIO 11/2015 – Almoxarifado

Área / Setor: Departamento de Contratações - DAC
Departamento de Tecnologia da Informação – DAI
Departamento de Administração Geral – DAA

Escopo: Verificação e avaliação dos controles exercidos sobre o estoque de bens e materiais da empresa; exame do estoque físico; do armazenamento; dos procedimentos de movimentação de material; do recebimento; dos procedimentos de devolução e baixas; verificação dos controles internos adotados; e avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável.

B.12. RELATÓRIO 12/2015 – BUSA – Bens da União sob Administração da Eletrobras

Área / Setor: Assessoria de Gestão dos Bens da União sob a Administração da Eletrobras – DRU

Escopo: Avaliação da adequabilidade dos procedimentos adotados nos BUSA; análise dos custos, aprimoramento da qualidade do serviço; da eficiência operacional; dos critérios de sustentabilidade, onde couber; e verificação dos controles internos adotados.

B.13. RELATÓRIO 13/2015 – Eletros – Gestão de Recursos

Área / Setor: Fundação Eletrobras de Seguridade Social – Eletros

Escopo: Verificação da adequabilidade dos registros dos recursos aportados pela patrocinadora e pelos empregados; da política e da administração dos investimentos; dos controles internos adotados; das ações da Eletros em prol da eficiência operacional; das ações do Planejamento Estratégico; do orçamento de custeio; e dos procedimentos adotados pela área frente à legislação.

B.14. RELATÓRIO 14/2015 – Levantamento da Situação do Projeto Inambari e das Atribuições e Despesas da Sucursal Andina da Eletrobras em Lima – Peru

Trabalho de auditoria com o objetivo de avaliar a situação do Projeto Inambari, diante da participação da Eletrobras como acionista de Sociedade de Propósito Específico instituída para tal, bem como evidenciar as atribuições e despesas correntes da Sucursal Andina da Eletrobras em Lima, subordinada à Superintendência de Operações no Exterior – PE, conforme orientação do Sr. Presidente da Eletrobras. Não previsto no PAINT 2015, teve como escopo a verificação da atuação da Sucursal Andina da Eletrobras em Lima no que tange ao cumprimento de suas atribuições descritas no Manual de Organização, ao alinhamento com o Plano Estratégico do Sistema Eletrobras 2015-2030 e com o Plano Diretor de Negócios e Gestão 2014-2018, o levantamento das despesas correntes do escritório, a gestão administrativa dos contratos e dos instrumentos e mecanismos de planejamento, gestão e controle internos adotados. Ainda, analisou o *status quo* do Projeto Inambari, em face dos aportes de capital desembolsados pela Eletrobras (49%) em favor da SPE IGESA, empresa controlada pela OAS, Eletrobras *holding* e Eletrobras Furnas, com a subsidiária peruana EGASUR.

B.15. RELATÓRIO 15/2015 – 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, EDE Rondônia e EDE Piauí

Trabalho previsto no PAINT 2014, teve por objetivo relatar os trabalhos realizados durante os testes da administração nos controles internos na Eletrobras *holding* e demais empresas envolvidas no processo para a Certificação SOX, realizados entre os meses de setembro de 2014 e março de 2015.

B.16. RELATÓRIO 16/2015 – 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: Verificação dos procedimentos adotados na formalização e gestão dos convênios pertinentes ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – Procel e sua compatibilidade com a legislação vigente; verificação da regularidade dos procedimentos internos relacionados à liberação dos recursos; critérios de sustentabilidade, onde couber; eficiência operacional; redução de custos, onde aplicável; e verificação dos controles internos adotados.

B.17. RELATÓRIO 17/2015 – Gestão dos Controles das Ações Judiciais, Despesas Legais e Judiciais

Área / Setor: Departamento Jurídico Contencioso – PJC

Escopo: Verificação da 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, bem como da classificação contábil em função do objetivo do depósito; do provisionamento de valores de possíveis perdas de ações; e controles internos adotados.

B.18. RELATÓRIO 18/2015 – Gestão de Contratos – Conservação e Limpeza; Copa e Cozinha

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

Escopo: Verificação dos procedimentos adotados na gestão do contrato de serviços de conservação e limpeza e do contrato dos serviços de copa, cozinha; adequabilidade dos procedimentos adotados para aferição da qualidade dos serviços prestados; da regularidade dos procedimentos internos relacionados ao pagamento de faturas; dos controles internos adotados; e aderência a critérios de sustentabilidade ambiental.

B.19. RELATÓRIO 19/2015 – ELETROS – Folha de Benefícios

Área / Setor: Fundação Eletrobras de Seguridade Social – Eletros
Departamento de Gestão de Pessoas – DAG

Escopo: Análise da adequação dos processos de concessão, pagamento, pagamentos extrafolha, contabilização e elaboração da folha mensal de benefícios; verificação dos controles de inclusão, exclusão e alteração da folha; verificação dos controles internos adotados; adequação às normas vigentes.

B.20. RELATÓRIO 20/2015 – Horas Extras e Sobreaviso

Área / Setor: Departamento de Gestão de Pessoas – DAG
Departamento de Administração Geral – DAA
Departamento de Tecnologia da Informação – DAI

Escopo: Verificação da adequabilidade dos procedimentos pertinentes a concessão de horas extras e sobreaviso; da redução das despesas com horas extras, no que couber; e verificação dos controles internos adotados.

B.21. RELATÓRIO 21/2015 – Auditoria de Gestão na Eletrobras Distribuição Rondônia – EDRO

Área / Setor: Eletrobras Distribuição Rondônia

Escopo: Avaliação dos controles financeiros e da gestão dos pagamentos a fornecedores; verificação da adequabilidade e da legalidade dos procedimentos licitatórios realizados e da gestão de contratos de serviços; análise da gestão do quadro de pessoal da empresa; avaliação dos procedimentos adotados para acompanhamento e controle do jurídico contencioso, verificação do cumprimento de determinações e recomendações dos Órgãos de Controle, e do Contrato de Metas e Desempenho Operacional com a Eletrobras, entre outros processos de negócios.

B.22. RELATÓRIO 22/2015 – Convênios de Responsabilidade Social

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

Escopo: Verificação da formalização e gestão dos convênios e sua compatibilidade com a legislação vigente; da 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; e controles internos adotados.

B.23. RELATÓRIO 23/2015 – Viagens no País e ao Exterior

Área / Setor: Departamento de Administração Geral – DAA
Departamento de Contabilidade – DFC
Departamento de Administração de Capital de Giro – DFG
Departamento de Tecnologia da Informação – DAI
Departamento de Desenvolvimento Organizacional – DAO

Escopo: Análise dos procedimentos pertinentes a viagens no país e no exterior, incluindo a concessão e prestação de contas, e sua conformidade com os normativos vigentes; adequabilidade dos registros contábeis; critérios de sustentabilidade, onde couber; eficiência operacional; redução de custos, onde aplicável, e adequabilidade dos controles internos adotados.

B.24. RELATÓRIO 24/2015 – Contas a Receber

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

Escopo: Avaliação do processo de Contas a Receber no tocante a: adequação dos procedimentos adotados; segurança quanto à inclusão e à exclusão de dados no sistema do Contas a Receber; adequabilidade dos registros contábeis; verificação da redução de custos, no que couber; critérios de sustentabilidade ambiental, no que couber; eficiência operacional; e controles internos adotados.

B.25. RELATÓRIO 25/2015 – Auditoria de Gestão na Celg Distribuição

Área / Setor: Celg Distribuição S.A. – Celg D

Escopo: Avaliação dos controles financeiros e da gestão dos pagamentos a fornecedores; verificação da adequabilidade e da legalidade dos procedimentos licitatórios realizados e da gestão de contratos de serviços, análise da gestão do quadro de pessoal da empresa; avaliação dos procedimentos adotados para acompanhamento e controle do jurídico contencioso; do cumprimento de determinações e recomendações dos Órgãos de Controle, e do Contrato de Metas e Desempenho Operacional com a Eletrobras, entre outros processos de negócios.

B.26. RELATÓRIO 26/2015 – Contratos de Patrocínios Culturais e Institucionais

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

Escopo: Verificação dos procedimentos adotados na contratação e na gestão de contratos de patrocínios culturais e institucionais e sua compatibilidade com a legislação vigente; da regularidade relacionada à liberação dos recursos; dos controles internos adotados; da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental; e das ações relativas à eficiência operacional e à redução de custos.

B.27. RELATÓRIO 27/2015 – Quadro de Pessoal

Área / Setor: Departamento de Gestão de Pessoas – DAG
Departamento de Contratações – DAC
Departamento Jurídico Contencioso – PJC
Departamento de Administração de Capital de Giro – DFG

Escopo: Verificação da regularidade dos processos de recrutamento, seleção e demissão; verificação das eventuais alterações quantitativas e qualitativas; análise da consistência dos atos de cessão e requisição de pessoal; verificação dos controles internos adotados.

B.28. RELATÓRIO 28/2015 – Contas a Pagar

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

Escopo: Análise de adequabilidade dos procedimentos adotados nos pagamentos aos fornecedores, verificando se os pagamentos são efetuados respeitando a cronologias dos fatos; ocorrências de pagamentos fora do prazo; descumprimentos de prazos que tenham acarretado juros e multas; adequabilidade dos cálculos de juros e multas; da segurança quanto à inclusão e à exclusão de dados no sistema de Contas a Pagar, bem como dos controles internos adotados; eficiência operacional; e critérios de sustentabilidade ambiental, onde couber.

B.29. RELATÓRIO 29/2015 – Contratos de Patrocínios Esportivos e de Natureza Não Social

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

Escopo: Verificação 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; da regularidade relacionada à liberação dos recursos; dos controles internos adotados; da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental; e das ações relativas à eficiência operacional e à redução de custos.

B.30. RELATÓRIO 30/2015 – Programa Luz Para Todos – PLPT

Área / Setor: Departamento de Coordenação de Programas Setoriais – GPC
Departamento de Operação Técnica de Programas Setoriais – GPT
Departamento de Administração de Investimentos – DFI
Departamento de Administração de Recursos de Terceiros – DFT
Departamento de Tecnologia da Informação – DAI
Departamento Jurídico Empresarial – PJE

Escopo: Verificação da adequabilidade dos procedimentos adotados, pelas diversas áreas envolvidas, na concessão e renovação de financiamento, fiscalização física, fiscalização financeira, liberação de parcelas RGR e CDE, recolhimento de encargos de administração, tratamento de inadimplências, atendimento a fiscalizações externas e encerramento dos contratos; critérios de sustentabilidade ambiental, onde couber; da eficiência operacional e redução de custo, onde aplicável; e controles internos adotados.

B.31. RELATÓRIO 31/2015 – Licitações de Bens, Serviços e Obras

Área / Setor: Departamento de Contratações – DAC

Escopo: Análise dos processos de concorrências, tomadas de preço, convites e pregões; da compatibilidade entre os procedimentos adotados e a legislação vigente; dos controles internos adotados; da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável; e das ações relativas à eficiência operacional e à redução de custos.

B.32. RELATÓRIO 32/2015 – Auditoria de Gestão no Projeto Hidroelétrico Tumarín

Área / Setor: Superintendência de Operações no Exterior – PE, da Eletrobras
Centrales Hidreléctricas de Nicaragua – CHN.

Escopo: Verificação das ações da *Centrales Hidroelectricas de Nicaragua – CHN* no que tange ao atendimento das recomendações de Auditoria Interna constantes do Relatório de Auditoria n.º 6/2015, de 9 de março de 2015, bem como da análise da evolução dos custos do Projeto Tumarín, da gestão administrativo-financeira e da aplicação dos aportes de capital desembolsados e dos controles internos adotados, e se estão alinhados com o Plano Estratégico do Sistema Eletrobras 2010-2020.

B.33. RELATÓRIO 33/2015 – Gestão de CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

Área / Setor: Departamento de Administração de Recursos de Terceiros – DFT
Departamento de Administração de Capital de Giro – DFG
Departamento de Contabilidade – DFC

Escopo: Análise da gestão dos recursos oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, incluindo captação, administração e utilização; verificação dos controles internos adotados; dos critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável; da eficiência operacional; e da redução de custos, no que couber.

B.34. RELATÓRIO 34/2015 – Levantamento das Atribuições e Despesas da Sucursal América Central e Caribe da Eletrobras na Cidade do Panamá

Área / Setor: Sucursal América Central e Caribe da Eletrobras – PEN

Escopo: Verificação da atuação da Sucursal América Central e Caribe da Eletrobras na Cidade do Panamá – PEN no que tange ao cumprimento de suas atribuições descritas no Manual de Organização, ao alinhamento com o Plano Estratégico do Sistema Eletrobras 2015-2030 e com o Plano Diretor de Negócios e Gestão 2014-2018; o levantamento das despesas correntes do escritório de representação; a gestão administrativa dos contratos e dos instrumentos e mecanismos de planejamento; e gestão e controle internos adotados. Trabalho não previsto no PAINT 2015, foi realizado por determinação do Presidente da Eletrobras.

B.35. RELATÓRIO 35/2015 – Segurança da Informação e Gestão de Contratos de TI

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

Escopo: Análise dos procedimentos adotados na gestão dos contratos afetos à Tecnologia da Informação e sua compatibilidade com a legislação vigente; verificação dos procedimentos referentes à segurança da informação; verificação dos controles internos adotados; e avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável.

B.36. RELATÓRIO 36/2015 – Controle da CCC – Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis

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

Escopo: Verificação do tratamento das quotas e sub-rogações, processos de recebimentos, de pagamentos, de reembolsos e dos registros contábeis; da operacionalização do controle de consumo específico de combustíveis das usinas termoeletricas integrantes do CCC-ISOL, conforme a Resolução Normativa n.º 163/2005, da Aneel; do andamento da efficientização do parque térmico, contemplando projetos de revitalização e projetos de aquisição de unidades novas; dos controles internos adotados; da eficiência operacional; e dos critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável e redução de custos, no que couber.

B.37. RELATÓRIO 37/2015 – Contratações por Dispensa e Inexigibilidade de Licitação

Área / Setor: Departamento de Contratações – DAC
Departamento de Tecnologia da Informação – DAI

Escopo: Análise dos processos de contratações por dispensa e inexigibilidade de licitação e da sua compatibilidade com a legislação vigente; verificação dos controles internos adotados; avaliação da redução de custos, no que couber; e avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável.

B.38. RELATÓRIO 38/2015 – Contratos de Metas e Desempenho Empresarial – CMDE

Área / Setor: Depto de Acompanhamento das Empresas de Distribuição da Eletrobras – DDA
Depto de Governança Corporativa e Gestão do Desempenho Empresarial – PGG
Assessoria de Gestão do Projeto Energia + – DDE

Escopo: Análise dos CMDE vigentes firmados com as empresas Eletrobras, das diretrizes de Governança Corporativa das empresas Eletrobras e adequação para a construção das metas do CMDE/Negociação dos PNG entre a *holding* e empresas; verificação da adequação dos Indicadores do CMDE, contemplando a meta prevista, a meta repactuada, a meta regulatória e realizada, dos resultados dos indicadores dos CMDE para o conjunto das empresas Eletrobras, submetidos ao Conselho de Administração da Eletrobras, bem como da regularidade e adequação dos relatórios contendo o seu acompanhamento; da análise das memórias de cálculo das metas atinentes aos indicadores econômico-financeiros e aos operacionais dos CMDE e das justificativas para o não atingimento, quando for o caso.

B.39. RELATÓRIO 39/2015 – PPA – Plano Plurianual

Área / Setor: Departamento de Planejamento Orçamentário – DFO
Departamento de Tecnologia da Informação – DAI
Departamento de Administração Geral – DAA
Departamento de Engenharia e de Meio Ambiente de Transmissão – TEA

Escopo: Verificação do cumprimento das metas do Plano Plurianual – PPA, em atendimento à IN CGU n.º 1/2007, art 7º, inc. I; dos controle internos adotados; da redução de custos, onde couber; dos critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável; e eficiência operacional.

B.40. RELATÓRIO 40/2015 – Gestão do Contrato n.º ECE-DAC-1075/2015

Área / Setor: Superintendência de Conformidade e Gestão de Riscos – PA

Escopo: Este trabalho teve como escopo a verificação dos procedimentos adotados na gestão do contrato e sua compatibilidade com a norma e legislação vigente, e da regularidade dos procedimentos internos adotados relacionados ao pagamento de faturas. Trabalho não previsto no PAINT 2015.

B.41. RELATÓRIO 41/2015 – Processos Licitatórios na Área de Tecnologia da Informação da Eletrobras Amazonas Energia

Área / Setor: Eletrobras Amazonas Energia.

Escopo: Este trabalho teve como escopo a análise dos processos de contratação, sob a ótica dos controles internos adotados, seja por meio de modalidade de licitação, dispensa ou inexigibilidade de licitação. Verificação da compatibilidade entre os procedimentos adotados à legislação vigente. Trabalho não previsto no PAINT 2015.

B.42. RELATÓRIO 42/2015 – Projeto Sox – Testes da Administração nos Controles Internos

Área / Setor: Eletrobras *holding*, Eletrobras Chesf, Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Eletronuclear, Eletrobras Eletrosul, Eletrobras Furnas, EDE Amazonas Energia e Celg D; EDE Alagoas, EDE Rondônia e EDE Piauí

Escopo: Primeiro ciclo de testes da administração nos controles internos na Eletrobras *holding* e demais empresas envolvidas no processo para a Certificação SOX, realizados nos meses de outubro, novembro e dezembro de 2015; análise da evolução das empresas Eletrobras no âmbito da Certificação SOX.

c) Execução do Plano Anual de atividades de Auditoria Interna

Foram emitidos 42 relatórios de auditoria pertinentes ao exercício de 2015, incluindo 6 decorrentes de trabalhos não programados no PAINT, conforme descrito no item anterior.

Em 2015 houve 25,5 dias úteis de paralisação e greve de empregados da Eletrobras, o que corresponde a 3.251 homens-hora de técnicos da auditoria. Em função dessa redução de recursos e, ainda, da saída de 3 auditores, foi necessária uma concentração de esforços para a execução plena do PAINT. Entretanto, deixaram de ser realizados 2 itens:

- “Auditoria em Empresa o Sistema Eletrobras”, que tinha como objetivo analisar as principais atividades da empresa, visando certificar se os procedimentos adotados estão em conformidade com os normativos internos e com a legislação vigente, com previsão de aplicação de 300 homens-hora.
- “Escritório de Brasília”, cujo escopo era a avaliação dos procedimentos relacionados à gestão do Escritório de Brasília, verificação dos controles internos adotados e avaliação da aderência a critérios de sustentabilidade ambiental, onde aplicável, com previsão de 300 homens-hora.

Com relação a trabalhos não concluídos, o correspondente a “Proinfa – Gestão dos Contratos” estava em execução em 31 de dezembro de 2015 e foi finalizado no início de 2016.

d) Trabalhos mais relevantes e ações para mitigação de fragilidades

Dos trabalhos de auditoria realizados em 2015, consideram-se como mais relevantes os seguintes: Auditorias de Gestão Administrativo-Financeira no Projeto Hidroelétrico Tumarín – Relatório de Auditoria n.º 6/2015 e Relatório de Auditoria n.º 32/2015; Contratos de Metas e Desempenho Empresarial (CMDE) – Relatório de Auditoria n.º 38/2015; BUSA – Bens da União Sob Administração da Eletrobras – Relatório de Auditoria n.º 12/2015; Horas Extras e Adicionais de Sobreaviso – Relatório de Auditoria n.º 20/2015; e Segurança da Informação e Gestão de Contratos de TI – Relatório de Auditoria n.º 35/2015.

A seguir, são apresentadas, resumidamente, as principais fragilidades encontradas e as ações implementadas para mitigá-las.

D.1 – Auditorias de Gestão Administrativo-Financeira no Projeto Hidroelétrico Tumarín – Relatório de Auditoria n.º 6/2015 e Relatório de Auditoria n.º 32/2015.

Principais fragilidades:

O Projeto Tumarín, como apresentado no plano de negócios, está bem estruturado e, no que tange ao risco de negócio, mitigado satisfatoriamente. No entanto, o refinamento do processo de governança corporativa será de suma relevância para o alcance dos objetivos, bem como dos níveis almejados de rentabilidade. Verificou-se: a realização de despesas de natureza diversa à finalidade de uma Sociedade de Propósito Específico, de 2009 a 2014, no valor de US\$ 684.719,14; sucessivas alterações contratuais mediante ampliação do seu objeto, elevando significativamente seus custos; pagamentos realizados sem a devida cobertura contratual no valor de US\$ 2.459.918,84; inadequabilidade dos controles sobre a gestão dos pagamentos; ausência de formalização de diretrizes que amparem os processos de contratação e de gestão de bens e serviços; necessidade de políticas e procedimentos, formais, essenciais para o aprimoramento da governança; carência de Políticas de Benefícios Assistenciais, e de Mobilidade para Expatriados; inexistência de um Código de Ética para nortear as condutas dos colaboradores; e perdas e desperdícios com reflexos financeiros no caixa da Eletrobras.

Constatou-se, ainda, a necessidade de se proverem mecanismos de aferição da eficiência e eficácia dos procedimentos adotados para melhoria dos controles internos e da gestão; carência de formalização e efetivação de procedimentos, orientações, diretrizes, comitês internos e programas e normas indispensáveis ao aprimoramento da Governança Corporativa; previsão de atraso para término das obras; defasagem na execução de modelo financeiro aplicada ao Projeto Tumarín; não validação pelo Departamento de Informática da Eletrobras dos sistemas de informação utilizados pela gestão de pagamentos e de contratos da CHC/CHN; impropriedade verificada quando da formalização de contratos e; necessidade de maior presença empresarial da Eletrobras no negócio.

Ações implementadas para mitigar as fragilidades:

A CHN apresentou, comprovadamente, a adoção de procedimentos internos mais rígidos de aprovação de despesas, mediante aprovação do Conselho de Administração. Quanto à situação de ausência de cobertura contratual no valor de US\$ 2.459.918,84, que foi constatada no trabalho de auditoria anterior, importante registrar a regularização daquela não conformidade pela gestão da Norte Energia. Constatou-se o início da implantação de sistema para gestão e controle de pagamentos e contratos. As políticas de gestão financeira, suprimentos, bens, pessoal e de contratação de terceiros, essenciais às melhores práticas e à eficiência da Gestão Contratual ainda estão sendo elaboradas, assim como a realização de cotações prévias no mercado fornecedor de bens e de serviços, havendo o registro em planilhas próprias. Também estão sendo implantadas atualizações periódicas do Plano de Negócios, bem como serão estruturadas, em ação conjunta dos dois acionistas, diretrizes para o Plano de Gerenciamento do Empreendimento. Cumpre destacar, ainda, que o Comitê de Vigilância (equivalente ao Conselho Fiscal) está mais atuante.

D.2 – Contratos de Metas e Desempenho Empresarial – CMDE – Relatório de Auditoria n.º 38/2015.

Principais fragilidades:

Verificaram-se contratos de financiamento entre Eletrobras e Empresas de Distribuição Eletrobras pendentes de encerramento de crédito; desequilíbrio entre cronograma de avanço financeiro e cronograma de avanço físico das obras financiadas pelo Projeto Energia +; mapeamento de processos referentes às atividades do CMDE não formalizado; ausência de ferramenta de TI que automatize os controles relacionados à gestão do CMDE; metodologia para definição das metas econômico-financeiras e operacionais não formalizadas no CMDE; não atingimento das metas econômico-financeiras e operacionais estabelecidas no CMDE; e indicadores operacionais desalinhados às metas regulatórias.

Ações implementadas para mitigar as fragilidades:

A *holding*, como sócia controladora, irá intensificar seus mecanismos de gestão e governança sobre as Empresas de Distribuição da Eletrobras, de forma a orientar, fiscalizar e acompanhar o desempenho desses empreendimentos, com o intuito de otimizar os investimentos realizados, atendendo, assim, à finalidade almejada pelo Estado, seu acionista majoritário, e, concomitantemente, cumprir os critérios estabelecidos no Decreto n.º 8.461. Encontra-se em andamento junto à Eletrobras a revisão dos Planos de Negócios e Gestão das EDEs. Dessa forma, após aprovado, torna-se necessária a readequação das metas do CMDE para o período de 2015 a 2019, para que fique em consonância com os resultados projetados, alinhando os indicadores ao cenário das projeções e incorporando as diretrizes estabelecidas nos Planos de Negócios e Gestão das Distribuidoras.

D.3 – BUSA – Bens da União sob Administração da Eletrobras – Relatório de Auditoria n.º 12/2015

Principais fragilidades:

Os bens passíveis de alienação continuam dependentes de outros Órgãos Governamentais, uma vez que a Eletrobras depende de atuação/procedimentos de agentes externos (SPU, Aneel e MME) para se solucionar a alienação, ou seja, a empresa não pode decidir sem que esses órgãos autorizem a alienação, já que a Eletrobras só administra os bens como determina a Lei. Igualmente relevante é o não-ressarcimento dos custos incorridos pela Eletrobras para a administração dos BUSA.

Ações implementadas para mitigar as fragilidades:

Diversas correspondências já foram encaminhadas à Aneel, à SPU e ao MME, desde março até dezembro de 2015, além de reuniões com representantes desses órgãos visando solucionar as pendências, sem sucesso. A Eletrobras continua aguardando o pronunciamento daqueles órgãos para as devidas providências.

D.4 – Horas Extras e Adicionais de Sobreaviso – Relatório de Auditoria n.º 20/2015

Principais fragilidades:

Identificaram-se situações de descanso interjornadas não cumprido; realização de horas extraordinárias durante a semana acima do limite legal; e horas de adicional de sobreaviso acima do limite legal. O Departamento de Gestão de Pessoas continua acompanhando os trabalhos extraordinários realizados na Eletrobras. Entretanto, em determinadas áreas da empresa o quadro de pessoal está insuficiente em decorrência do Plano de Incentivo ao Desligamento – PID ocorrido recentemente. Por este motivo, o Departamento de Gestão de Pessoas justifica a necessidade da realização do serviço extraordinário para atender a demandas inadiáveis.

Ações implementadas para mitigar as fragilidades:

A Diretoria Executiva da empresa aprovou a criação emergencial de uma comissão interna de representantes das diretorias, que fará uma análise e proporá medidas visando a uma grande redução na realização do serviço extraordinário e, conseqüentemente, o impacto positivo na diminuição do

custo com pessoal na Eletrobras. Essa política de redução abrangerá tanto as Horas Extras quanto o adicional de sobreaviso.

D.5 – Segurança da Informação e Gestão de Contratos de TI – Relatório de Auditoria n.º 35/2015

Principais fragilidades:

O trabalho resultou na identificação de inexistência de uma estrutura institucional responsável pela segurança da informação na Eletrobras e a não formalização do Comitê de Segurança de TIC.

A recomendação da Auditoria Interna para a ausência de estrutura institucional responsável pela segurança da informação foi 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 propusessem às suas respectivas Diretorias sua formalização, a fim de 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:

Em 27 de abril de 2016, ficou acertada entre as áreas responsáveis a formalização de grupo de trabalho, com a finalidade de se definirem as providências cabíveis.

e) Recomendações de auditoria emitidas no exercício

No exercício de 2015, foram emitidas 260 recomendações, referentes ao respectivo PAIN.T. De acordo com o acompanhamento de ações decorrentes de recomendações de auditoria interna, data base 31 de dezembro de 2015, tem-se:

STATUS DE ATENDIMENTO	N.º	%
Implementadas	109	42%
Em andamento	90	35%
Não iniciadas	25	9%
A verificar no próximo ciclo (*)	36	14%

(*) Correspondem a recomendações de Relatórios emitidos a partir de 16 dezembro de 2015 e que não entraram no último ciclo de acompanhamento daquele ano.

f) Eventuais adequações na estrutura organizacional da auditoria

No exercício de 2015, não ocorreram adequações na estrutura organizacional da unidade de auditoria.

Atividades de correção e apuração de ilícitos administrativos

A Eletrobras, comprometida com os mais altos padrões de ética, integridade e medidas anticorrupção, disponibiliza a todos os seus colaboradores e à sociedade um canal de denúncias seguro, sigiloso e totalmente anônimo.

O Canal Denúncia foi estabelecido para permitir que qualquer pessoa possa trazer voluntariamente à empresa suspeitas de irregularidades ou de atos ilícitos de seu conhecimento. Trata-se de um instrumento essencial ao funcionamento da empresa e de seu Programa de *Compliance*, pois permite que a companhia tenha ciência de problemas e possa tomar as devidas ações corretivas.

Essa ferramenta é específica e oficial para o tratamento de denúncias relativas à corrupção, fraudes contábeis e financeiras, além de atitudes/ações que possam afetar os controles internos e a auditoria da empresa. Os canais estão disponíveis na Intranet, na Internet, por telefone ou diretamente com a Ouvidoria.

Com respeito à apuração de ilícitos administrativos, sempre que há alguma situação que necessite ser apurada, é formada uma comissão, por evento, responsável pela averiguação dos fatos. Caso a apuração indique pela demissão de algum empregado, uma nova comissão, estabelecida em Acordo Coletivo de Trabalho, será formada para que se delibere quanto à demissão.

Gestão de riscos e controles internos nas Empresas Eletrobras

1. Gestão de riscos

A gestão de riscos é integrada nas empresas Eletrobras, tendo como principal objetivo reduzir a materialização de eventos que possam vir a impactar negativamente seus objetivos estratégicos, em prol da preservação e geração de valor e do provimento de informações transparentes ao mercado e seus acionistas.

O processo de gestão de riscos no grupo é regido por uma política única e é coordenado pela *holding*, o que garante a visão sistêmica dos resultados e sua padronização entre todas as demais empresas do grupo. Esse processo é conduzido pelas gerências de riscos e controles internos e pelos comitês de riscos presentes em cada uma das empresas Eletrobras. A orientação geral é dada pela Comissão de Riscos da *holding*, e os resultados obtidos no processo são enviados à apreciação da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração da Eletrobras, mediante seu Comitê de Auditoria e Riscos.

Tendo como bases metodológicas a norma ISO 31000 e os *frameworks* COSO ERM e COSO 2013, este último incorporado à estrutura de controles internos em 2015, o modelo de gestão integrada de riscos utilizado pelas empresas Eletrobras parte da identificação e consolidação em matriz dos riscos estratégicos, operacionais, financeiros e de conformidade aos quais as empresas se encontram expostas, para posterior análise, tratamento e acompanhamento por meio de processos específicos desenvolvidos por seus respectivos proprietários.

Dessa forma, o processo de gestão de riscos ocorre em cinco etapas. A primeira delas, denominada Identificação, tem como objetivo reconhecer e descrever os riscos aos quais a empresa está exposta, seus fatores geradores, impactos e responsáveis. Essa fase é realizada com a participação de todos os envolvidos nos processos de negócio da empresa, nos seus diferentes níveis, e possui como resultado a matriz de riscos corporativa da companhia. Vale ressaltar que essa matriz é a base do processo de priorização de riscos para análise e tratamento. A matriz é avaliada anualmente e, no máximo a cada dois anos, deve ser formalmente aprovada pela Diretoria Executiva da *holding*. Deste processo de revisão participam todas as empresas Eletrobras, por meio do Comitê Operacional de Riscos e Controles Internos. Após a aprovação, a matriz é validada e reconhecida por todas as empresas do grupo.

A segunda fase se caracteriza pela Avaliação dos riscos identificados na primeira. Nessa etapa, são realizadas análises qualitativas e quantitativas, visando à definição dos atributos de impacto e vulnerabilidade, utilizados na priorização dos riscos a serem tratados. Isso inclui o levantamento e a análise dos controles já existentes, apurando-se, assim, os riscos residuais. O tratamento de riscos ocorre posteriormente à avaliação. Nessa fase se define qual posição a empresa assumirá diante da possível materialização de um determinado risco. Possíveis respostas consistem em:

- evitá-los;
- mitigá-los, pela definição de planos de ação e controles internos;
- compartilhá-los; ou
- aceitá-los.

Essa decisão depende principalmente do grau de apetite ao risco da empresa, previamente homologado pelo seu Conselho de Administração.

A fase seguinte é denominada Monitoramento e se constitui no desempenho de atividades gerenciais contínuas e/ou avaliações independentes que visam ao acompanhamento dos indicadores gerenciais, à supervisão da implantação e manutenção dos planos de ação definidos e à verificação do alcance das metas estabelecidas.

Já a etapa de Comunicação ocorre concomitantemente às demais e deve atingir todas as partes interessadas no processo, sendo realizada de maneira clara e objetiva, respeitando-se as boas práticas de governança exigidas pelo mercado.

Considerando o exposto, os riscos reconhecidos como mais relevantes no âmbito das empresas Eletrobras são priorizados e tratados mediante a implementação de planos de ação elaborados com base nas recomendações que resultam da análise prévia. Informações mais detalhadas sobre esses riscos podem ser obtidas no Formulário de Referência da Comissão de Valores Mobiliários – CVM e no Formulário 20-F da *U.S. Securities and Exchange Commission* – SEC, publicados anualmente pela empresa em seu portal na internet: www.eletrobras.com.

2. Controles internos

De forma a dar suporte ao processo de gestão de riscos, a área de controles internos apoia os gestores no desenho de controles e na elaboração e acompanhamento de planos para remediação de deficiências. Além disso, por possuir ações negociadas na BM&F Bovespa (São Paulo), na NYSE (Nova York) e na LATIBEX (Madri), a Eletrobras está submetida a diversos regulamentos obrigatórios às companhias abertas listadas nessas bolsas de valores. Assim, um dos principais requerimentos para a empresa é a certificação do seu ambiente de controles internos, conforme exigido pela Lei Sarbanes-Oxley (SOX). A lei foi promulgada em 2002 e tem como um dos seus principais pilares a transparência da preparação das demonstrações contábeis e financeiras. Exige-se, portanto, das empresas listadas em bolsas de valores norte-americanas a avaliação dos seus controles internos e a apresentação e validação desta, de forma independente, por seus auditores externos.

Certificação SOX na Eletrobras

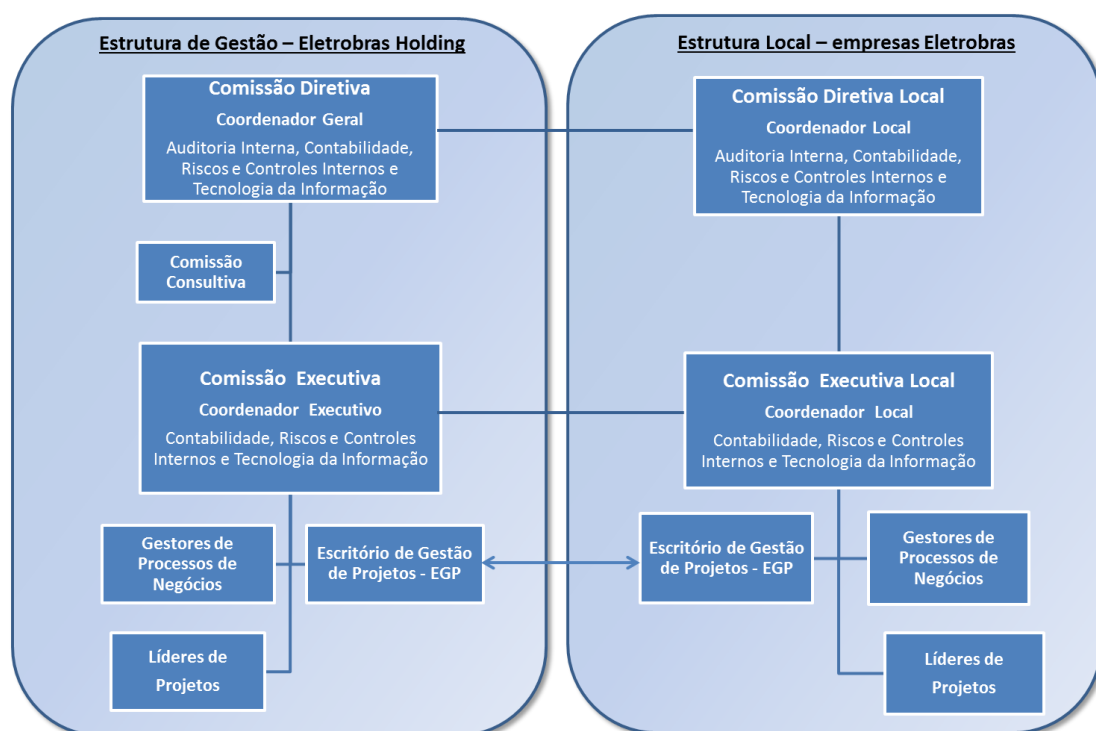
O processo de Certificação SOX nas empresas Eletrobras tem como fim atender às exigências da Lei Sarbanes-Oxley e busca a melhoria e a adequação constantes da estrutura de controles internos do grupo. Implantado na empresa desde 2008, quando ocorreu a listagem das ações da Eletrobras na Bolsa de Nova York (NYSE), esse processo engloba:

- Mapeamento de processos: atividade habitual e constante, que objetiva a identificação de riscos e de controles internos desenhados corretamente e que operem de acordo com a atividade executada pela área gestora;
- Testes da Administração: atividade periódica, que objetiva a avaliação da estrutura de controles internos, por meio da execução de testes que verifiquem a eficiência do desenho e a eficácia da operação dos controles internos. Os testes

realizados são documentados. Esse ciclo envolve também a auditoria pelo Auditor Independente dos controles internos sobre as demonstrações financeiras;

- **Programa de Remediação de Deficiências:** atividade habitual e constante, com o apoio da Administração da Eletrobras, que objetiva elaborar e implementar planos de ação capazes de remediar as deficiências identificadas pelos Testes da Administração ou pela avaliação da Auditoria Independente. No âmbito do Programa de Remediação ocorre a revisão ou a elaboração de planos de ação para remediação das deficiências identificadas, monitoramento dos prazos e ações intermediárias para implementação do plano de ação, bem como no acompanhamento e orientação dos gestores responsáveis pelo controle deficiente e pela implementação de seu plano de ação. O intuito do Programa é garantir a execução tempestiva e correta das ações, inclusive após a implementação do plano, por meio da realização de testes que atestarão a eficácia e eficiência das ações implantadas com o fim de remediar as deficiências identificadas.

O patrocínio pela Administração é garantido pela formação de Comissões Diretivas e Executivas, conforme se estrutura a seguir:



Em 2015, a Eletrobras continuou investindo na manutenção de um robusto programa de controles internos em 11 empresas do grupo, buscando o aprimoramento contínuo do seu ambiente de controles e a eliminação das deficiências reportadas em seu último Formulário 20-F, arquivado na SEC em 2013. As 11 subsidiárias do escopo de avaliação da Administração são: Eletrobras *holding*, Furnas, Eletronuclear, Chesf, Eletronorte, Eletrosul, Amazonas Energia, Distribuição Piauí, Distribuição Rondônia, Distribuição Alagoas e Celg Distribuição.

No entanto, a empresa entende que o momento é propício para melhorar ainda mais seu ambiente de controles internos e sua governança e gestão de riscos. O cenário regulatório tornou-se mais complexo e, no Brasil, a Lei Anticorrupção (Lei n.º 12.846/13) aumentou a necessidade das empresas brasileiras de aprimorarem seus processos internos para identificação e avaliação de riscos e controles antifraude e corrupção. Essa legislação tem provocado uma nova tendência, que consiste em implementar programas consistentes de *compliance* nas empresas que atuam no país. Na Eletrobras, esse processo já se encontra em andamento. Além disso, outras regulamentações aumentaram a complexidade das empresas listadas na NYSE e na BMF&Bovespa para lidar com aspectos relacionados a riscos e controles internos, tais como os comunicados técnicos divulgados pelo PCAOB (*Public Company Accounting Oversight Board*), a Instrução Normativa CVM n.º 552 e o *framework* de controles internos COSO 2013 (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*), entre outros.

Somado a esse complexo ambiente regulatório, o momento atual da sociedade brasileira, que clama por maior rigor no tratamento dos recentes escândalos de fraudes e corrupção, leva a Eletrobras, enquanto empresa de economia mista e de capital aberto, a entender ser imprescindível estruturar cada vez mais seus processos internos de forma a evitar que haja situações relacionadas a fraudes ou corrupção no âmbito de suas empresas e, ao mesmo tempo, estar em completa conformidade com as principais exigências e marcos regulatórios relativos a riscos e controles internos nacional e internacionalmente, em especial em relação à SOX.

Política de remuneração dos Administradores e membros de colegiados

1) Base normativa da remuneração

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

A remuneração dos membros do Conselho de Administração e Fiscal é determinada em conformidade com a Lei n.º 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 a 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
Remuneração Fixa Mensal			
Salário ou pró-labore	85,2%	83,0%	60,4%
Benefícios Diretos ou Indiretos	0%	0%	12,4%
Participação em Comitês	0%	0%	0%
Outros	14,8%	16,6%	21,1%
Remuneração Variável			
Bônus	0%	0%	0%
Participação nos Resultados	0%	0%	0%
Participações em Reuniões	0%	0%	0%
Comissões	0%	0%	0%
Outros	0%	0%	0%
Benefícios Pós-Emprego	0%	0%	6,1%
Cessação do Exercício do Cargo	0%	0%	0%
Total	100%	100%	100%

Exercício Social 2015

Metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

O montante referente à remuneração dos administradores é previamente definido pelo DEST, do Ministério do Planejamento Orçamento e Gestão – MPOG, que define os valores individuais de remuneração de cada órgão de administração da Eletrobras.

O DEST encaminha o valor proposto de remuneração dos administradores para a aprovação da Secretaria do Tesouro Nacional, que, por sua vez, após a aprovação do montante, encaminha-o 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.

Razões que justificam a composição da remuneração

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 e 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) Plano de remuneração dos membros da diretoria estatutária e do conselho de administração baseado em ações

Não há plano de remuneração baseado em ações.

10) Remuneração variável

Os componentes da Diretoria Executiva da Eletrobras não fizeram jus à remuneração variável em função de não ter sido aprovada em Assembleia Geral Ordinária – AGO e o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal não a recebem.

Demonstrativo da Remuneração Mensal dos Membros do Conselho

Conselho de Administração				
Nome do Conselheiro(a)	Período		REMUNERAÇÃO	
	Início	Fim	Média Mensal	Total
JAILSON JOSE M. ALVES	30/04/2014	-	6.413,82	76.965,81
JOAO ANTONIO LIAN	30/04/2013	-	6.413,82	76.965,81
JOSE ANTONIO CORREA COIMBRA	30/04/2008	30/04/2015	6.069,98	24.279,92
JOSE DA COSTA CARVALHO NETO	25/02/2011	-	5.344,85	64.138,20
LINDEMBERG DE LIMA BEZERRA	29/05/2009	30/04/2015	6.069,98	24.279,92
LUIZ EDUARDO BARATA FERREIRA	01/08/2015	-	6.528,43	32.642,15
MARCIO PEREIRA ZIMMERMANN	13/02/2008	29/04/2015	3.237,32	12.949,29
MAURICIO MUNIZ BARRETTO DE CARVALHO	16/06/2011	-	6.413,82	76.965,81
PRICILLA MARIA SANTANA	30/04/2015	-	6.555,63	52.445,07
SAMUEL ASSAYAG HANAN	01/10/2015	-	6.528,43	19.585,30
WAGNER BITTENCOURT DE OLIVEIRA	30/04/2008	-	6.413,82	76.965,81
WALTER MALIENI JUNIOR	01/10/2015	-	6.528,43	19.585,30
WILLAMY MOREIRA FROTA	30/04/2015	31/07/2015	6.782,32	20.346,95

Conselho Fiscal				
Nome do Conselheiro(a) (T/S)	Período		REMUNERAÇÃO	
	Início	Fim	Média Mensal	Total
AGNES MARIA DE ARAGÃO COSTA	21/09/2015	-	5.440,36	21.761,44
BRUNO NUNES SAD	30/04/2014	-	6.413,82	76.965,81
EDUARDO CESAR PASA	21/09/2015	-	5.440,36	21.761,43
FELIPE LUCKMANN FABRO	30/04/2015	-	6.555,63	52.445,05
JARBAS RAIMUNDO DE ALDANO MATOS	16/06/2011	20/09/2015	5.650,23	50.852,10
MANUEL JEREMIAS LEITE CALDAS	18/05/2012	01/09/2015*	6.356,51	50.852,09
RICARDO DE PAULA MONTEIRO	30/04/2014	20/09/2015	5.650,23	50.852,10
ROBERT JUENEMANN	30/04/2013	30/04/2015	6.462,34	25.849,36

Demonstrativo Sintético da Remuneração dos Membros da Diretoria e dos Conselhos

Remuneração dos Administradores	EXERCÍCIO	
	2014	2015
Número de membros:	7	7
I – Remuneração Fixa (a+b+c+d)	6.067.932,40	6.534.581,54
a) salário ou pró-labore	3.705.692,36	4.205.588,90
b) benefícios diretos e indiretos	1.154.210,06	862.036,09
c) remuneração por participação em comitês	-	-
d) outros	1.208.029,98	1.466.956,54
II – Remuneração variável (e+f+g+h+i)	0,00	0,00
a) bônus	-	-
b) participação nos resultados	0,00	0,00
c) remuneração por participação em reuniões	-	-
d) comissões	-	-
e) outros	-	-
III – Total da Remuneração (I + II)	6.067.932,40	6.534.581,54
IV – Benefícios pós-emprego	410.899,91	425.998,04
V – Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	-	-
VI – Remuneração baseada em ações	-	-

Memória 2015:

Benefícios Diretos/indiretos:
Gratificação Natalina
Férias
Auxílio Alimentação*
Ajuda de Custo*
Reembolsos*
Seguro de vida*
Auxílio-saúde*
Auxílio-creche*
Auxílio Moradia**
Auxílio Transporte**

Outros: encargos

Pós emprego: previdência privada

Remuneração dos Conselheiros de Administração	EXERCÍCIO	
	2014	2015
Número de membros:	8	7,83
I – Remuneração Fixa (a+b+c+d)	514.241,12	578.115,34
a) salário ou pró-labore	438.515,27	492.452,62
b) benefícios diretos e indiretos	0,00	0,00
c) remuneração por participação em comitês	-	-
d) outros	75.725,85	85.662,72
II – Remuneração variável (e+f+g+h+i)	0,00	0,00
a) bônus	-	-
b) participação nos resultados	-	-
c) remuneração por participação em reuniões	-	-
d) comissões	-	-
e) outros	-	-
III – Total da Remuneração (I + II)	514.241,12	578.115,34
IV – Benefícios pós-emprego	-	-
V – Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	-	-
VI – Remuneração baseada em ações	-	-

Memória 2014:

Benefícios Diretos/indiretos:
Gratificação Natalina
Férias
Auxílio Alimentação*
Ajuda de Custo*
Reembolsos*
Seguro de vida*
Auxílio-saúde*
Auxílio-creche*
Auxílio Moradia**
Auxílio Transporte**

Outros: encargos

Pós emprego: previdência privada

Conselho Fiscal	EXERCÍCIO	
	2014	2015
Número de membros:	5,08	4,83
I – Remuneração Fixa (a+b+c+d)	366.314,12	351.339,38
a) salário ou pró-labore	301.408,46	291.475,04
b) benefícios diretos e indiretos	4.624,04	1.569,44
c) remuneração por participação em comitês	-	-
d) outros	60.281,62	58.294,90
II – Remuneração variável (e+f+g+h+i)	0,00	0,00
a) bônus	-	-
b) participação nos resultados	-	-
c) remuneração por participação em reuniões	-	-
d) comissões	-	-
e) outros		
III – Total da Remuneração (I + II)	366.314,12	351.339,38
IV – Benefícios pós-emprego	-	-
V – Benefícios motivados pela cessação do exercício do cargo	-	-
VI – Remuneração baseada em ações	-	-

Memória 2014:

Benefícios Diretos/indiretos:

Gratificação Natalina

Férias

Auxílio Alimentação*

Ajuda de Custo*

Reembolsos*

Seguro de vida*

Auxílio-saúde*

Auxílio-creche*

Auxílio Moradia**

Auxílio Transporte**

Outros: encargos

Pós emprego: previdência privada

Demonstrativo da Remuneração Variável dos Administradores

Órgão: Diretoria Estatutária		
Reconhecimento de Bônus e Participação de Resultados	2014	2015
I – Bônus (a+b+c+d)	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 fossem atingidas	-	-
d) valor efetivamente reconhecido no resultado	-	-
II – Participação no Resultado (e+f+g+h)	0,00	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 fossem atingidas	-	-
h) valor efetivamente reconhecido no resultado	0,00	0,00
III – Total (I + II)	0,00	0,00

* Conselheiros não recebem PLR.

* Conselheiros e Diretores não recebem Bônus.

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

Política de participação de empregados e administradores nos resultados da entidade

A participação dos empregados nos resultados está de acordo com o Termo de Pactuação da PLR efetuado entre a Eletrobras e os Sindicatos, com referência ao atingimento das metas instituídas no Contrato de Metas de Desempenho Empresarial – CMDE. A negociação foi efetuada com a intermediação do TST.

Os administradores não fazem jus ao recebimento.

Informações sobre a empresa de auditoria independente contratada

Atual Auditor:	KPMG Auditores Independentes
Forma de Contratação:	Licitação – Edital de Concorrência DAC nº 01/2013 – Aviso Publicado em 27/08/2013 no DOU.
Prazo:	36 meses
Valor atual do contrato:	R\$ 30.401.426,99

Serviços Contratados:

Serviços regulares e especiais de auditoria independente sobre as Demonstrações Financeiras individuais e consolidadas, para fins locais (CVM/CPC), e IASB/SEC, dos exercícios de 2014, 2015 e 2016 e as revisões trimestrais (1ITR2014, 2ITR2014, 3ITR2014, 1ITR2015, 2ITR2015, 3ITR2015, 1ITR2016, 2ITR2016 e 3ITR2016).

Inclui também, a revisão dos procedimentos fiscais de tributários, o exame das Demonstrações Financeiras e informações complementares requeridas pela Aneel, CVM e instituições financeiras, emissão de relatórios especiais e documentos decorrentes dos serviços prestados, além do exame dos controles internos segundo as normas do Ibracon e a lei norte-americana Sarbanes-Oxley (SOX), com emissão de relatórios requeridos.

Alcance dos serviços:

Será executado para as empresas Eletrobras Furnas, Chesf, Eletronorte, Eletrosul, Eletronuclear, CGTEE, Eletropar, Amazonas GT, Amazonas Energia, Boa Vista Energia, Cepisa, Ceron, Ceal, Eletroacre e Celg D.

Negociações Relativas aos Valores Mobiliários da Eletrobras e seus Derivativos

**FORMULÁRIO INDIVIDUAL
Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas – Art. 11 – Instrução CVM nº 358/2002**

Em abril 2016

() ocorreram somente as seguintes operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002.

(x) não foram realizadas operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002, sendo que possui as seguintes posições dos valores mobiliários e derivativos.

Denominação da Companhia: ELETROBRAS							
Nome: PRISCILLA MARIA SANTANNA						CPF/CNPJ: 584.264.691-91	
Qualificação: MEMBRO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO							
Saldo Inicial 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	
AÇÕES	ORDINÁRIAS			0	0	0	
Movimentações no Mês							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos	Intermediário	Operação	Dia	Quantidade	Preço	Volume (R\$)
			Compra				
			Total Compras				
			Venda				
			Total Vendas				
Saldo Final 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	
AÇÕES	ORDINÁRIAS			0	0	0	



*Manual de Divulgação e Uso de Informações e
Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão
da Eletrobras*

Negociações Relativas aos Valores Mobiliários da Eletrobras e seus Derivativos**FORMULÁRIO INDIVIDUAL****Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas – Art. 11 – Instrução CVM nº 358/2002**

Em abril 2016

() ocorreram somente as seguintes operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002.

(X) não foram realizadas operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002, sendo que possui as seguintes posições dos valores mobiliários e derivativos.

Denominação da Companhia: ELETROBRAS							
Nome: JOSE DA COSTA CARVALHO NETO						CPF/CNPJ: 044.602.786-34	
Qualificação: MEMBRO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO							
Saldo Inicial 100							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	
AÇÕES	ORDINÁRIAS			100	0	0	
Movimentações no Mês							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos	Intermediário	Operação	Dia	Quantidade	Preço	Volume (R\$)
			Compra				
			Total Compras				
			Venda				
			Total Vendas				
Saldo Final 100							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	
AÇÕES	ORDINÁRIAS			100	0	0	



*Manual de Divulgação e Uso de Informações e
Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão
da Eletrobras*

Negociações Relativas aos Valores Mobiliários da Eletrobras e seus Derivativos**FORMULÁRIO INDIVIDUAL****Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas – Art. 11 – Instrução CVM nº 358/2002**

Em abril 2016

() ocorreram somente as seguintes operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002.

(x) não foram realizadas operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002, sendo que possui as seguintes posições dos valores mobiliários e derivativos.

Denominação da Companhia: ELETROBRAS							
Nome: WALTER MALIENI JUNIOR						CPF/CNPJ: 117.718.468-01	
Qualificação: MEMBRO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO							
Saldo Inicial 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos				Quantidade	% de participação	
						Mesma Espécie/ Classe	Total
AÇÕES	ORDINÁRIAS				0	0	0
Movimentações no Mês							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos	Intermediário	Operação	Dia	Quantidade	Preço	Volume (R\$)
			Compra				
			Total Compras				
			Venda				
			Total Vendas				
Saldo Final 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos				Quantidade	% de participação	
						Mesma Espécie/ Classe	Total
AÇÕES	ORDINÁRIAS				0	0	0

Negociações Relativas aos Valores Mobiliários da Eletrobras e seus Derivativos

FORMULÁRIO INDIVIDUAL

Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas – Art. 11 – Instrução CVM nº 358/2002

Em abril 2016

() ocorreram somente as seguintes operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002.

(x) não foram realizadas operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002, sendo que possui as seguintes posições dos valores mobiliários e derivativos.

Denominação da Companhia: ELETROBRAS							
Nome: SAMUEL ASSAYAG HANAN						CPF/CNPJ: 199.540.857-34	
Qualificação: MEMBRO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO							
Saldo Inicial 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	
AÇÕES	ORDINÁRIAS			0	0	0	
Movimentações no Mês							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos	Intermediário	Operação	Dia	Quantidade	Preço	Volume (R\$)
			Compra				
			Total Compras				
			Venda				
			Total Vendas				
Saldo Final 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	
AÇÕES	ORDINÁRIAS			0	0	0	

Negociações Relativas aos Valores Mobiliários da Eletrobras e seus Derivativos

FORMULÁRIO INDIVIDUAL

Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas – Art. 11 – Instrução CVM nº 358/2002

Em abril 2016

() ocorreram somente as seguintes operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002.

(x) não foram realizadas operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002, sendo que possui as seguintes posições dos valores mobiliários e derivativos.

Denominação da Companhia: ELETROBRAS							
Nome: MAURÍCIO MUNIZ BARETTO DE CARVALHO						CPF/CNPJ: 042.067.418-75	
Qualificação: MEMBRO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO							
Saldo Inicial 10							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos				Quantidade	% de participação	
						Mesma Espécie/ Classe	Total
AÇÕES	ORDINÁRIAS				10	0	0
Movimentações no Mês							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos	Intermediário	Operação	Dia	Quantidade	Preço	Volume (R\$)
			Compra				
			Total Compras				
			Venda				
			Total Vendas				
Saldo Final 10							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos				Quantidade	% de participação	
						Mesma Espécie/ Classe	Total
AÇÕES	ORDINÁRIAS				10	0	0

Negociações Relativas aos Valores Mobiliários da Eletrobras e seus Derivativos

FORMULÁRIO INDIVIDUAL

Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas – Art. 11 – Instrução CVM nº 358/2002

Em abril 2016

() ocorreram somente as seguintes operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002.

(X) não foram realizadas operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002, sendo que possui as seguintes posições dos valores mobiliários e derivativos.

Denominação da Companhia: ELETROBRAS							
Nome: JOÃO ANTONIO LIAN						CPF/CNPJ: 020.454.488-27	
Qualificação: MEMBRO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO							
Saldo Inicial 100							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	
ACÇÕES	ORDINÁRIAS			100	0	0	
Movimentações no Mês							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos	Intermediário	Operação	Dia	Quantidade	Preço	Volume (R\$)
			Compra				
			Total Compras				
			Venda				
			Total Vendas				
Saldo Final 100							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	
ACÇÕES	ORDINÁRIAS			100	0	0	



*Manual de Divulgação e Uso de Informações e
Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão
da Eletrobras*

Negociações Relativas aos Valores Mobiliários da Eletrobras e seus Derivativos**FORMULÁRIO INDIVIDUAL****Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas – Art. 11 – Instrução CVM nº 358/2002**

Em abril 2016

() ocorreram somente as seguintes operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002.

(X) não foram realizadas operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002, sendo que possui as seguintes posições dos valores mobiliários e derivativos.

Denominação da Companhia: ELETROBRAS							
Nome: JAILSON JOSE MEDEIROS ALVES						CPF/CNPJ: 047.594.447-00	
Qualificação: MEMBRO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO							
Saldo Inicial 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos				Quantidade	% de participação	
						Mesma Espécie/ Classe	Total
					0		
Movimentações no Mês							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos	Intermediário	Operação	Dia	Quantidade	Preço	Volume (R\$)
			Compra				
			Total Compras				
			Venda				
			Total Vendas				
Saldo Final 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos				Quantidade	% de participação	
						Mesma Espécie/ Classe	Total
					0		

Negociações Relativas aos Valores Mobiliários da Eletrobras e seus Derivativos

FORMULÁRIO INDIVIDUAL

Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas – Art. 11 – Instrução CVM nº 358/2002

Em abril 2016

() ocorreram somente as seguintes operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002.

(X) não foram realizadas operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002, sendo que possui as seguintes posições dos valores mobiliários e derivativos.

Denominação da Companhia: ELETROBRAS							
Nome: WAGNER BITTENCOURT DE OLIVEIRA						CPF/CNPJ: 337.026.597-49	
Qualificação: MEMBRO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO							
Saldo Inicial 3							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	
ACÇÕES	ORDINÁRIAS			3	0	0	
Movimentações no Mês							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos	Intermediário	Operação	Dia	Quantidade	Preço	Volume (R\$)
			Compra				
			Total Compras				
			Venda				
			Total Vendas				
Saldo Final 3							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	
ACÇÕES	ORDINÁRIAS			3	0	0	

Negociações Relativas aos Valores Mobiliários da Eletrobras e seus Derivativos

FORMULÁRIO INDIVIDUAL

Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas – Art. 11 – Instrução CVM nº 358/2002

Em abril 2016

() ocorreram somente as seguintes operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002.

(X) não foram realizadas operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002, sendo que possui as seguintes posições dos valores mobiliários e derivativos.

Denominação da Companhia: ELETROBRAS							
Nome: Luis Eduardo Barata						CPF/CNPJ: 246.431.577-04	
Qualificação: Membro do Conselho de Administração							
Saldo Inicial 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	
Movimentações no Mês							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos	Intermediário	Operação	Dia	Quantidade	Preço	Volume (R\$)
			Compra				
			Total Compras				
			Venda				
			Total Vendas				
Saldo Final 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	



*Manual de Divulgação e Uso de Informações e
Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão
da Eletrobras*

Negociações Relativas aos Valores Mobiliários da Eletrobras e seus Derivativos**FORMULÁRIO INDIVIDUAL****Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas – Art. 11 – Instrução CVM nº 358/2002**

Em abril 2016

() ocorreram somente as seguintes operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002.

(X) não foram realizadas operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002, sendo que possui as seguintes posições dos valores mobiliários e derivativos.

Denominação da Companhia: ELETROBRAS							
Nome: ALEXANDRE VAGHI DE ARRUDA ANIZ						CPF/CNPJ: 253.377.108-26	
Qualificação: DIRETOR DE ADMINISTRAÇÃO							
Saldo Inicial 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		Total
					Mesma Espécie/ Classe		
Movimentações no Mês							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos	Intermediário	Operação	Dia	Quantidade	Preço	Volume (R\$)
			Compra				
			Total Compras				
			Venda				
			Total Vendas				
Saldo Final 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		Total
					Mesma Espécie/ Classe		



*Manual de Divulgação e Uso de Informações e
Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão
da Eletrobras*

Negociações Relativas aos Valores Mobiliários da Eletrobras e seus Derivativos**FORMULÁRIO INDIVIDUAL****Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas – Art. 11 – Instrução CVM nº 358/2002**

Em abril 2016

() ocorreram somente as seguintes operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002.

(X) não foram realizadas operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002, sendo que possui as seguintes posições dos valores mobiliários e derivativos.

Denominação da Companhia: ELETROBRAS							
Nome: ARMANDO CASADO DE ARAUJO						CPF/CNPJ: 671.085.208-34	
Qualificação: DIRETOR FINANCEIRO E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES							
Saldo Inicial 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	
Movimentações no Mês							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos	Intermediário	Operação	Dia	Quantidade	Preço	Volume (R\$)
			Compra				
			Total Compras				
			Venda				
			Total Vendas				
Saldo Final 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	



*Manual de Divulgação e Uso de Informações e
Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão
da Eletrobras*

Negociações Relativas aos Valores Mobiliários da Eletrobras e seus Derivativos**FORMULÁRIO INDIVIDUAL****Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas – Art. 11 – Instrução CVM nº 358/2002**

Em abril 2016

() ocorreram somente as seguintes operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002.

(X) não foram realizadas operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002, sendo que possui as seguintes posições dos valores mobiliários e derivativos.

Denominação da Companhia: ELETROBRAS							
Nome: VALTER LUIZ CARDEAL DE SOUZA (licenciado)						CPF/CNPJ: 140.678.380-34	
Qualificação: DIRETOR DE GERAÇÃO							
Saldo Inicial 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	
Movimentações no Mês							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos	Intermediário	Operação	Dia	Quantidade	Preço	Volume (R\$)
			Compra				
			Total Compras				
			Venda				
			Total Vendas				
Saldo Final 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	

Negociações Relativas aos Valores Mobiliários da Eletrobras e seus Derivativos

FORMULÁRIO INDIVIDUAL

Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas – Art. 11 – Instrução CVM nº 358/2002

Em abril 2016

() ocorreram somente as seguintes operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002.

(X) não foram realizadas operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002, sendo que possui as seguintes posições dos valores mobiliários e derivativos.

Denominação da Companhia: ELETROBRAS							
Nome: RENATO SACRAMENTO						CPF/CNPJ: 186.131.796-49	
Qualificação: DIRETOR DE GERAÇÃO							
Saldo Inicial 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	
Movimentações no Mês							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos	Intermediário	Operação	Dia	Quantidade	Preço	Volume (R\$)
			Compra				
			Total Compras				
			Venda				
			Total Vendas				
Saldo Final 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	



*Manual de Divulgação e Uso de Informações e
Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão
da Eletrobras*

Negociações Relativas aos Valores Mobiliários da Eletrobras e seus Derivativos**FORMULÁRIO INDIVIDUAL****Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas – Art. 11 – Instrução CVM nº 358/2002**

Em abril 2016

() ocorreram somente as seguintes operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002.

(X) não foram realizadas operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002, sendo que possui as seguintes posições dos valores mobiliários e derivativos.

Denominação da Companhia: ELETROBRAS							
Nome: MARCOS AURÉLIO MADUREIRA DA SILVA						CPF/CNPJ: 154.695.816-91	
Qualificação: DIRETOR DE DISTRIBUIÇÃO							
Saldo Inicial 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	
Movimentações no Mês							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos	Intermediário	Operação	Dia	Quantidade	Preço	Volume (R\$)
			Compra				
			Total Compras				
			Venda				
			Total Vendas				
Saldo Final 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	

Negociações Relativas aos Valores Mobiliários da Eletrobras e seus Derivativos

FORMULÁRIO INDIVIDUAL

Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas – Art. 11 – Instrução CVM nº 358/2002

Em abril 2016

() ocorreram somente as seguintes operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002.

(x) não foram realizadas operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002, sendo que possuo as seguintes posições dos valores mobiliários e derivativos.

Denominação da Companhia: ELETROBRAS							
Nome: JOSÉ ANTÔNIO MUNIZ LOPES						CPF/CNPJ: 005.135.394-68	
Qualificação: Diretor de Transmissão							
Saldo Inicial 1							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	
AÇÕES	ORDINÁRIAS			1	0	0	
Movimentações no Mês							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos	Intermediário	Operação	Dia	Quantidade	Preço	Volume (R\$)
			Compra				
			Total Compras				
			Venda				
			Total Vendas				
Saldo Final 1							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	
AÇÕES	ORDINÁRIAS			1	0	0	

Negociações Relativas aos Valores Mobiliários da Eletrobras e seus Derivativos

FORMULÁRIO INDIVIDUAL

Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas – Art. 11 – Instrução CVM nº 358/2002

Em abril 2016

() ocorreram somente as seguintes operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002.

(x) não foram realizadas operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002, sendo que possuo as seguintes posições dos valores mobiliários e derivativos.

Denominação da Companhia: ELETROBRAS							
Nome: JOSIAS MATOS DE ARAUJO						CPF/CNPJ: 039.310.132-00	
Qualificação: Diretor de Regulação							
Saldo Inicial							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos				Quantidade	% de participação	
						Mesma Espécie/ Classe	Total
ACÇÕES	ORDINÁRIAS					0	0
Movimentações no Mês							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos	Intermediário	Operação	Dia	Quantidade	Preço	Volume (R\$)
Saldo Final							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos				Quantidade	% de participação	
						Mesma Espécie/ Classe	Total
ACÇÕES	ORDINÁRIAS					0	0



*Manual de Divulgação e Uso de Informações e
Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão
da Eletrobras*

Negociações Relativas aos Valores Mobiliários da Eletrobras e seus Derivativos**FORMULÁRIO INDIVIDUAL****Negociação de Administradores e Pessoas Ligadas – Art. 11 – Instrução CVM nº 358/2002**

Em abril 2016

() ocorreram somente as seguintes operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002.

(x) não foram realizadas operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002, sendo que possui as seguintes posições dos valores mobiliários e derivativos.

Denominação da Companhia: Centrais Elétricas Brasileiras SA							
Nome: Robert Juenemann						CPF/CNPJ: 426.077.100-06	
Qualificação: MEMBRO DO CONSELHO FISCAL							
Saldo Inicial 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	
Movimentações no Mês							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos	Intermediário	Operação	Dia	Quantidade	Preço	Volume (R\$)
Saldo Final					0		
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	



*Manual de Divulgação e Uso de Informações e
Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão
da Eletrobras*

Anexo III (Parte I)

Em abril 2016

() ocorreram somente as seguintes operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002.

(x) não foram realizadas operações com valores mobiliários e derivativos, de acordo com o artigo 11 da Instrução CVM nº 358/2002, sendo que possuo as seguintes posições dos valores mobiliários e derivativos.

Denominação da Companhia: Centrais Elétricas Brasileiras SA							
Nome: Felipe Luckmann Fabro						CPF/CNPJ: 029.716.869-06	
Qualificação: MEMBRO DO CONSELHO FISCAL							
Saldo Inicial 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	
Movimentações no Mês							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos	Intermediário	Operação	Dia	Quantidade	Preço	Volume (R\$)
Saldo Final 0							
Valor Mobiliário/ Derivativo	Características dos Títulos			Quantidade	% de participação		
					Mesma Espécie/ Classe	Total	

Canais de acesso do cidadão

A Ouvidoria-Geral é o principal meio de contato da Eletrobras disponível à sociedade e a seus colaboradores. Vinculada à Presidência da empresa, é responsável pela interação da companhia com seus públicos interno e externo, por meio do recebimento e do processamento de todo tipo de manifestação. A Ouvidoria-Geral define como “manifestação” todo tipo de comunicação recebida. As manifestações são tipificadas como: Reclamação, Elogio, Solicitação, Sugestão e Denúncia, conforme a Instrução Normativa n.º 1, de 5 de novembro de 2014, da Controladoria-Geral da União – CGU, e orientações para implementação de ouvidorias da CGU.

A Ouvidoria-Geral da Eletrobras pode ser contatada pelos telefones (21) 2514-4526/5895 ou por meio de carta endereçada para Av. Presidente Vargas, n.º 409, 17º andar, Centro, Rio de Janeiro, RJ, CEP: 20071-003. O contato também pode ser feito pessoalmente, no mesmo endereço.

A seguir, são fornecidas algumas definições sobre os tipos de manifestação:

Denúncia – comunicação de prática de ato ilícito cuja solução dependa da atuação da Eletrobras ou de órgão de controle interno ou externo;

Elogio – demonstração ou reconhecimento de satisfação sobre o serviço oferecido ou atendimento recebido;

Reclamação – demonstração de insatisfação ou desagrado diante de ação, omissão ou tratamento dispensado por colaborador ou área da empresa;

Solicitação – requerimento de adoção de providência por parte da Eletrobras;

Sugestão – proposição de ideia ou formulação de proposta de aprimoramento de políticas e serviços prestados pela Eletrobras.

As manifestações podem ser **identificadas, identificadas com sigilo** ou **anônimas**. O tratamento é igual nas três situações. O anonimato é garantido, sendo que, nesse caso, o manifestante abre mão do direito de resposta personalizada.

A Ouvidoria coloca à disposição os seguintes canais de comunicação:

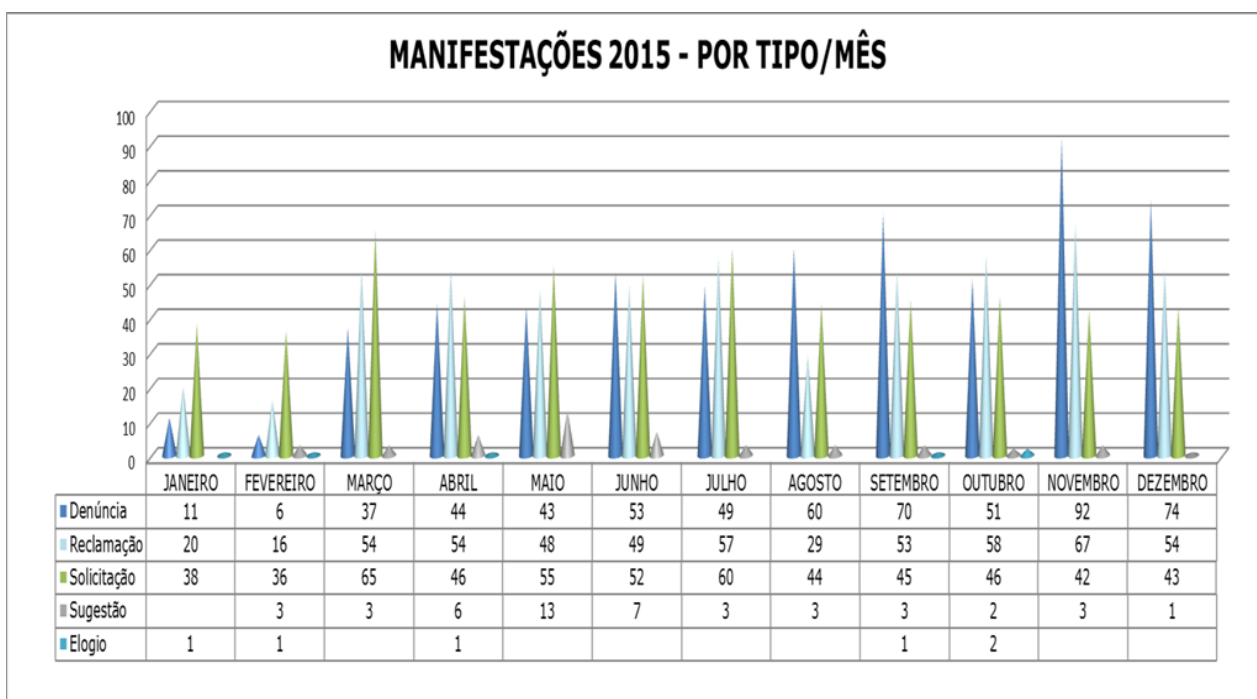
1. Canal de Ouvidoria (presencial, telefone, e-mail e Sistema de Gestão da Ouvidoria – SOU, intranet, site na internet, também recebe denúncias éticas, encaminhadas à Comissão de Ética da Eletrobras – “canal da ética”);
2. Canal de Gênero (mesmos da Ouvidoria, menos internet);
3. Canal Denúncia (sites de todas as empresas Eletrobras na internet);
4. Caixa de Correio “Ouvidoria” (ouvidoria@eletrobras.com);
5. Caixa de Correio “PRO - Ouvidoria-Geral” (PRO@eletrobras.com);

6. Cx. de Correio “Fale com o Presidente” (falecomopresidente@eletrobras.com);

7. Sistema de Informação ao Cidadão – SIC (site na internet – acompanhamento/gestão da tramitação diretamente pela CGU).

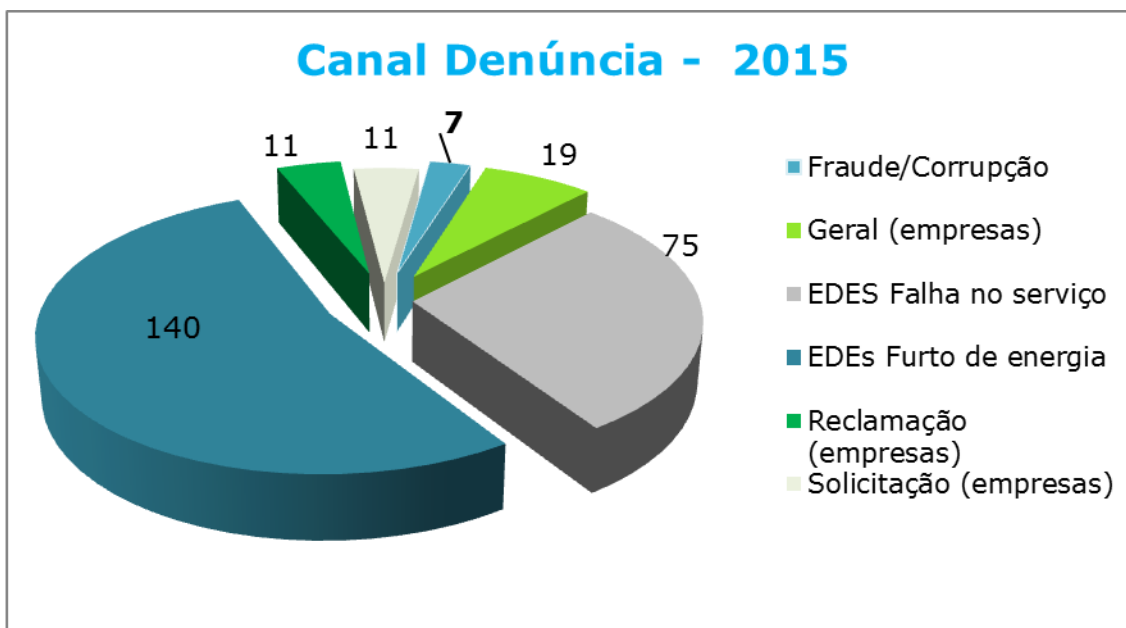
Em todos esses acessos – com exceção do e-SIC, no qual a identificação do solicitante é obrigatória, de acordo com a Lei de Acesso à Informação – é garantido ao solicitante, tanto interno quanto externo, o sigilo das informações e não é necessária sua identificação. O processo de atendimento é totalmente informatizado por meio do Sistema de Gestão da Ouvidoria – SOU.

Em **2015**, foram recebidas **1.773 manifestações**. O número é 62% maior que o registrado em 2014 (1.100) e é o segundo maior quantitativo desde 2011. No primeiro dia útil de 2016, **98%** das manifestações haviam sido concluídas, com resposta ao manifestante.



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 nacional e FCPA, a partir do Programa de *Compliance*, entre outras), o Canal Denúncia recebeu, em 2015, **263 manifestações**. Destas, apenas 3% se encaixavam no objetivo proposto.

Durante o ano de 2015, foram recebidas ao todo **263** manifestações pelo Canal Denúncia (SOX), distribuídas por classificação, conforme a seguir.



SIC (Serviço de Informação ao Cidadão – Lei de Acesso à Informação)

Em atendimento à Lei de Acesso à Informação (Lei n.º 12.527), a Eletrobras deve disponibilizar dados referentes à sua gestão para consultas e solicitações dos órgãos públicos e da sociedade em geral, independentemente da origem da manifestação.

A Ouvidoria-Geral é responsável por este Canal na Eletrobras, por indicação da Presidência da empresa. Cada empresa Eletrobras é responsável pelo seu e-SIC – o sistema da CGU considera cada empresa independentemente da *holding*.

Em 2015, a Eletrobras *holding* recebeu **220** solicitações de informações por esse canal, com 98% de taxa de resposta em 31 de dezembro de 2015.

Aferição do grau de satisfação dos cidadãos-usuários

A “Carta de Serviços ao Cidadão” não se aplica à *holding*, 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 na internet.

A Ouvidoria da Eletrobras disponibiliza uma pesquisa de avaliação de satisfação do seu atendimento e efetividade dos canais de acesso da empresa. A taxa de respondentes, contudo, é baixa (aproximadamente 10%).

A Eletrobras também realiza, anualmente, uma pesquisa com seus principais *stakeholders* visando ao levantamento dos temas considerados mais relevantes para abordagem nos seus relatórios de sustentabilidade. A priorização de temas no Relatório Anual de Sustentabilidade se baseia no resultado dessa pesquisa.

Por fim, a Eletrobras realizou, em 2011/12, sua primeira pesquisa de reputação com todos os seus *stakeholders*. A “segunda onda” da pesquisa está priorizada no Plano Diretor de Negócios e Gestão 2015-2019, para realização em 2016/17.

Mecanismos de transparência das ações relevantes

As informações referentes à atuação da Eletrobras podem ser acessadas no site da empresa, na *homepage* www.eletrabras.com.

As informações relacionadas ao processo de prestação de contas anuais (Relatório de Gestão, Relatório e Certificado de Auditoria, com o Parecer do Dirigente de Controle Interno, e Pronunciamento Ministerial) estão disponíveis na seção "Processos de Contas Anuais" do site da Eletrobras <http://www.eletrabras.com/elb/data/Pages/LUMISACABF1E4PTBRIE.htm>.

Na seção "Acesso à Informação" (www.eletrabras.com/acessoainformacao), a empresa faz a divulgação ativa de informações e dados relativos à Lei de Acesso à Informação (Lei nº 12.527, de 18 de novembro de 2011).

Desempenho financeiro do exercício

A Eletrobras apresentou, no resultado de 2015, um prejuízo líquido atribuído aos controladores de R\$ 14.442 milhões, em comparação com um prejuízo líquido de R\$3.031 milhões registrado em 2014.

Esse resultado foi decisivamente influenciado por:

(i) Provisão para Contingências Judiciais no montante de R\$ 7.084 milhões, com destaque para a provisão relativa aos processos judiciais envolvendo empréstimo compulsório de R\$ 5.283 milhões e aos ajustes em valores e em classificação de riscos de processos judiciais de Furnas, Chesf e Eletronorte;

(ii) *Impairments* de R\$ 5.991 milhões, fortemente influenciados pelo *impairment* da Usina Termonuclear de Angra 3, no montante de R\$ 4.973 milhões, sendo as provisões para *impairment* despesas de natureza econômica que visam ajustar o valor registrado no ativo (imobilizado e financeiro) ao valor recuperável estimado com base no valor presente do fluxo de caixa projetado; e

(iii) Prejuízo das subsidiárias de distribuição, que somou R\$ 5.195 milhões em 2015.

O Resultado de 2015 foi impactado também pelas seguintes variáveis:

➤ De forma positiva: (i) Reversão de provisão para perdas em investimentos, no montante de R\$ 611 milhões, principalmente em função da reversão de provisão de passivo de ICMS da Amazonas Energia no montante de R\$ 1.102 milhões, em razão de decisão judicial favorável à referida subsidiária (vide Nota Explicativa n.º 42 das Demonstrações Financeiras); (ii) Aumento de 22,5% na receita de operação e manutenção no segmento de transmissão, devido, principalmente, ao reajuste tarifário anual, influenciado positivamente pela alta do IPCA, e as novas receitas decorrentes de investimentos em melhorias e reforços no sistema; (iii) Melhora de 146% no resultado de participações societárias; (iv) Repasse de Itaipu de R\$ 234 milhões; e (v) Efeito positivo relacionado à Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA, no valor de R\$ 324 milhões.

➤ De forma negativa: (i) redução de 53% da receita de venda de energia de curto prazo, na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, reflexo principalmente da queda no valor do Preço da Liquidação das Diferenças – PLD e também de energia vendida pela Eletronorte e por Furnas, a longo prazo, no Leilão A-1; e (ii) Diminuição da remuneração das indenizações relativas à 1ª tranche da Lei n.º 12.783/13, que apresentou uma variação de 89%, devido à redução do saldo devedor decorrente dos pagamentos da 1ª Tranche e ao recálculo de juros e atualizações dos referidos créditos indenizatórios.

Em 2015, não foram apurados ganhos com as indenizações suplementares de transmissão (RBSE) relativos à 2ª Tranche da Lei n.º 12.783/2013, cujos valores pleiteados pela Eletrobras são superiores àqueles contabilizados, pois a Aneel ainda não homologou os valores pleiteados pela Chesf e pela Eletronorte. Quanto aos valores homologados de Furnas e da Eletrosul, é necessária a definição pelo poder concedente

da forma em que o pagamento da referida indenização deverá ser feito (verificar Nota Explicativa das Demonstrações Financeiras número 2.1).

No quarto trimestre de 2015 (4T15), a empresa apresentou um prejuízo líquido atribuído aos controladores de R\$ 10.327 milhões, frente a um prejuízo líquido atribuído aos controladores de R\$ 4.012 milhões no terceiro trimestre de 2015 (3T15). Os resultados do trimestre foram decisivamente influenciados por diversas variáveis, entre as quais destacam-se:

(i) *Impairments* de R\$ 2.605 milhões, fortemente influenciados pelo *Impairment* de Angra 3, no montante de R\$ 1.588 milhões, em decorrência, principalmente, do aumento da taxa de desconto e alteração da data de entrada de operação da Usina Termonuclear de Angra 3;

(ii) Despesas relativas à provisão e pagamento de processos judiciais envolvendo empréstimo compulsório de R\$ 5.019 milhões;

(iii) redução de 155% da receita de venda de energia de curto prazo, na CCEE, influenciada pela queda do PLD e pela sazonalidade na venda de energia realizada pelas subsidiárias;

(iv) Efeito negativo relacionado à Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA, no valor de R\$ 339 milhões;

(v) Diminuição da remuneração das indenizações relativas à 1ª Tranche da Lei n.º 12.783/13, devido principalmente ao recálculo de juros e atualizações relacionados aos referidos créditos indenizatórios, que fizeram a conta de remuneração das indenizações passar de um montante positivo de R\$ 131 milhões no 3T15 para um montante negativo de R\$ 880 milhões no 4T15;

(vi); Aumento de 20% na receita de fornecimento no segmento de distribuição, influenciada pelo reajuste anual; e

(vii) redução de 34% na despesas de energia comprada para revenda.

DESTAQUES DO RESULTADO CONSOLIDADO DE 2015:

- » Receita Operacional Líquida de R\$ 32.589 milhões;
- » Provisões Operacionais Líquidas de R\$ 14.562 milhões;
- » EBITDA ajustado de R\$ 2.853 milhões; e
- » Resultado Financeiro Líquido negativo de R\$ 1.699 milhões.

DESTAQUES DO RESULTADO CONSOLIDADO DO 4T15:

- » Receita Operacional Líquida de R\$ 7.861 milhões;
- » Provisões Operacionais Líquidas de R\$ 9.392 milhões; e
- » Resultado Financeiro Líquido negativo de R\$ 1.686 milhões.

Sistemática de apuração de custos no âmbito da unidade

A estrutura orgânica da Eletrobras é concebida considerando seu organograma empresarial. Nele encontram-se 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 uma relação direta com a unidade que a incorreu. Adicionalmente, a Eletrobras dispõe de mecanismos de alocação de custos com base em critérios de rateio. Esses 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.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A - ELETROBRAS
BALANÇO PATRIMONIAL DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014
(em milhares de Reais)

ATIVO	NOTA	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE					
Caixa e equivalente de caixa	5	691.719	88.194	1.393.973	1.407.078
Caixa restrito	5	647.433	1.743.525	647.433	1.743.525
Títulos e valores mobiliários	6	3.454.526	421.817	6.842.774	3.730.345
Clientes	7	379.214	399.133	4.137.501	4.427.216
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	18	371.007	2.387.622	965.212	3.437.521
Financiamentos e empréstimos	9	6.820.948	5.228.931	3.187.226	2.696.021
Conta de Consumo de Combustível - CCC	26	195.966	521.964	195.966	521.964
Remuneração de participações societárias	10	255.468	677.544	309.360	289.574
Tributos a recuperar	11	373.962	591.217	716.651	900.431
Imposto de renda e contribuição social	11	928.743	374.504	1.475.598	762.726
Direito de ressarcimento	12	-	-	2.265.242	3.673.639
Almoxarifado		360	798	631.669	512.614
Estoque de combustível nuclear	13	-	-	402.453	340.319
Indenizações - Lei 12.783/2013	8	-	-	-	3.738.295
Instrumentos financeiros derivativos	44	-	-	21.307	124.635
Risco Hidrológico	15	-	-	195.830	-
Ativos mantidos para venda	43	-	-	4.623.785	-
Outros		239.811	377.540	1.425.416	2.245.290
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE		14.359.157	12.812.789	29.437.396	30.551.193
NÃO CIRCULANTE					
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO					
Direito de ressarcimento	12	-	-	8.238.140	6.129.423
Financiamentos e empréstimos	9	30.277.797	27.327.950	14.400.394	11.988.543
Clientes	7	125.383	174.324	1.833.457	1.743.504
Títulos e valores mobiliários	6	191.763	204.665	194.990	224.734
Estoque de combustível nuclear	13	-	-	578.425	661.489
Tributos a recuperar	11	-	-	2.623.186	2.538.131
Imposto de renda e contribuição social	11	1.645.382	1.464.148	3.067.591	2.467.631
Cauções e depósitos vinculados		2.204.685	1.558.624	5.079.707	3.808.155
Conta de Consumo de Combustível - CCC	26	13.331	3.944	13.331	3.944
Ativo financeiro - Concessões e Itaipu	18	3.078.559	2.948.729	28.416.433	28.969.262
Instrumentos financeiros derivativos	44	-	-	25.004	135.276
Adiantamentos para futuro aumento de capital	14	189.493	175.636	1.215.532	1.140.633
Reembolso FUNAC		-	-	-	595.445
Risco Hidrológico	15	-	-	598.161	-
Outros		2.116.312	859.843	1.487.335	1.070.214
		39.842.705	34.717.863	67.771.686	61.476.384
INVESTIMENTOS					
Avaliados por equivalência patrimonial	16	39.794.944	47.387.245	20.777.270	18.700.146
Mantidos a valor justo	16	1.018.143	1.212.142	1.177.260	1.370.371
		40.813.087	48.599.387	21.954.530	20.070.517
IMOBILIZADO	17	148.246	127.623	29.546.645	31.168.232
INTANGÍVEL	19	-	9.714	935.151	1.365.371
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE		80.804.038	83.454.587	120.208.012	114.080.504
TOTAL DO ATIVO		95.163.195	96.267.376	149.645.408	144.631.697

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A - ELETROBRAS
BALANÇO PATRIMONIAL DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014
(em milhares de Reais)

	NOTA	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
CIRCULANTE					
Financiamentos e empréstimos	23	2.572.745	2.759.514	4.224.448	4.931.531
Debêntures	24	-	-	357.226	325.732
Empréstimo compulsório	25	57.630	50.215	57.630	50.215
Fornecedores	21	416.126	548.589	10.128.507	7.489.134
Adiantamento de clientes	22	593.404	448.759	648.236	501.572
Tributos a recolher	27	280.637	58.736	1.556.578	1.168.168
Imposto de renda e contribuição social	27	196.000	-	581.344	18.138
Conta de Consumo de Combustível - CCC	26	-	301.471	-	301.471
Remuneração aos acionistas	29	42.478	61.995	84.076	64.402
Obrigações estimadas		109.497	96.107	1.018.788	1.174.679
Obrigações de ressarcimento	12	299.632	655.158	396.208	702.728
Benefício pós-emprego	30	22.557	10.856	114.861	258.898
Provisões para contingências	31	543.345	-	590.725	32.082
Encargos setoriais	28	-	-	695.400	930.297
Arrendamento mercantil	23	-	-	132.972	74.507
Concessões a pagar - Uso do bem Público		-	-	3.920	3.645
Instrumentos financeiros derivativos	44	18.860	24.706	20.608	26.573
Passivos associados a ativos mantidos para venda	43	412.225	-	5.575.009	-
Outros		123.133	118.365	1.913.107	1.230.236
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE		5.688.269	5.134.471	28.099.643	19.284.008
NÃO CIRCULANTE					
Financiamentos e empréstimos	23	27.463.707	23.260.512	42.173.812	34.607.594
Fornecedores	21	-	-	9.449.421	10.047.367
Debêntures	24	-	-	205.248	434.191
Adiantamento de clientes	22	-	-	659.082	718.451
Empréstimo compulsório	25	466.005	469.459	466.005	469.459
Obrigações para desmobilização de ativos	32	-	-	1.201.186	1.314.480
Provisões operacionais		-	1.100.499	-	1.100.499
Conta de Consumo de Combustível - CCC	26	452.948	474.770	452.948	474.770
Provisões para contingências	31	8.901.900	4.829.381	13.556.129	8.950.364
Benefício pós-emprego	30	252.966	448.407	1.858.824	2.001.268
Provisão para passivo a descoberto	42	7.793.798	2.794.236	257.907	97.449
Contratos onerosos	34	-	-	1.489.292	1.130.201
Obrigações de ressarcimento	12	-	-	2.483.378	2.529.893
Arrendamento mercantil	23	-	-	1.119.183	1.252.154
Concessões a pagar - Uso do bem Público		-	-	59.644	59.815
Adiantamentos para futuro aumento de capital	33	219.294	193.606	219.294	193.606
Instrumentos financeiros derivativos	44	-	-	78.521	70.336
Encargos setoriais	28	-	-	462.195	609.721
Tributos a recolher	27	181.991	-	900.309	837.551
Imposto de renda e contribuição social	27	733.289	291.878	1.003.796	569.380
Outros		917.014	730.606	1.710.369	1.030.640
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE		47.382.912	34.593.354	79.806.543	68.499.189
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	36	31.305.331	31.305.331	31.305.331	31.305.331
Reservas de capital	36	26.048.342	26.048.342	26.048.342	26.048.342
Reservas de lucros	36	-	2.259.039	-	2.259.039
Ajustes de avaliação patrimonial		39.452	42.947	39.452	42.947
Prejuízos acumulados		(12.181.172)	-	(12.181.172)	-
Outros resultados abrangentes acumulados		(3.113.481)	(3.116.108)	(3.113.481)	(3.116.108)
Valores reconhecidos em ORA classificados como mantidos para venda		(6.458)	-	(6.458)	-
Participação de acionistas não controladores		-	-	(352.792)	308.949
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		42.092.014	56.539.551	41.739.222	56.848.500
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		95.163.195	96.267.376	149.645.408	144.631.697

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014
(em milhares de Reais)

	NOTA	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	38	2.497.392	2.708.903	32.588.838	30.137.807
CUSTOS OPERACIONAIS					
Energia comprada para revenda	41	(2.869.832)	(3.007.183)	(10.766.227)	(10.424.699)
Encargos sobre uso da rede elétrica		-	-	(1.737.959)	(1.523.379)
Combustível para produção de energia elétrica		-	-	(1.249.836)	(1.479.633)
Construção		-	-	(3.237.537)	(2.899.648)
		(2.869.832)	(3.007.183)	(16.991.559)	(16.327.359)
RESULTADO BRUTO		(372.440)	(298.280)	15.597.279	13.810.448
DESPESAS OPERACIONAIS					
Pessoal, Material e Serviços	40	(520.505)	(496.823)	(9.495.417)	(8.485.373)
Remuneração e ressarcimento		-	-	(348.874)	(386.824)
Depreciação		(5.368)	(6.271)	(1.417.856)	(1.387.034)
Amortização		-	-	(424.744)	(390.262)
Doações e contribuições		(167.659)	(198.220)	(215.116)	(251.415)
Provisões/Reversões operacionais	42	(10.232.634)	(3.836.562)	(14.639.285)	(1.754.660)
Plano de readequação do quadro de pessoal		-	-	-	(219.299)
Outras		(538.531)	(345.618)	(2.131.954)	(1.675.350)
		(11.464.697)	(4.883.494)	(28.673.246)	(14.550.217)
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		(11.837.137)	(5.181.774)	(13.075.967)	(739.769)
RESULTADO FINANCEIRO					
Receitas Financeiras					
Receitas de juros, comissões e taxas		3.007.812	2.410.701	1.128.406	1.071.107
Receita de aplicações financeiras		591.799	428.512	1.122.643	1.020.654
Acréscimo moratório sobre energia elétrica		425.158	90.755	709.404	323.300
Atualizações monetárias ativas		1.265.430	658.363	3.765.236	841.821
Variações cambiais ativas		10.019.982	438.794	10.251.948	3.293.940
Remuneração das Indenizações - Lei 12.783/13		-	-	115.407	1.018.952
Atualização de ativo regulatório		-	-	229.608	-
Ganhos com derivativos		-	-	-	382.614
Outras receitas financeiras		118.341	98.539	629.589	747.433
Despesas Financeiras					
Encargos de dívidas		(2.448.285)	(1.510.250)	(6.340.459)	(3.448.734)
Encargos de arrendamento mercantil		-	-	(273.391)	(279.716)
Encargos sobre recursos de acionistas		(27.250)	(55.090)	(40.511)	(87.047)
Atualizações monetárias passivas		(14.887)	-	(1.362.380)	(495.680)
Variações cambiais passivas		(8.724.960)	-	(10.219.318)	(2.998.387)
Atualização de passivo regulatório		-	-	(130.502)	-
Perdas com derivativos		-	-	(221.666)	-
Outras despesas financeiras		(288.950)	(124.273)	(1.063.039)	(695.632)
		3.924.190	2.436.051	(1.699.025)	694.625
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS		(7.912.947)	(2.745.723)	(14.774.992)	(45.144)
RESULTADO DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	39	(5.879.344)	(49.267)	531.446	(1.216.840)
RESULTADO OPERACIONAL ANTES DOS TRIBUTOS		(13.792.291)	(2.794.990)	(14.243.546)	(1.261.984)
Imposto de renda e contribuição social correntes	27	(169.455)	-	(546.812)	(82.483)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	27	(479.861)	(236.065)	(163.300)	(1.618.035)
PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		(14.441.607)	(3.031.055)	(14.953.658)	(2.962.502)
PARCELA ATRIBUÍDA AOS CONTROLADORES		(14.441.607)	(3.031.055)	(14.441.607)	(3.031.055)
PARCELA ATRIBUÍDA AOS NÃO CONTROLADORES		-	-	(512.051)	68.553
PREJUÍZO LÍQUIDO POR AÇÃO	37	(R\$10,67665)	(R\$2,24085)	(R\$10,67665)	(R\$2,24085)



CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A - ELETROBRAS
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014
(em milhares de Reais)

	CAPITAL SOCIAL	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVAS DE LUCROS		AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL REFLEXO	PREJUÍZOS ACUMULADOS	OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES	PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONTROLADORA	PATRIMÔNIO LÍQUIDO NÃO CONTROLADORES	PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONSOLIDADO
			LEGAL	ESTATUTÁRIAS						
Em 31 de dezembro de 2014	31.305.331	26.048.342	2.233.017	26.022	42.947	-	(3.116.108)	56.539.551	308.949	56.848.500
Ajustes acumulados de conversão							67.482	67.482		67.482
Ajuste Benefício pós-emprego							247.803	247.803		247.803
Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda							(113.241)	(113.241)		(113.241)
IR/CS diferido sobre outros resultados abrangentes							38.502	38.502		38.502
Ajuste de Controladas / Coligadas						2.415	(243.909)	(241.494)	(149.690)	(391.184)
Instrumentos Financeiros - Hedge							(468)	(468)		(468)
Realização de ajuste de avaliação patrimonial					(3.495)	3.495		-		-
Prejuízo líquido do exercício						(14.441.607)		(14.441.607)	(512.051)	(14.953.658)
Dividendos propostos				(26.022)				(26.022)		(26.022)
Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito						21.508		21.508		21.508
Absorção de prejuízos			(2.233.017)			2.233.017		-		-
Em 31 de dezembro de 2015	31.305.331	26.048.342	-	-	39.452	(12.181.172)	(3.119.939)	42.092.014	(352.792)	41.739.222



CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A - ELETROBRAS
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013
(em milhares de Reais)

	RESERVAS DE LUCROS										
	CAPITAL SOCIAL	RESERVAS DE CAPITAL	LEGAL	ESTATUTÁRIAS	DIVIDENDOS ADICIONAIS	AJUSTES DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL REFLEXO	LUCRO / PREJUÍZOS ACUMULADOS	OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES	PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONTROLADORA	PATRIMÔNIO LÍQUIDO NÃO CONTROLADORES	PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONSOLIDADO
Em 01 de janeiro de 2013 - Reapresentado	31.305.331	26.048.342	2.233.017	9.916.882	433.962	208.672	-	(2.273.587)	67.872.619	196.648	68.069.267
Dividendos Adicionais					(433.962)				(433.962)		(433.962)
Encargos financeiros - Decreto 2.673/98									-		-
Ajustes acumulados de conversão								38.889	38.889		38.889
Ajuste Benefício pós-emprego								609.151	609.151		609.151
Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda								(180.080)	(180.080)		(180.080)
IR/CS diferido sobre outros resultados abrangentes								(277.069)	(277.069)		(277.069)
Ajuste de Controladas / Coligadas								398.028	398.028	3.262	401.290
Instrumentos Financeiros - Hedge								(12.190)	(12.190)		(12.190)
Realização de ajuste de avaliação patrimonial						(140.304)	127.927		(12.377)		(12.377)
Realização de reservas				(739.997)			739.997		-		-
Lucro (prejuízo) líquido do período							(6.186.949)		(6.186.949)	(4.712)	(6.191.661)
Dividendos propostos									(433.962)		(433.962)
Aprovação do dividendo adicional pela AGO					433.962				-		-
Absorção de prejuízos				(6.186.949)			6.186.949		-		-
Em 31 de dezembro de 2013 - Reapresentado	31.305.331	26.048.342	2.233.017	2.989.936	433.962	68.368	-	(1.696.858)	61.382.098	195.198	61.577.296
Dividendos Adicionais					(433.962)				(433.962)		(433.962)
Aquisição de Investimentos									-	43.252	43.252
Ajustes acumulados de conversão								(58.137)	(58.137)		(58.137)
Ajuste Benefício pós-emprego								(407.875)	(407.875)		(407.875)
Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda								77.888	77.888		77.888
IR/CS diferido sobre outros resultados abrangentes								(26.482)	(26.482)		(26.482)
Ajuste de Controladas / Coligadas								(993.232)	(993.232)	1.946	(991.286)
Instrumentos Financeiros - Hedge								(11.412)	(11.412)		(11.412)
Realização de ajuste de avaliação patrimonial						(25.421)	25.421		-		-
Constituição de reservas				67.141			(67.141)		-		-
Lucro (prejuízo) líquido do período							(3.031.055)		(3.031.055)	68.553	(2.962.502)
Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito							41.720		41.720		41.720
Absorção de prejuízos				(3.031.055)			3.031.055		-		-
Em 31 de dezembro de 2014	31.305.331	26.048.342	2.233.017	26.022	-	42.947	-	(3.116.108)	56.539.551	308.949	56.848.500



CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014
(em milhares de Reais)

	C O N T R O L A D O R A		C O N S O L I D A D O	
	2015	2014	2015	2014
1 - RECEITAS (DESPESAS)				
Venda de mercadorias, produtos e serviços	3.003.060	2.907.125	43.225.876	35.626.308
	<u>3.003.060</u>	<u>2.907.125</u>	<u>43.225.876</u>	<u>35.626.308</u>
2 - INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS				
Materiais, serviços e outros	(660.206)	(458.623)	(10.946.896)	(9.580.553)
Encargos setoriais	-	-	(2.313.660)	(1.005.014)
Energia comprada para revenda	(2.869.832)	(3.007.183)	(10.766.227)	(10.424.699)
Combustível para produção de energia elétrica	-	-	(1.249.836)	(1.479.633)
Provisões/Reversões operacionais	(10.232.634)	(3.943.609)	(14.639.285)	(1.861.707)
	<u>(13.762.672)</u>	<u>(7.409.415)</u>	<u>(39.915.904)</u>	<u>(24.351.606)</u>
3 - VALOR ADICIONADO BRUTO	<u>(10.759.612)</u>	<u>(4.502.290)</u>	<u>3.309.972</u>	<u>11.274.702</u>
4 - RETENÇÕES				
Depreciação, amortização e exaustão	(5.368)	(6.271)	(1.842.600)	(1.777.296)
5 - VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE	<u>(10.764.980)</u>	<u>(4.508.561)</u>	<u>1.467.372</u>	<u>9.497.406</u>
6 - VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Participações societárias	(5.879.344)	(49.267)	531.446	(1.216.840)
Receitas financeiras	15.428.522	4.125.664	17.952.241	5.205.754
	<u>9.549.178</u>	<u>4.076.397</u>	<u>18.483.687</u>	<u>3.988.914</u>
7 - VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	<u>(1.215.802)</u>	<u>(432.164)</u>	<u>19.951.059</u>	<u>13.486.320</u>
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
PESSOAL				
. Pessoal , encargos e honorários	367.137	349.395	5.756.728	5.353.573
. Plano de aposentadoria e pensão	31.693	34.423	248.117	255.747
	<u>398.830</u>	<u>383.818</u>	<u>6.004.845</u>	<u>5.609.320</u>
TRIBUTOS				
. Impostos, taxas e contribuições	1.154.984	327.240	9.033.490	6.076.958
	<u>1.154.984</u>	<u>327.240</u>	<u>9.033.490</u>	<u>6.076.958</u>
TERCEIROS				
. Encargos financeiros e aluguéis	11.504.332	1.689.613	19.651.266	4.511.129
. Doações e contribuições	167.659	198.220	215.116	251.415
	<u>11.671.991</u>	<u>1.887.833</u>	<u>19.866.382</u>	<u>4.762.544</u>
ACIONISTAS				
. Participação de acionistas não controladores	-	-	(512.051)	68.553
. Lucros retidos ou prejuízo do exercício	(14.441.607)	(3.031.055)	(14.441.607)	(3.031.055)
	<u>(14.441.607)</u>	<u>(3.031.055)</u>	<u>(14.953.658)</u>	<u>(2.962.502)</u>
	<u>(1.215.802)</u>	<u>(432.164)</u>	<u>19.951.059</u>	<u>13.486.320</u>



CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. - ELETROBRAS
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014
(em milhares de Reais)

	<u>CONTROLADORA</u>		<u>CONSOLIDADO</u>	
	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Participação no resultado abrangente das subsidiárias				
Prejuízo líquido do exercício	(14.441.607)	(3.031.055)	(14.953.658)	(2.962.502)
Outros componentes do resultado abrangente				
Ajustes acumulados de conversão	67.482	(58.137)	121.353	(42.279)
Ajuste ganhos e perdas atuariais	247.803	(407.875)	(236.798)	(971.565)
IR / CSLL diferidos	-	-	-	(404.332)
Ajuste de hedge de fluxo de caixa	(468)	(11.412)	(468)	(12.320)
IR / CSLL diferidos	-	-	-	309
Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	(113.241)	77.888	(109.493)	99.820
IR / CSLL diferidos	38.502	(26.482)	37.228	(33.939)
Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compartilhado	(243.909)	(993.232)	33.383	(464.478)
IR / CSLL diferidos	-	-	1.274	411.480
Outros componentes do resultado abrangente do exercício	(3.831)	(1.419.250)	(153.521)	(1.417.304)
Total do resultado abrangente do exercício	(14.445.438)	(4.450.305)	(15.107.179)	(4.379.806)
Parcela atribuída aos controladores			(14.445.438)	(4.448.359)
Parcela atribuída aos não controladores			(661.741)	68.553
			(15.107.179)	(4.379.806)

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A - ELETROBRAS
DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO		
	NOTA	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		(13.792.291)	(2.794.990)	(14.243.546)	(1.261.984)
Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:					
Depreciação e amortização		5.368	6.271	1.842.600	1.777.296
Variações monetárias líquidas		(1.250.543)	(658.363)	(914.656)	(1.329.742)
Variações cambiais líquidas		(402.289)	(172.286)	863.808	291.510
Encargos financeiros		(812.876)	(1.208.618)	2.001.687	(109.124)
Receita de ativo financeiro	38	-	-	(838.087)	(714.409)
Resultado da equivalência patrimonial	39	5.879.344	49.267	(531.446)	1.216.839
Provisão (reversão) para passivo a descoberto	42	5.392.577	831.851	-	-
Provisão (reversão) para créditos de liquidação duvidosa	42	15.755	(269.051)	658.679	(122.662)
Provisão (reversão) para contingências	42	5.698.790	3.389.682	7.073.623	3.655.627
Provisão (reversão) para redução ao valor recuperável de ativos	42	(1.852)	-	5.842.473	149.346
Provisão (reversão) contrato oneroso	42	-	-	366.477	(1.800.401)
Provisão (reversão) para plano de readequação do quadro de pessoal		-	-	-	219.299
Provisão (reversão) para perda com investimentos	42	(1.001.986)	(411.122)	(610.746)	(313.672)
Provisão (reversão) para perda de ativo financeiro	42	-	-	-	(791.868)
Provisão (reversão) para perdas no imobilizado	42	-	-	-	235.064
Provisão (reversão) para compensações ambientais	42	-	-	-	104.904
Provisão (reversão) risco hidrológico - GSF	42	-	-	-	-
Encargos da reserva global de reversão		253.348	308.167	451.340	-
Ajuste a valor presente / valor de mercado		78.107	86.621	253.348	308.167
Participação minoritária no resultado		-	-	157.066	170.509
Encargos sobre recursos de acionistas		27.250	55.090	775.835	(103.868)
Instrumentos financeiros - derivativos		-	-	40.511	87.047
Outras		382.486	169.772	221.666	(392.354)
		<u>14.263.479</u>	<u>2.177.281</u>	<u>17.987.939</u>	<u>3.051.201</u>
(Acréscimos)/decréscimos nos ativos operacionais					
Clientes		-	-	130.905	(441.152)
Títulos e valores mobiliários	12	(2.823.260)	1.291.683	(2.886.138)	2.366.099
Direito de ressarcimento	12	-	-	(700.320)	2.991.052
Almoxarifado		438	(60)	(119.055)	133.229
Estoque de combustível nuclear	13	-	-	20.930	(150.590)
Ativo financeiro - Itaipu e concessões de serviço público		1.886.785	136.864	1.886.785	136.864
Ativos mantidos para venda		-	-	(4.623.785)	-
Risco Hidrológico		-	-	(342.651)	-
Outros		220.854	81.668	357.948	(317.166)
		<u>(715.183)</u>	<u>1.510.155</u>	<u>(6.275.381)</u>	<u>4.718.336</u>
Acréscimos/(decréscimos) nos passivos operacionais					
Fornecedores		21.022	74	3.094.034	7.669.536
Adiantamento de clientes	22	-	-	(57.349)	(53.898)
Arrendamento mercantil		-	-	(74.506)	(67.166)
Obrigações estimadas		13.390	48.782	(165.866)	(153.105)
Obrigações de ressarcimento	12	-	-	2.491	(7.534.600)
Encargos setoriais	28	-	-	(382.423)	29.997
Passivos associados a ativos mantidos para venda		412.225	-	5.575.009	-
Outros		570.649	43.196	1.152.395	(383.602)
		<u>1.017.286</u>	<u>92.052</u>	<u>9.143.785</u>	<u>(492.838)</u>
Caixa proveniente das atividades operacionais		773.291	984.498	6.612.797	6.014.715
Pagamento de encargos financeiros		(1.824.581)	(891.036)	(2.805.404)	(1.222.341)
Pagamento de encargos da reserva global de reversão		(952.355)	(216.209)	(952.355)	(216.209)
Recebimento de receita anual permitida (ativo financeiro)		-	-	965.764	703.266
Recebimento de indenizações do ativo financeiro	8	-	-	4.027.661	2.773.092
Recebimento de encargos financeiros		2.015.719	1.837.714	1.113.278	172.000
Pagamento de imposto de renda e contribuição social		(270.922)	(275.748)	(610.223)	(667.150)
Recebimento de remuneração de investimentos em participações societárias		708.614	614.250	412.874	106.232
Pagamento de previdência complementar		(9.023)	(10.626)	(201.469)	(387.296)
Pagamento de contingências judiciais	31	(663.071)	(1.057.040)	(904.505)	(1.177.462)
Depósitos judiciais		(113.569)	(696.568)	(677.944)	(906.386)
Caixa líquido das atividades operacionais		(335.897)	289.235	6.980.474	5.192.461
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Empréstimos e financiamentos obtidos		2.179.371	4.598.969	7.543.513	7.410.882
Pagamento de empréstimos e financiamentos - principal		(3.165.385)	(2.086.613)	(5.381.995)	(3.238.117)
Pagamento de remuneração aos acionistas		(19.937)	(811.950)	(23.056)	(814.993)
Pagamento de refinanciamento de impostos e contribuições - principal		-	-	(117.058)	(103.785)
Outros		-	-	(2.431)	49
Caixa líquido das atividades de financiamento		(1.005.951)	1.700.406	2.018.973	3.254.036
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Concessão de empréstimos e financiamentos		(1.440.381)	(6.356.002)	(751.524)	(255.379)
Recebimento de empréstimos e financiamentos		3.735.678	3.537.458	2.539.101	506.264
Aquisição de ativo imobilizado		(24.094)	(1.998)	(4.139.891)	(2.801.858)
Aquisição de ativo intangível		-	-	(384.307)	(117.046)
Aquisição de ativos de concessão		-	-	(3.153.701)	(3.262.535)
Aquisição/aporte de capital em participações societárias		(312.310)	(370.347)	(2.433.066)	(3.903.911)
Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital		(13.520)	(13.794)	(737.631)	(906.024)
Fluxo de caixa líquido na aquisição de controlada		-	-	-	159.703
Outros		-	-	48.467	(56.216)
Caixa líquido das atividades de investimento		1.945.373	(3.204.683)	(9.012.552)	(10.637.002)
Aumento (redução) no caixa e equivalentes de caixa		603.525	(1.215.042)	(13.105)	(2.190.505)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	5	88.194	1.303.236	1.407.078	3.597.583
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	5	691.719	88.194	1.393.973	1.407.078
		<u>603.525</u>	<u>(1.215.042)</u>	<u>(13.105)</u>	<u>(2.190.505)</u>

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
Proventos em Dinheiro	2

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	3
Balanço Patrimonial Passivo	5
Demonstração do Resultado	8
Demonstração do Resultado Abrangente	10
Demonstração do Fluxo de Caixa	11

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2015 à 31/12/2015	13
DMPL - 01/01/2014 à 31/12/2014	14
DMPL - 01/01/2013 à 31/12/2013	15
Demonstração do Valor Adicionado	16

DFs Consolidadas

Balanço Patrimonial Ativo	17
Balanço Patrimonial Passivo	20
Demonstração do Resultado	23
Demonstração do Resultado Abrangente	25
Demonstração do Fluxo de Caixa	26

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2015 à 31/12/2015	29
DMPL - 01/01/2014 à 31/12/2014	30
DMPL - 01/01/2013 à 31/12/2013	31
Demonstração do Valor Adicionado	32

Relatório da Administração	34
----------------------------	----

Notas Explicativas	164
--------------------	-----

Pareceres e Declarações

Parecer dos Auditores Independentes - Com Ressalva	376
Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente	378
Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	379

Índice

Declaração dos Diretores sobre o Parecer dos Auditores Independentes

380

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Último Exercício Social 31/12/2015
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	1.087.050.297
Preferenciais	265.583.803
Total	1.352.634.100
Em Tesouraria	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
Total	0

Dados da Empresa / Proventos em Dinheiro

Evento	Aprovação	Provento	Início Pagamento	Espécie de Ação	Classe de Ação	Provento por Ação (Reais / Ação)
Assembléia Geral Ordinária	30/04/2015	Juros sobre Capital Próprio	30/06/2015	Preferencial	Preferencial Classe A	0,10384
Assembléia Geral Ordinária	30/04/2015	Juros sobre Capital Próprio	30/06/2015	Preferencial	Preferencial Classe B	0,10384

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
1	Ativo Total	95.163.195	96.267.376	94.242.804
1.01	Ativo Circulante	14.359.157	12.812.789	13.892.037
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	1.339.152	1.831.719	2.183.037
1.01.01.01	Caixa	691.719	88.194	1.303.236
1.01.01.02	Caixa Restrito	647.433	1.743.525	879.801
1.01.02	Aplicações Financeiras	3.454.526	421.817	1.713.017
1.01.02.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	3.454.526	421.817	1.713.017
1.01.02.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	3.454.526	421.817	1.713.017
1.01.03	Contas a Receber	379.214	399.133	449.452
1.01.03.01	Clientes	379.214	399.133	449.452
1.01.04	Estoques	360	798	738
1.01.04.01	Almoxarifado	360	798	738
1.01.06	Tributos a Recuperar	373.962	591.217	554.725
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	373.962	591.217	554.725
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	8.811.943	9.568.105	8.991.068
1.01.08.03	Outros	8.811.943	9.568.105	8.991.068
1.01.08.03.01	Financiamentos e empréstimos	6.820.948	5.228.931	4.961.171
1.01.08.03.02	Conta de consumo de combustível	195.966	521.964	1.275.334
1.01.08.03.03	Remuneração de participações acionárias	255.468	677.544	379.943
1.01.08.03.04	Impostos e Contribuições sociais	928.743	374.504	1.545.376
1.01.08.03.05	Ativo financeiro-Concessão de serviço Público	371.007	2.387.622	759.433
1.01.08.03.07	Diversos	239.811	377.540	69.811
1.02	Ativo Não Circulante	80.804.038	83.454.587	80.350.767
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	39.842.705	34.717.863	29.892.346
1.02.01.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	191.763	204.665	188.650
1.02.01.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	191.763	204.665	188.650
1.02.01.03	Contas a Receber	125.383	174.324	211.800
1.02.01.03.01	Clientes	125.383	174.324	211.800
1.02.01.06	Tributos Diferidos	1.645.382	1.464.148	299.117

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	1.645.382	1.464.148	299.117
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	37.880.177	32.874.726	29.192.779
1.02.01.09.03	Ativo financeiro-Concessões de serviço público	3.078.559	2.948.729	2.659.432
1.02.01.09.04	Financiamentos e empréstimos	30.277.797	27.327.950	24.635.663
1.02.01.09.05	Cauções e Depósitos vinculados	2.204.685	1.558.624	803.048
1.02.01.09.06	Conta de consumo de combustível	13.331	3.944	16.275
1.02.01.09.07	Adiantamento para futuro aumento de capital	189.493	175.636	382.193
1.02.01.09.08	Diversos	2.116.312	859.843	696.168
1.02.02	Investimentos	40.813.087	48.599.387	50.329.250
1.02.02.01	Participações Societárias	40.813.087	48.599.387	50.329.250
1.02.02.01.01	Participações em Coligadas	3.031.057	3.978.775	3.717.266
1.02.02.01.02	Participações em Controladas	35.400.349	43.408.470	45.702.129
1.02.02.01.03	Participações em Controladas em Conjunto	1.363.538	0	0
1.02.02.01.04	Outras Participações Societárias	1.018.143	1.212.142	909.855
1.02.03	Imobilizado	148.246	127.623	129.171
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	148.246	127.623	129.171
1.02.04	Intangível	0	9.714	0
1.02.04.01	Intangíveis	0	9.714	0
1.02.04.01.02	Outros	0	9.714	0

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
2	Passivo Total	95.163.195	96.267.376	94.242.804
2.01	Passivo Circulante	5.688.269	5.134.471	4.384.084
2.01.02	Fornecedores	416.126	548.589	342.778
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	416.126	548.589	342.778
2.01.03	Obrigações Fiscais	280.637	58.736	49.187
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	280.637	58.736	49.187
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	280.637	58.736	49.187
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	2.572.745	2.759.514	1.199.102
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	2.572.745	2.759.514	1.199.102
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	1.404.496	841.716	349.405
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	1.168.249	1.917.798	849.697
2.01.05	Outras Obrigações	1.463.191	1.767.632	2.793.017
2.01.05.02	Outros	1.463.191	1.767.632	2.793.017
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	42.478	61.995	525.464
2.01.05.02.04	Empréstimo compulsório	57.630	50.215	7.935
2.01.05.02.05	Adiantamento de clientes	593.404	448.759	462.672
2.01.05.02.06	Conta de consumo de combustível	0	301.471	941.285
2.01.05.02.07	Obrigações de ressarcimento	299.632	655.158	583.046
2.01.05.02.08	Benefício Pós- emprego	22.557	10.856	13.079
2.01.05.02.10	Crédito do Tesouro Nacional	0	0	39.494
2.01.05.02.11	Imposto de renda e contribuição social	196.000	0	0
2.01.05.02.12	Obrigações estimadas	109.497	96.107	47.325
2.01.05.02.13	Diversos	123.133	118.365	135.869
2.01.05.02.14	Instrumentos financeiros derivativos	18.860	24.706	36.848
2.01.06	Provisões	543.345	0	0
2.01.06.02	Outras Provisões	543.345	0	0
2.01.06.02.04	Provisões para contingências	543.345	0	0
2.01.07	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda e Descontinuados	412.225	0	0
2.01.07.01	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda	412.225	0	0

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
2.01.07.01.01	Passivos associados a ativos mantidos para venda	412.225	0	0
2.02	Passivo Não Circulante	47.382.912	34.593.354	28.476.622
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	27.463.707	23.260.512	20.623.906
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	27.463.707	23.260.512	20.623.906
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	13.835.354	13.671.796	10.651.683
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	13.628.353	9.588.716	9.972.223
2.02.02	Outras Obrigações	2.308.227	2.316.848	1.623.365
2.02.02.02	Outros	2.308.227	2.316.848	1.623.365
2.02.02.02.02	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	219.294	193.606	174.570
2.02.02.02.03	Empréstimo compulsório	466.005	469.459	358.905
2.02.02.02.05	Conta de consumo de combustive l- CCC	452.948	474.770	455.455
2.02.02.02.06	Benefício Pós-Emprego	252.966	448.407	67.553
2.02.02.02.10	Diversos	917.014	730.606	566.882
2.02.03	Tributos Diferidos	915.280	291.878	342.236
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	915.280	291.878	342.236
2.02.03.01.01	Tributos a recolher	181.991	0	0
2.02.03.01.02	Imposto de renda e Contribuição Social	733.289	0	0
2.02.04	Provisões	16.695.698	8.724.116	5.887.115
2.02.04.02	Outras Provisões	16.695.698	8.724.116	5.887.115
2.02.04.02.04	Provisões para contingências	8.901.900	4.829.381	2.496.739
2.02.04.02.05	Provisões para passivo a descoberto em controladas	7.793.798	2.794.236	2.328.886
2.02.04.02.06	Provisões Operacionais	0	1.100.499	1.061.490
2.03	Patrimônio Líquido	42.092.014	56.539.551	61.382.098
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	0	2.259.039	5.656.915

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
2.03.04.01	Reserva Legal	0	2.233.017	2.233.017
2.03.04.02	Reserva Estatutária	0	26.022	2.989.936
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	0	0	433.962
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	-12.181.172	0	0
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	39.452	42.947	68.368
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-3.119.939	-3.116.108	-1.696.858
2.03.08.01	Outros Resultados Abrangentes	-3.113.481	0	0
2.03.08.02	Valores reconhecidos em ORA classificados como mantidos para venda	-6.458	0	0

DFs Individuais / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	2.497.392	2.708.903	2.840.238
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-2.869.832	-3.007.183	-2.875.951
3.02.01	Energia comprada para revenda	-2.869.832	-3.007.183	-2.875.951
3.03	Resultado Bruto	-372.440	-298.280	-35.713
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-17.344.041	-4.932.761	-6.955.882
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-11.464.697	-4.883.494	-6.168.001
3.04.02.01	Pessoal, material e serviços	-520.505	-496.823	-593.774
3.04.02.04	Depreciação e amortização - imobilizado e intangível	-5.368	-6.271	-6.547
3.04.02.05	Provisões operacionais	-10.232.634	-3.836.562	-4.912.114
3.04.02.06	Doações e contribuições	-167.659	-198.220	-278.839
3.04.02.07	Plano de readequação do quadro de pessoal	0	0	-12.674
3.04.02.08	Outras	-538.531	-345.618	-364.053
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	-5.879.344	-49.267	-787.881
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	-17.716.481	-5.231.041	-6.991.595
3.06	Resultado Financeiro	3.924.190	2.436.051	2.117.768
3.06.01	Receitas Financeiras	15.428.522	4.125.664	3.799.447
3.06.01.01	Receitas de juros, comissões e taxas	3.007.812	2.410.701	2.033.155
3.06.01.02	Receitas de aplicações financeiras	591.799	428.512	284.660
3.06.01.03	Acréscimo moratório sobre energia elétrica	425.158	90.755	44.771
3.06.01.04	Atualizações monetárias ativas	1.265.430	658.363	705.920
3.06.01.05	Variações cambiais ativas	10.019.982	438.794	585.350
3.06.01.06	Outras receitas financeiras	118.341	98.539	145.591
3.06.02	Despesas Financeiras	-11.504.332	-1.689.613	-1.681.679
3.06.02.01	Encargos de dívidas	-2.448.285	-1.510.250	-1.048.004
3.06.02.02	Encargos sobre recursos de acionistas	-27.250	-55.090	-180.301
3.06.02.03	Atualizações monetárias passivas	-14.887	0	0
3.06.02.04	Variações cambiais passivas	-8.724.960	0	0
3.06.02.05	Outras despesas financeiras	-288.950	-124.273	-453.374
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	-13.792.291	-2.794.990	-4.873.827

DFs Individuais / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-649.316	-236.065	-1.313.121
3.08.01	Corrente	-169.455	0	0
3.08.02	Diferido	-479.861	-236.065	-1.313.121
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	-14.441.607	-3.031.055	-6.186.948
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	-14.441.607	-3.031.055	-6.186.948
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)			
3.99.01	Lucro Básico por Ação			
3.99.01.01	ON	-10,67665	-2,24085	-4,57400
3.99.01.02	PNA	-10,67665	-2,24085	-4,57400
3.99.01.03	PNB	-10,67665	-2,24085	-4,57400

DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
4.01	Lucro Líquido do Período	-14.441.607	-3.031.055	-6.186.948
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-3.831	-1.419.250	576.729
4.02.01	Ajustes acumulados de conversão	67.482	-58.137	38.889
4.02.03	Ajuste ganhos e perdas atuariais	247.803	-407.875	609.151
4.02.04	IR/CSSL diferidos	0	0	-207.111
4.02.05	Ajuste de hedge de fluxo de caixa	-468	-11.412	-12.190
4.02.06	IR/CSSL diferidos	0	0	4.145
4.02.07	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	-113.241	77.888	-180.080
4.02.08	IR/CSSL diferidos	38.502	-26.482	61.227
4.02.09	Participação no resultado abrangente das coligadas e entidades com controle compartilhado	-243.909	-993.232	398.027
4.02.10	IR/CSSL diferidos	0	0	-135.329
4.03	Resultado Abrangente do Período	-14.445.438	-4.450.305	-5.610.219

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	-335.897	289.235	2.204.366
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	471.189	-617.709	-759.483
6.01.01.01	Resultado antes do IR e da CSSL	-13.792.291	-2.794.990	-4.873.828
6.01.01.02	Depreciação e amortização	5.368	6.271	6.547
6.01.01.03	Variação Monetária Líquidas	-1.250.543	-658.363	-705.920
6.01.01.04	Variação Cambial Líquidas	-402.289	-172.286	-307.090
6.01.01.05	Encargos financeiros	-812.876	-1.208.618	-1.340.907
6.01.01.06	Resultado de equivalência patrimonial	5.879.344	49.267	787.881
6.01.01.07	Provisão para passivo a descoberto	5.392.577	831.851	2.742.014
6.01.01.08	Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	15.755	-269.051	335.610
6.01.01.09	Provisão para Contingências	5.698.790	3.389.682	1.585.772
6.01.01.10	Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	-1.852	0	0
6.01.01.11	Provisão para perda com investimentos	-1.001.986	-411.122	142.622
6.01.01.12	Provisão para plano de readequação do quadro de pessoal	0	0	12.674
6.01.01.13	Encargos de reserva global de reversão	253.348	308.167	347.949
6.01.01.14	Ajuste a valor presente	78.107	86.621	53.371
6.01.01.15	Encargos sobre recursos de acionistas	27.250	55.090	180.301
6.01.01.16	Outras	382.487	169.772	273.521
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	302.102	1.602.207	2.823.866
6.01.02.02	Títulos e valres mobiliários	-2.823.260	1.291.683	2.812.303
6.01.02.03	Almoxarifado	438	-60	198
6.01.02.04	Ativo financeiro - Concessões de Serviço Público	1.886.785	136.864	36.229
6.01.02.05	Fornecedores	21.022	74	-6.924
6.01.02.06	Obrigações estimadas	13.390	48.782	37.553
6.01.02.07	Passivos associados a ativos mantidos para venda	412.225	0	0
6.01.02.08	Outros ativos e passivos operacionais	791.502	124.864	-55.493
6.01.03	Outros	-1.109.188	-695.263	139.983
6.01.03.01	Pagamento de encargos financeiros	-1.824.581	-891.036	-570.721
6.01.03.02	Pagto.Enc.da Reserva Global de Reversão	-952.355	-216.209	-228.144

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
6.01.03.03	Recebimentos de encargos financeiros	2.015.719	1.837.714	1.897.351
6.01.03.04	Pagamento de IR e CSSL	-270.922	-275.748	-471.641
6.01.03.05	Recebimento de remuneração de investimento em participações societárias	708.614	614.250	329.867
6.01.03.06	Pagamentos de previdência complementar	-9.023	-10.626	0
6.01.03.07	Pagamentos de Contingências cíveis	-663.071	-1.057.040	-596.544
6.01.03.08	Depósitos judiciais	-113.569	-696.568	-220.185
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	1.945.373	-3.204.683	864.124
6.02.01	Concessão de empréstimo e financiamento	-1.440.381	-6.356.002	-2.474.881
6.02.02	Rec.de empréstimos e financiamentos concedidos	3.735.678	3.537.458	3.778.105
6.02.03	Aquisição de ativo imobilizado	-24.094	-1.998	-16.509
6.02.04	Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	-312.310	-370.347	-257.278
6.02.05	Outros	-13.520	-13.794	-165.313
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-1.005.951	1.700.406	-2.700.881
6.03.01	Empréstimos e financiamentos obtidos a Longo Prazo	2.179.371	4.598.969	2.719.621
6.03.02	Pagamento de emprestimo e financiamentos principal	-3.165.385	-2.086.613	-1.721.019
6.03.03	Pagamento e remuneração aos acionistas	-19.937	-811.950	-4.185.077
6.03.04	Empréstimo Compulsório e Reserva Global de Reversão	0	0	485.594
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	603.525	-1.215.042	367.609
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	88.194	1.303.236	935.627
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	691.719	88.194	1.303.236

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2015 à 31/12/2015**(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	2.301.986	0	-3.116.108	56.539.551
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	26.048.342	2.301.986	0	-3.116.108	56.539.551
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-26.022	0	0	-26.022
5.04.06	Dividendos	0	0	-26.022	0	0	-26.022
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-3.495	-14.435.697	-3.831	-14.443.023
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-14.441.607	0	-14.441.607
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-3.495	5.910	-3.831	-1.416
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-468	-468
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	67.482	67.482
5.05.02.06	Ajuste de Controladas / Coligadas	0	0	0	2.415	-243.909	-241.494
5.05.02.07	IR/CS Diferido s/ Outros result. Abrangentes	0	0	0	0	38.502	38.502
5.05.02.08	Valor Justo de Instrumentos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	-113.241	-113.241
5.05.02.09	Ajuste de Benefício Pós Emprego	0	0	0	0	247.803	247.803
5.05.02.10	Ajuste de Avaliação Patrimonial	0	0	-3.495	3.495	0	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-2.233.017	2.254.525	0	21.508
5.06.04	Absorção de Prejuízo	0	0	-2.233.017	2.233.017	0	0
5.06.05	Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	0	0	0	21.508	0	21.508
5.07	Saldos Finais	31.305.331	26.048.342	39.452	-12.181.172	-3.119.939	42.092.014

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 do Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
7.01	Receitas	3.003.060	2.907.125	2.970.726
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	3.003.060	2.907.125	2.970.726
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-13.762.672	-7.409.415	-8.276.139
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-660.206	-458.623	-488.074
7.02.04	Outros	-13.102.466	-6.950.792	-7.788.065
7.02.04.01	Energia Comprada para revenda	-2.869.832	-3.007.183	-2.875.951
7.02.04.02	Provisões Operacionais	-10.232.634	-3.943.609	-4.912.114
7.03	Valor Adicionado Bruto	-10.759.612	-4.502.290	-5.305.413
7.04	Retenções	-5.368	-6.271	-6.547
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-5.368	-6.271	-6.547
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	-10.764.980	-4.508.561	-5.311.960
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	9.549.178	4.076.397	3.011.566
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	-5.879.344	-49.267	-787.881
7.06.02	Receitas Financeiras	15.428.522	4.125.664	3.799.447
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	-1.215.802	-432.164	-2.300.394
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	-1.215.802	-432.164	-2.300.394
7.08.01	Pessoal	398.830	383.818	482.427
7.08.01.04	Outros	398.830	383.818	482.427
7.08.01.04.01	Pessoal, encargos e honorários	367.137	349.395	444.239
7.08.01.04.03	Plano de aposentadoria e pensão	31.693	34.423	38.188
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	1.154.984	327.240	1.443.609
7.08.02.01	Federais	1.154.984	327.240	1.443.609
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	11.671.991	1.887.833	1.960.518
7.08.03.01	Juros	11.504.332	1.689.613	1.681.679
7.08.03.03	Outras	167.659	198.220	278.839
7.08.03.03.01	Doações e contribuições	167.659	198.220	278.839
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	-14.441.607	-3.031.055	-6.186.948
7.08.04.02	Dividendos	0	0	433.962
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	-14.441.607	-3.031.055	-6.620.910

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
1	Ativo Total	149.645.408	144.631.697	138.594.389
1.01	Ativo Circulante	29.437.396	30.551.193	39.079.833
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	2.041.406	3.150.603	4.477.384
1.01.01.01	Caixa	1.393.973	1.407.078	3.597.583
1.01.01.02	Caixa restrito	647.433	1.743.525	879.801
1.01.02	Aplicações Financeiras	6.842.774	3.730.345	6.095.908
1.01.02.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	6.842.774	3.730.345	6.095.908
1.01.02.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	6.842.774	3.730.345	6.095.908
1.01.03	Contas a Receber	4.137.501	4.427.216	3.587.282
1.01.03.01	Clientes	4.137.501	4.427.216	3.587.282
1.01.04	Estoques	1.034.122	852.933	958.337
1.01.04.01	Almoxarifado	631.669	512.614	614.607
1.01.04.02	Estoque	402.453	340.319	343.730
1.01.06	Tributos a Recuperar	716.651	900.431	839.767
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	716.651	900.431	839.767
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	14.664.942	17.489.665	23.121.155
1.01.08.03	Outros	14.664.942	17.489.665	23.121.155
1.01.08.03.01	Financiamentos e empréstimos	3.187.226	2.696.021	2.838.503
1.01.08.03.02	Conta de consumo de combustível - CCC	195.966	521.964	1.275.334
1.01.08.03.03	Remuneração de participações monetárias	309.360	289.574	268.060
1.01.08.03.04	Direito de Ressarcimento	2.265.242	3.673.639	10.910.073
1.01.08.03.05	Impostos e Contribuições Sociais	1.475.598	762.726	1.940.005
1.01.08.03.06	Indenizações - Lei 12.783/2013	0	3.738.295	3.476.495
1.01.08.03.07	Ativo financeiro - Concessão de Serviços Públicos	965.212	3.437.521	1.168.002
1.01.08.03.08	Instrumentos financeiros	21.307	124.635	108.339
1.01.08.03.09	Risco Hidrológico	195.830	0	0
1.01.08.03.10	Ativos mantidos para venda	4.623.785	0	0
1.01.08.03.11	Diversos	1.425.416	2.245.290	1.136.344
1.02	Ativo Não Circulante	120.208.012	114.080.504	99.514.556

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	67.771.686	61.476.384	51.063.476
1.02.01.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	194.990	224.734	192.580
1.02.01.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	194.990	224.734	192.580
1.02.01.03	Contas a Receber	1.833.457	1.743.504	1.522.621
1.02.01.03.01	Clientes	1.833.457	1.743.504	1.522.621
1.02.01.04	Estoques	578.425	661.489	507.488
1.02.01.04.02	Estoque de Combustível Nuclear	578.425	661.489	507.488
1.02.01.06	Tributos Diferidos	5.690.777	5.005.762	5.001.101
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	2.623.186	2.538.131	1.990.527
1.02.01.06.02	Imposto de renda e contribuição social	3.067.591	2.467.631	3.010.574
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	59.474.037	53.840.895	43.839.686
1.02.01.09.03	Ativo financeiro - Concessão de Serviço Público	28.416.433	28.969.262	23.704.037
1.02.01.09.04	Financiamentos e empréstimos	14.400.394	11.988.543	12.335.838
1.02.01.09.05	Cauções e depósitos vinculados	5.079.707	3.808.155	2.877.516
1.02.01.09.06	Conta de consumo de combustível	13.331	3.944	16.275
1.02.01.09.07	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.215.532	1.140.633	490.429
1.02.01.09.08	Instrumentos financeiros derivativos	25.004	135.276	107.816
1.02.01.09.09	Direito de Ressarcimento	8.238.140	6.129.423	1.669.583
1.02.01.09.10	Indenizações - Lei 12.783/2013	0	0	2.019.684
1.02.01.09.11	Reembolso FUNAC	0	595.445	0
1.02.01.09.12	Risco Hidrológico	598.161	0	0
1.02.01.09.13	Diversos	1.487.335	1.070.214	618.508
1.02.02	Investimentos	21.954.530	20.070.517	17.414.993
1.02.02.01	Participações Societárias	21.954.530	20.070.517	17.414.993
1.02.02.01.01	Participações em Coligadas	20.777.270	18.700.146	16.316.568
1.02.02.01.04	Outras Participações Societárias	1.177.260	1.370.371	1.098.425
1.02.03	Imobilizado	29.546.645	31.168.232	30.247.505
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	26.219.627	26.282.047	22.508.586
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	3.327.018	4.886.185	7.738.919

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
1.02.04	Intangível	935.151	1.365.371	788.582
1.02.04.01	Intangíveis	935.151	1.365.371	788.582
1.02.04.01.02	Outros	935.151	1.365.371	788.582

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
2	Passivo Total	149.645.408	144.631.697	138.594.389
2.01	Passivo Circulante	28.099.643	19.284.008	25.620.305
2.01.02	Fornecedores	10.128.507	7.489.134	7.740.578
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	9.896.869	7.470.482	7.740.578
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	231.638	18.652	0
2.01.03	Obrigações Fiscais	2.137.922	1.186.306	854.688
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	2.137.922	1.186.306	854.688
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	1.556.578	1.168.168	839.426
2.01.03.01.02	Imposto de renda e contribuição social	581.344	18.138	15.262
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	4.714.646	5.331.770	2.049.734
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	4.224.448	4.931.531	1.969.765
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	3.026.467	2.987.773	1.117.366
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	1.197.981	1.943.758	852.399
2.01.04.02	Debêntures	357.226	325.732	12.804
2.01.04.03	Financiamento por Arrendamento Financeiro	132.972	74.507	67.165
2.01.05	Outras Obrigações	4.952.834	5.244.716	14.951.651
2.01.05.02	Outros	4.952.834	5.244.716	14.951.651
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	84.076	64.402	528.204
2.01.05.02.04	Empréstimo compulsório	57.630	50.215	7.935
2.01.05.02.05	Adiantamento de clientes	648.236	501.572	511.582
2.01.05.02.06	Conta de consumo de combustível	0	301.471	941.285
2.01.05.02.07	Obrigações de ressarcimento	396.208	702.728	8.377.400
2.01.05.02.08	Previdência complementar	114.861	258.898	265.082
2.01.05.02.09	Encargos Setoriais	695.400	930.297	714.862
2.01.05.02.10	Concessões a pagar UPB	3.920	3.645	3.567
2.01.05.02.11	Instrumentos financeiros derivativos	20.608	26.573	262.271
2.01.05.02.13	Créditos do Tesouro Nacional	0	0	39.494
2.01.05.02.14	Obrigações estimadas	1.018.788	1.174.679	1.288.713
2.01.05.02.15	Diversos	1.913.107	1.230.236	2.011.256

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
2.01.06	Provisões	590.725	32.082	23.654
2.01.06.02	Outras Provisões	590.725	32.082	23.654
2.01.06.02.04	Provisões para contingências	590.725	32.082	23.654
2.01.07	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda e Descontinuados	5.575.009	0	0
2.01.07.01	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda	5.575.009	0	0
2.01.07.01.01	Passivos associados a ativos mantidos para venda	5.575.009	0	0
2.02	Passivo Não Circulante	79.806.543	68.499.189	51.396.788
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	43.498.243	36.293.939	32.039.062
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	42.173.812	34.607.594	30.506.522
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	28.088.446	24.673.394	20.278.508
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	14.085.366	9.934.200	10.228.014
2.02.01.02	Debêntures	205.248	434.191	205.878
2.02.01.03	Financiamento por Arrendamento Financeiro	1.119.183	1.252.154	1.326.662
2.02.02	Outras Obrigações	20.590.159	20.650.007	11.174.469
2.02.02.02	Outros	20.590.159	20.650.007	11.174.469
2.02.02.02.02	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	219.294	193.606	174.570
2.02.02.02.03	Empréstimo compulsório	466.005	469.459	358.905
2.02.02.02.05	Conta de consumo de combustível - CCC	452.948	474.770	455.455
2.02.02.02.06	Benefício Pós Emprego	1.858.824	2.001.268	1.218.688
2.02.02.02.07	Adiantamento de clientes	659.082	718.451	776.252
2.02.02.02.08	Concessões a pagar - Uso do Bem Público	59.644	59.815	60.904
2.02.02.02.09	Instrumentos financeiros derivativos	78.521	70.336	195.378
2.02.02.02.11	Fornecedor	9.449.421	10.047.367	791.293
2.02.02.02.12	Obrigações de ressarcimento	2.483.378	2.529.893	2.317.708
2.02.02.02.13	Encargos Setoriais	462.195	609.721	375.982
2.02.02.02.14	Contratos onerosos	1.489.292	1.130.201	3.244.335
2.02.02.02.15	Obrigação para desmobilização de ativos	1.201.186	1.314.480	1.136.342
2.02.02.02.17	Outros	1.710.369	1.030.640	68.657
2.02.03	Tributos Diferidos	1.904.105	1.406.931	1.426.663

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2015	Penúltimo Exercício 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 31/12/2013
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	1.904.105	1.406.931	1.426.663
2.02.03.01.01	Tributos a recolher	900.309	837.551	892.950
2.02.03.01.02	Imposto de renda e contribuição social	1.003.796	569.380	533.713
2.02.04	Provisões	13.814.036	10.148.312	6.756.594
2.02.04.02	Outras Provisões	13.814.036	10.148.312	6.756.594
2.02.04.02.04	Provisões contingências	13.556.129	8.950.364	5.695.104
2.02.04.02.05	Provisões operacionais	0	1.100.499	1.061.490
2.02.04.02.06	Provisões para passivos a descoberto em controladas	257.907	97.449	0
2.03	Patrimônio Líquido Consolidado	41.739.222	56.848.500	61.577.296
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	0	2.259.039	5.656.915
2.03.04.01	Reserva Legal	0	2.233.017	2.233.017
2.03.04.02	Reserva Estatutária	0	26.022	2.989.936
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	0	0	433.962
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	-12.181.172	0	0
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	39.452	42.947	68.368
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-3.119.939	-3.116.108	-1.696.858
2.03.08.01	Outros Resultados Abrangentes	-3.113.481	0	0
2.03.08.02	Valores Reconhecidos em ORA Classificados como Mantidos para Venda	-6.458	0	0
2.03.09	Participação dos Acionistas Não Controladores	-352.792	308.949	195.198

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	32.588.838	30.137.807	23.835.644
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-16.991.559	-16.327.359	-12.110.694
3.02.01	Energia comprada para revenda	-10.766.227	-10.424.699	-5.515.206
3.02.02	Encargos sobre uso da rede elétrica	-1.737.959	-1.523.379	-1.555.257
3.02.03	Combustível para produção de energia elétrica	-1.249.836	-1.479.633	-1.492.368
3.02.04	Construção	-3.237.537	-2.899.648	-3.547.863
3.03	Resultado Bruto	15.597.279	13.810.448	11.724.950
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-28.141.800	-15.767.057	-16.926.617
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-28.673.246	-14.550.217	-17.104.385
3.04.02.01	Pessoal, Material, Serviço	-9.495.417	-8.485.373	-9.244.586
3.04.02.06	Remuneração e Ressarcimento	-348.874	-386.824	-405.809
3.04.02.08	Depreciação e amortização-Imobilizado e Intangível	-1.842.600	-1.777.296	-1.512.330
3.04.02.09	Provisões operacionais	-14.639.285	-1.754.660	-3.258.205
3.04.02.10	Doações e contribuições	-215.116	-251.415	-332.031
3.04.02.11	Plano de readequação do quadro de pessoal	0	-219.299	-256.860
3.04.02.13	Outros	-2.131.954	-1.675.350	-2.094.564
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	531.446	-1.216.840	177.768
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	-12.544.521	-1.956.609	-5.201.667
3.06	Resultado Financeiro	-1.699.025	694.625	376.685
3.06.01	Receitas Financeiras	17.952.241	8.699.821	3.712.311
3.06.01.01	Receitas de juros, comissões e taxas	1.128.406	1.071.107	1.146.055
3.06.01.02	Receitas de aplicações financeiras	1.122.643	1.020.654	556.469
3.06.01.03	Acréscimo moratório sobre energia elétrica	709.404	323.300	305.404
3.06.01.04	Atualizações monetárias ativas	3.765.236	841.821	454.634
3.06.01.05	Variações cambiais ativas	10.251.948	3.293.940	539.059
3.06.01.06	Remuneração das Indenizações - Lei 12.783/13	115.407	1.018.952	441.024
3.06.01.07	Atualização de Ativo regulatório	229.608	0	0
3.06.01.08	Ganhos com Derivativos	0	382.614	0
3.06.01.09	Outras receitas financeiras	629.589	747.433	269.666

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
3.06.02	Despesas Financeiras	-19.651.266	-8.005.196	-3.335.626
3.06.02.01	Encargos de dívidas	-6.340.459	-3.448.734	-2.031.402
3.06.02.02	Encargos de arrendamento mercantil	-273.391	-279.716	-269.032
3.06.02.03	Encargos sobre recursos de acionistas	-40.511	-87.047	-189.967
3.06.02.04	Atualizações monetárias passivas	-1.362.380	-495.680	0
3.06.02.05	Variações cambiais passivas	-10.219.318	-2.998.387	-238.938
3.06.02.06	Atualização de passivo regulatório	-130.502	0	0
3.06.02.07	Perdas com derivativos	-221.666	0	0
3.06.02.08	Outras despesas financeiras	-1.063.039	-695.632	-606.287
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	-14.243.546	-1.261.984	-4.824.982
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-710.112	-1.700.518	-1.366.678
3.08.01	Corrente	-546.812	-82.483	-60.424
3.08.02	Diferido	-163.300	-1.618.035	-1.306.254
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	-14.953.658	-2.962.502	-6.191.660
3.11	Lucro/Prejuízo Consolidado do Período	-14.953.658	-2.962.502	-6.191.660
3.11.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	-14.441.607	-3.031.055	-6.186.948
3.11.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	-512.051	68.553	-4.712
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)			
3.99.01	Lucro Básico por Ação			
3.99.01.01	ON	-10,67665	-2,24085	-4,57400
3.99.01.02	PNA	-10,67665	-2,24085	-4,57400
3.99.01.03	PNB	-10,67665	-2,24085	-4,57400

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado Abrangente**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
4.01	Lucro Líquido Consolidado do Período	-14.953.658	-2.962.502	-6.191.660
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-153.521	-1.417.304	576.729
4.02.01	Ajustes acumulados de conversão	121.353	-42.279	38.909
4.02.03	Ajustes ganhos e perdas atuariais	-236.798	-971.565	1.362.551
4.02.04	IR/CSSL diferidos	0	-404.332	-463.267
4.02.05	Ajuste de hedge de fluxo de caixa	-468	-12.320	-11.987
4.02.06	IR/CSSL diferidos	0	309	4.076
4.02.07	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	-109.493	99.820	-244.465
4.02.08	IR/CSSL diferidos	37.228	-33.939	83.118
4.02.09	Participação no resultado abrangente das coligadas e entidades com controle compartilhado	33.383	-464.478	-291.211
4.02.10	IR/CSSL diferidos	1.274	411.480	99.005
4.03	Resultado Abrangente Consolidado do Período	-15.107.179	-4.379.806	-5.614.931
4.03.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	-14.445.438	-4.448.359	-5.610.219
4.03.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	-661.741	68.553	-4.712

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	6.980.475	5.192.461	9.329.354
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	3.744.393	1.789.217	-1.145.951
6.01.01.01	Resultado antes do IR e daCSSL	-14.243.546	-1.261.984	-4.824.983
6.01.01.02	Depreciação e amortização	1.842.600	1.777.296	1.511.564
6.01.01.03	Variações monetárias líquidas	-914.656	-1.329.742	-1.249.587
6.01.01.04	Variações cambiais líquidas	863.808	291.510	-424.537
6.01.01.05	Encargos financeiros	2.001.687	-109.124	496.700
6.01.01.06	Receita de ativo financeiro	-838.087	-714.409	-552.106
6.01.01.07	Resultado de equivalência patrimonial	-531.446	1.216.839	-177.768
6.01.01.08	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	658.679	-122.662	-457.261
6.01.01.09	Provisão para contingências	7.073.623	3.655.627	1.399.321
6.01.01.10	Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	5.842.473	149.346	2.428.649
6.01.01.11	Provisão para contrato oneroso	366.477	-1.800.401	-1.924.657
6.01.01.12	Provisão para plano de readequação do quadro de pessoal	0	219.299	256.860
6.01.01.13	Provisão para perda com investimentos	-610.746	-313.672	142.622
6.01.01.14	Provisão risco hidrológico - GSF	451.340	0	0
6.01.01.15	Encargos da reserva global de reversão	253.348	308.167	347.949
6.01.01.16	Ajuste a valor presente/ valor de mercado	157.066	170.509	94.000
6.01.01.17	Participação Minoritária no resultado	775.835	-103.868	7.139
6.01.01.18	Encargos sobre recursos de acionistas	40.511	87.047	189.967
6.01.01.19	Instrumentos financeiros - derivativos	221.666	-392.354	238.938
6.01.01.20	Outras	333.761	61.793	1.351.239
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	2.868.405	4.225.498	1.972.915
6.01.02.01	Contas a receber	130.905	-441.152	413.625
6.01.02.02	Títulos e valores mobiliários	-2.886.138	2.366.099	404.758
6.01.02.03	Direito de Ressarcimento	-700.320	2.991.052	-4.376.467
6.01.02.04	Almoxarifado	-119.055	133.229	-168.450
6.01.02.05	Estoque de combustível nuclear	20.930	-150.590	-8.972
6.01.02.06	Ativo financeiro - Concessões de serviço público	1.886.785	136.864	36.229

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
6.01.02.07	Ativos mantidos para venda	-4.623.785	0	0
6.01.02.08	Risco Hidrológico	-342.651	0	0
6.01.02.09	Fornecedores	3.094.034	7.669.536	2.686.542
6.01.02.10	Adiantamento de clientes	-57.349	-53.898	-50.655
6.01.02.11	Arrendamento mercantil	-74.506	-67.166	50.191
6.01.02.12	Obrigações estimadas	-165.866	-153.105	115.035
6.01.02.13	Obrigações de ressarcimento	2.491	-7.534.600	2.744.474
6.01.02.14	Encargos setoriais	-382.423	29.997	8.231
6.01.02.15	Passivos associados a ativos mantidos para venda	5.575.009	0	0
6.01.02.16	Outros ativos e passivos operacionais	1.510.344	-700.768	118.374
6.01.03	Outros	367.677	-822.254	8.502.390
6.01.03.01	Pagamento de encargos financeiros	-2.805.404	-1.222.341	-1.305.876
6.01.03.02	Pagto.de encargos da Reserva Global de Reversão	-952.355	-216.209	-228.144
6.01.03.03	Recebimento de Receita Anual Permitida	965.764	703.266	674.102
6.01.03.04	Recebimento de Indenizações do ativo financeiro	4.027.661	2.773.092	9.819.946
6.01.03.05	Recebimento de encargos financeiros	1.113.278	172.000	1.141.486
6.01.03.06	Pagato. IR e CSSL	-610.223	-667.150	-650.161
6.01.03.07	Recebto. de remuneração de investimento em part.societárias	412.874	106.232	513.607
6.01.03.08	Pagamento de previdência complementar	-201.469	-387.296	-488.016
6.01.03.09	Pagamento de contingências judiciais	-904.505	-1.177.462	-920.002
6.01.03.10	Depósitos judiciais	-677.944	-906.386	-54.552
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-9.012.552	-10.637.002	-8.155.408
6.02.01	Concessão de empréstimo e financiamentos	-751.524	-255.379	-598.577
6.02.02	Recebimento de empréstimo e financiamentos	2.539.101	506.264	1.999.115
6.02.04	Aquisição de ativo imobilizado	-4.139.891	-2.801.858	-2.141.137
6.02.05	Aquisição de ativo intangível	-384.307	-117.046	-157.209
6.02.06	Aquisição de ativos de concessão	-3.153.701	-3.262.535	-3.413.719
6.02.07	Aquisição/aporte de capital em participações societárias	-2.433.066	-3.903.911	-3.555.414
6.02.08	Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	-737.631	-906.024	-396.467

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa - Método Indireto**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
6.02.09	Fluxo de caixa líquido na aquisição de controlada	0	159.703	0
6.02.10	Outros	48.467	-56.216	108.000
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	2.018.972	3.254.036	-77.878
6.03.01	Empréstimo e financiamento obtido a Longo prazo	7.543.513	7.410.882	6.050.558
6.03.02	Pagamento de empréstimo e financiamento principal	-5.381.995	-3.238.117	-2.480.439
6.03.03	Pagamento e remuneração aos acionistas	-23.056	-814.993	-4.189.708
6.03.04	Pagamento de refin.de imp.e cont. principal	-117.058	-103.785	-98.522
6.03.05	Empréstimo compulsório e Reseva global de reversão	0	0	485.594
6.03.06	Outros	-2.432	49	154.639
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-13.105	-2.190.505	1.096.068
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	1.407.078	3.597.583	2.501.515
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	1.393.973	1.407.078	3.597.583

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2015 à 31/12/2015**(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	2.301.986	0	-3.116.108	56.539.551	308.949	56.848.500
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	26.048.342	2.301.986	0	-3.116.108	56.539.551	308.949	56.848.500
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-26.022	0	0	-26.022	0	-26.022
5.04.06	Dividendos	0	0	-26.022	0	0	-26.022	0	-26.022
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-3.495	-14.435.697	-3.831	-14.443.023	-661.741	-15.104.764
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-14.441.607	0	-14.441.607	-512.051	-14.953.658
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-3.495	5.910	-3.831	-1.416	-149.690	-151.106
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-468	-468	0	-468
5.05.02.05	Tributos s/ Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	67.482	67.482	0	67.482
5.05.02.06	Ajuste Controladas / Coligadas	0	0	0	2.415	-243.909	-241.494	-149.690	-391.184
5.05.02.07	IR/CS Diferido s/ Outros result. Abrangentes	0	0	0	0	38.502	38.502	0	38.502
5.05.02.08	Valor Justo de Instrumentos Financeiros Disponíveis para Venda	0	0	0	0	-113.241	-113.241	0	-113.241
5.05.02.09	Ajuste de Benefício Pós Emprego	0	0	0	0	247.803	247.803	0	247.803
5.05.02.10	Ajuste de Avaliação Patrimonial	0	0	-3.495	3.495	0	0	0	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-2.233.017	2.254.525	0	21.508	0	21.508
5.06.04	Absorção de Prejuízo	0	0	-2.233.017	2.233.017	0	0	0	0
5.06.05	Remuneração aos Acionistas não Reclamado - Prescrito	0	0	0	21.508	0	21.508	0	21.508
5.07	Saldos Finais	31.305.331	26.048.342	39.452	-12.181.172	-3.119.939	42.092.014	-352.792	41.739.222

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 do Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
7.01	Receitas	43.225.876	35.626.308	28.186.399
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	43.225.876	35.626.308	28.186.399
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-39.915.904	-24.351.606	-21.591.054
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-10.946.896	-9.580.553	-10.454.785
7.02.04	Outros	-28.969.008	-14.771.053	-11.136.269
7.02.04.01	Encargos setoriais	-2.313.660	-1.005.014	-870.490
7.02.04.02	Energia comprada para revenda	-10.766.227	-10.424.699	-5.515.206
7.02.04.03	Combustível para produção de energia elétrica	-1.249.836	-1.479.633	-1.492.368
7.02.04.04	Provisões Operacionais	-14.639.285	-1.861.707	-3.258.205
7.03	Valor Adicionado Bruto	3.309.972	11.274.702	6.595.345
7.04	Retenções	-1.842.600	-1.777.296	-1.512.330
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-1.842.600	-1.777.296	-1.512.330
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	1.467.372	9.497.406	5.083.015
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	18.483.687	3.988.914	3.890.079
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	531.446	-1.216.840	177.768
7.06.02	Receitas Financeiras	17.952.241	5.205.754	3.712.311
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	19.951.059	13.486.320	8.973.094
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	19.951.059	13.486.320	8.973.094
7.08.01	Pessoal	6.004.845	5.609.320	6.650.154
7.08.01.01	Remuneração Direta	5.756.728	5.353.573	6.404.531
7.08.01.04	Outros	248.117	255.747	245.623
7.08.01.04.03	Plano de aposentadoria e pensão	248.117	255.747	245.623
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	9.033.490	6.076.958	4.846.943
7.08.02.01	Federais	9.033.490	6.076.958	4.846.943
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	19.866.382	4.762.544	3.667.657
7.08.03.01	Juros	19.651.266	4.511.129	3.335.626
7.08.03.03	Outras	215.116	251.415	332.031
7.08.03.03.01	Doações e contribuições	215.116	251.415	332.031
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	-14.953.658	-2.962.502	-6.191.660

DFs Consolidadas / Demonstração do Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2015 à 31/12/2015	Penúltimo Exercício 01/01/2014 à 31/12/2014	Antepenúltimo Exercício 01/01/2013 à 31/12/2013
7.08.04.01	Juros sobre o Capital Próprio	0	0	433.962
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	-14.441.607	-3.031.055	-6.620.910
7.08.04.04	Part. Não Controladores nos Lucros Retidos	-512.051	68.553	-4.712

Relatório da Administração



RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO 2015

Acesse, no site de RI, o Relatório de Administração e as Demonstrações Financeiras 2015 da Eletrobras:



MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO	4
1. PRINCIPAIS ACONTECIMENTOS EM 2015	7
2. PERFIL CORPORATIVO	8
2.1. Planejamento Estratégico	9
2.2. Estrutura Societária	13
3. PANORAMA ECONÔMICO-SETORIAL E REGULATÓRIO.....	14
3.1. Panorama Econômico-Setorial.....	14
3.2. Panorama Regulatório.....	15
4. GOVERNANÇA CORPORATIVA	23
4.1. Assembleias Gerais de Acionistas	24
4.2. Direito dos Acionistas	25
4.3. Conselho de Administração.....	28
4.4. Conselho Fiscal	30
4.5. Diretoria Executiva	31
4.6. Responsabilidade e Remuneração dos Administradores e Conselheiros Fiscais.....	31
4.7. Gestão Integrada de Riscos Corporativos	32
4.8. Política de Hedge Financeiro	36
4.9. Compliance e Práticas Anticorrupção.....	37
4.10. Processo de Investigação Independente.....	38
4.11. Auditoria Interna.....	40
4.12. Ouvidoria	41
5. GERAÇÃO.....	45
5.1. Operação e Comercialização	45
5.2. Expansão e Investimentos Geração	50
6. TRANSMISSÃO.....	52
6.1. Operação e Comercialização	52
6.2. Expansão e Investimentos Transmissão	55
7. DISTRIBUIÇÃO	58
7.1. Operação e Comercialização	59
7.2. Qualidade nos Serviços e Inadimplência	63
7.3. Expansão e Investimentos.....	67
8. OPERAÇÕES INTERNACIONAIS.....	71
8.1. Presença no Mundo	71
8.2. Interligações Fronteiriças	73
9. PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO	74
9.1. Cepel e Investimentos em P&D+I.....	74
9.2. Gestão da Inovação e Melhoria de Processos	76
9.3. Governança de Tecnologia de Informação	78
9.4. Eficiência Energética	79

10. SUSTENTABILIDADE EMPRESARIAL	81
10.1. Desempenho Empresarial.....	81
10.2. Responsabilidade Social	82
10.3. Gestão de Pessoas	87
10.4. Gestão Ambiental.....	98
10.5. Gestão da Marca, Reputação e Imagem	101
10.6. Compromissos Voluntários e Participação em Entidades Estratégicas	102
10.7. Prêmios e Reconhecimentos	104
11. FUNÇÕES DE GOVERNO: GESTÃO DE FUNDOS E PROGRAMAS SETORIAIS.....	105
11.1. Gestão de Fundos Setoriais	105
11.2. Gestão de Programas de Governo	109
12. DESEMPENHO ECONÔMICO E FINANCEIRO (AGUARDANDO ATUALIZAÇÃO DAS DFS)	111
12.1. Destaque do Resultado Consolidado	111
12.2. Resultado 2015 X 2014.....	112
12.3. Receita Operacional.....	113
12.4. Custos Gerenciáveis e Não Gerenciáveis	114
12.5. Resultado Financeiro	115
12.6. Participações Societárias	115
12.7. Resultado Consolidado	116
12.8. Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (Ebitda).....	116
12.9. Resultado por Segmento de Negócio	117
12.10. Demonstração de Valor Adicionado (DVA)	118
12.11. Análise do Resultado da Controladora	119
12.12. Estrutura de Capital e Endividamento Consolidado	121
12.13. Recursos Concedidos às Empresas Eletrobras	121
13. MERCADO DE CAPITAIS	121
13.1. Programa Nível 1 BM&FBOVESPA – Bolsa de Valores de São Paulo (ELET3 e ELET6) ...	123
13.2. Programa de ADR Nível II – Bolsa de Valores de Nova Iorque (EBR e EBR-B)	124
13.3. Programa Latibex – Bolsa de Valores de Madrid (XELTO e XELTB)	124
13.4. Remuneração aos Acionistas	125
13.5. Rating (Classificação de Risco).....	125
13.6. Empréstimo Compulsório	126
13.7. Principais Eventos Societários de 2015	126
13.8. Relacionamento com Acionistas e Investidores	128
13.9. Ombudsman de Relações com Investidores	129
14. AUDITORES INDEPENDENTES	130
14.1. Serviços de Auditoria Externa	130
14.2. Serviços Adicionais de Auditoria Forensic	130



RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO 2015

Mensagem da Administração

O ano de 2015 foi marcado por importantes avanços em relação à gestão empresarial e à governança corporativa. Além do trabalho contínuo de reestruturação das Empresas Eletrobras, com foco na sinergia dos recursos e na redução dos gastos com Pessoal, Material, Serviços e Outros (PMSO), e de ações contínuas de aprimoramento da sustentabilidade empresarial, a Eletrobras avançou na transparência e prevenção a irregularidades.

No total de investimentos, a Eletrobras realizou R\$10,4 bilhões, sendo R\$ 6,1 bilhões em investimentos corporativos e R\$ 4,3 bilhões através de participações em Sociedades de Propósito Específico (SPEs). Em 2015, a Eletrobras, por meio de investimentos corporativos ou através de SPEs, investiu em geração R\$ 5,675 bilhões, 76% dos R\$ 7,461 bilhões aprovados para o orçamento de 2015. Em transmissão, foram, R\$ 3,414 bilhões, 80% dos R\$ 4,270 bilhões aprovados para o orçamento de 2015. As distribuidoras da Eletrobras investiram R\$ 1 bilhão em 2015, valor que representa 60% do planejado para o período. Além disso, foram investidos R\$ 301,33 milhões em pesquisa, infraestrutura e qualidade ambiental.

A Eletrobras e seus parceiros implementaram, no ano de 2015, 2.975 MW, cerca de 43% do crescimento da capacidade instalada brasileira. Em relação à capacidade instalada da empresa, 1.603 MW entraram em operação por meio de unidades hidrelétricas, eólicas e solar. De forma individual e por meio de SPEs, a empresa possui empreendimentos contratados em construção, a iniciar e em teste, que incorporarão 16,8 GW à matriz elétrica brasileira até 2019, em sua maioria oriundos de fontes de energia limpa e renovável. Deste total, a Eletrobras é responsável por 10,5 GW, dos quais 2,3 GW são em empreendimentos corporativos, enquanto 8,2 GW correspondem à parcela proporcional da participação da empresa em SPEs.

Na transmissão, a empresa possui, também de forma individual ou por meio de SPEs, empreendimentos contratados, em construção ou a iniciar, que vão incorporar ao Sistema Interligado Nacional (SIN), até 2019, cerca de 10,6 mil quilômetros de linhas de transmissão. Desse total, a Eletrobras é responsável por cerca de 7,3 mil quilômetros, dos quais 3,6 mil em empreendimentos corporativos e 3,7 mil correspondentes à parcela proporcional da participação da empresa em SPEs. Em 2015, os empreendimentos com atuação da Eletrobras agregaram 1.126 quilômetros ao SIN, sendo 503 quilômetros proporcionais à participação da Eletrobras nos empreendimentos.

Em distribuição, as distribuidoras obtiveram um acréscimo de 200.845 mil novos clientes. A Celg D representou o maior aumento com 85.306 novos clientes.

Para 2016, o orçamento para investimentos previsto é de R\$ 13,2 bilhões, sendo R\$ 10,5 de investimentos corporativos e R\$ 2,7 de investimentos de SPEs. Tal montante é coerente com uma Companhia que pretende, num horizonte até 2030, estar entre as três maiores empresas globais de energia limpa e entre as 10 maiores do mundo no setor de energia elétrica.

Não obstante tantos esforços, o resultado consolidado da Eletrobras foi negativo em R\$ 14.442 milhões. Tal resultado se deve, em grande parte, aos seguintes fatores atípicos: *impairment* em alguns investimentos, notadamente Usina Termonuclear de Angra 3 e provisão para pagamento de ações judiciais relativas a empréstimos compulsórios, além dos resultados negativos das empresas distribuidoras. Positivamente, podemos destacar

o aumento de 8,1% da receita operacional líquida consolidada e um Ebitda ajustado de R\$ 2.853 milhões.

Para 2016, as expectativas são positivas no tocante à reversão desse resultado, com o aprofundamento das medidas de redução de custos, regulamentação do recebimento da 2ª tranche das indenizações e dos novos investimentos feitos pela companhia, que começarão a gerar novas receitas.

Em 2015, um importante aspecto para a sustentabilidade econômica da Eletrobras teve andamento: a Aneel homologou os valores de indenização da Rede Básica dos Sistemas Existentes (RBSE) no montante de R\$ 9 bilhões para Furnas e R\$ 1 bilhão para a Eletrosul. As empresas Eletronorte e Chesf também apresentaram seus laudos de indenização e aguardam o pronunciamento da Aneel, reinvidicando R\$ 2,9 bilhões e 5,6 bilhões, respectivamente.

Outro destaque foi a adesão de subsidiárias de geração ao acordo do setor elétrico para mitigar os riscos hidrológicos que afetaram os resultados das operações nos últimos anos em vista da baixa hidraulicidade registrada.

Em dezembro, a 164ª Assembleia Geral Extraordinária da Eletrobras aprovou a prorrogação da concessão dos serviços de distribuição da Celg-D e a venda da participação societária da Eletrobras nesta distribuidora. Também foram discutidas as condições para prorrogação das concessões das demais distribuidoras da Eletrobras, porém, por solicitação do acionista majoritário, foi adiada a decisão a este respeito para até julho de 2016.

No período, houve ainda a ampliação da atuação internacional da Eletrobras. Além do avanço nas obras da Linha de Transmissão que ampliarão a capacidade de transmissão entre o Brasil e o Uruguai, a empresa fechou uma série de acordos internacionais na área de energia e concluiu a implantação do parque eólico Artilleros, no Uruguai, como integrante da SPE Rouar S.A., formada ainda pela UTE.

Em 2015, foi dado seguimento à implantação do Programa Anticorrupção das Empresas Eletrobras, um conjunto de ações que visa identificar, corrigir e prevenir, continuamente, fraudes e corrupção, garantindo o cumprimento das Leis Anticorrupção por parte das empresas, dos colaboradores, de representantes formalmente designados, sócios de *joint ventures* e outras afiliadas da Eletrobras.

Além da adaptação à *Foreign Corrupt Practices Act* (FCPA), lei norte-americana contra práticas de corrupção, a Eletrobras deu seguimento à adequação à Lei 12.846, de 1º de agosto de 2013, conhecida como Lei Anticorrupção Brasileira. Cada uma de suas empresas subsidiárias conta com pelo menos um gerente de Compliance e um assistente. Ao longo de 2015, o escritório Hogan Lovells atuou de maneira independente, investigando eventual existência de irregularidades que violem a Lei norte-americana *Foreign Corrupt Practices Act* de 1977, a Lei Anticorrupção Brasileira e o Código de Ética das Empresas Eletrobras, em empreendimentos nos quais as Empresas Eletrobras participam corporativamente ou através de Sociedades de Propósito Específico. As investigações continuam em 2016 e são acompanhadas por uma comissão externa formada por pessoas de grande saber jurídico e técnico. Isso mostra o firme compromisso da Eletrobras com a transparência, sendo o avanço desses trabalhos um dos principais objetivos da Companhia no ano de 2016.

A presença na nova carteira do ISE e na do Dow Jones reflete o empenho das empresas Eletrobras e dos seus profissionais em promover continuamente o aprimoramento de suas práticas empresariais, pautadas pela ética, pela transparência e pela responsabilidade social e ambiental. Elas reforçam que a Eletrobras está cumprindo sua missão de atuar nos mercados de energia de forma integrada, rentável e sustentável,

seguinte à risca seus valores empresariais: foco em resultado; ética e transparência; empreendedorismo e inovação; sustentabilidade e valorização e comprometimento das pessoas, pois é graças ao talento e ao comprometimento de seus colaboradores e à parceria inestimável de seus públicos de relacionamento que a Eletrobras ocupa o posto de maior *holding* de energia elétrica da América Latina em valor de ativos.


José da Costa Carvalho Neto
Presidente Eletrobras

1. Principais Acontecimentos em 2015



Plano Diretor de Negócios e Gestão – PDNG 2015-2019

Estabelece as metas e projetos para alcance dos objetivos estabelecidos no Planejamento Estratégico 2015-2030. (Página 10)



Investigação Independente em curso e contratação da Comissão Independente de Gestão da Investigação

Contratado o escritório o Hogan Lovells para verificar eventual existência de violação à Lei FCPA, Lei brasileira 12.846/2013 e Código de Ética (Página 38)



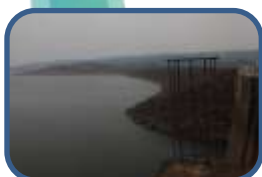
Homologação Indenização de RBSE

Até 2015 já foram homologados pela Aneel o valor de R\$ 10,07 bilhões relativos a RBSE de Furnas e Eletrosul, sendo o total pleiteado por todas as subsidiárias R\$ 20,313 milhões. (Página 20)



Aprovação da Venda da CELG-D

Através da 164ª AGE, os acionistas da Eletrobras aprovaram a alienação dos controle acionário da CELG-D (Página 127)



Repactuação Risco Hidrológico – GSF (*Generation Scaling Factor*)

Subsidiárias de geração assinaram acordo para mitigar risco do GSF nos termos da Lei 13.203/2015 e Resolução Normativa Aneel 684/2015. (Página 16)



Desempenho Operacional

Aumento da Receita Operacional Líquida consolidada em R\$ 32.589 milhões. (Página 114)



Destaque Econômico-Financeiro

EBITDA Ajustado = R\$ 2.853 milhões. (Página 116)



Regulamentação das Condições para Prorrogação das Concessões de Distribuição

Decreto 8.461/2015 estabelece os critérios para prorrogação das concessões de distribuição por mais 30 anos (Página 16)



Desverticalização da Amazonas Energia

A 162ª AGE aprovou a segregação dos ativos de geração e transmissão da Amazonas Energia. (Página 21)

2. Perfil Corporativo

A Centrais Elétricas Brasileiras S.A (doravante denominada "Eletrobras" ou "Companhia") atua no Brasil, nos setores de geração, transmissão, e distribuição de energia elétrica, bem como se dedica à realização de pesquisas e serviços voltados para a eficiência energética e desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. No exterior, a empresa estuda e desenvolve projetos de geração e transmissão, através de suas sucursais instaladas no Peru e Uruguai, dedicadas a atuação na América do Sul e, através da sucursal no Panamá, dedicada a atuação na América Central. Segundo a pesquisa da Forbes The World's Biggest Public Companies, realizada em 2015, a Eletrobras é a maior empresa de energia elétrica de capital aberto da América Latina, em valor de ativos.

A Visão 2030 da Eletrobras, contida em seu Plano Estratégico 2015-2030, prevê que a empresa estará entre as três maiores empresas globais geradoras de energia limpa, isto é, com baixos índices de emissão de gases de efeito estufa ("GEE"), e entre as dez maiores do mundo em energia elétrica, segundo os critérios de capacidade instalada e valor de ativos. Em dezembro de 2015, a Eletrobras atingiu a marca de 45.391 MW de capacidade instalada total de geração, mantendo-se assim como a maior empresa de geração de energia elétrica brasileira, com participação de 32% do total da capacidade instalada do país, o que demonstra que a Eletrobras está estrategicamente alinhada à sua missão.

No âmbito do setor de transmissão, em um país, como o Brasil, que possui dimensões continentais, onde os grandes parques geradores hidráulicos, principal componente da matriz energética nacional, encontram-se afastados dos grandes centros consumidores, as linhas de transmissão de energia têm importância estratégica para o escoamento e otimização energética desses blocos de energia, assegurando o atendimento à crescente demanda. Neste cenário, a Eletrobras possui papel fundamental no Sistema Interligado Nacional – SIN, detendo, no exercício de 2015, uma malha de linhas de transmissão, de abrangência nacional, com 68.085 km, sendo 60.997 km com tensão igual ou superior a 230 kV, equivalente a 47,1% do total da Rede Básica do Brasil.

No segmento de distribuição, a Eletrobras cobre uma área correspondente a 30,5% do território brasileiro distribuindo energia elétrica a mais de 6,9 milhões de consumidores, por meio de uma rede de distribuição de 471.475 km.

Além do papel empresarial estratégico, a Eletrobras, na condição de empresa de sociedade de economia mista federal, 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"). Assim, neste papel, as operações da Eletrobras são impactadas pelas políticas de desenvolvimento comercial, industrial e social promovidas pelo acionista União.

Os papéis empresarial e estatal são exercidos de forma estratégica, preservando os valores empresariais que são voltados para o foco em resultado, ética e transparência, empreendedorismo e inovação, sustentabilidade e valorização e comprometimento das pessoas, estando a Companhia presente nos principais projetos estruturantes do país, o que torna a presença da Eletrobras de suma importância para o setor elétrico brasileiro, exercendo assim o interesse público que justificou sua criação pela Lei 3.890-A, de 25 de abril de 1961.

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, através de ações práticas nas suas atividades internas, tais como treinamentos que visam o esclarecimento de conceitos relacionados ao tema, promoção da equidade de gênero e raça nas campanhas publicitárias organizacionais e a criação do “Canal de Gênero”, instrumento que viabiliza denúncias e reclamações a respeito de questões de gênero. Este é um compromisso também expresso no Código de Ética das Empresas Eletrobras e na Política de Responsabilidade Social das Empresas Eletrobras.

Além dos compromissos voluntários citados acima, a Eletrobras, como ente integrante da estrutura de governo, endossou a adesão do Brasil aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (“ODS”) – aprovados, em 2015, na Cúpula das Nações Unidas sobre o Desenvolvimento Sustentável. Demanda resultante da Rio+20, os ODS deverão orientar as políticas nacionais e as atividades de cooperação internacional nos próximos quinze anos, sucedendo e atualizando os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio (“ODM”). A Eletrobras se compromete a utilizar como orientadores de suas atividades os 17 objetivos para desenvolvimento sustentável estabelecidos no documento “Transformando Nosso Mundo: A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável”. Ainda, em 2015, os ODS foram uma das referências para a revisão da Política de Responsabilidade Social das Empresas Eletrobras.

Dedicada a atuar de forma sustentável e a contribuir para a solução de questões globais, a Eletrobras integra o GSEP - Global Sustainable Electricity Partnership, fórum onde as maiores empresas mundiais de energia discutem as questões do setor elétrico global e contribuem com suas experiências para o desenvolvimento sustentável em todo o mundo.

Em 2015, esta entidade publicou o relatório “Powering Innovation for a Sustainable Future”, com o objetivo de influenciar os formadores de opinião e os responsáveis pela formulação do acordo do clima discutido na COP 21, em dezembro, em Paris. A Eletrobras teve participação ativa na elaboração do documento, que foi, em sua maior parte, produzido durante o período em que a Companhia exerceu a presidência do GSEP (2014-2015). Em sua primeira atuação como presidente deste fórum, a Eletrobras indicou como tema a ser discutido durante o período – “O Engajamento com Stakeholders” – tema muito relevante no desenvolvimento de novos projetos de infraestrutura e cujas melhores práticas devem ser conhecidas.

2.1. Planejamento Estratégico

Missão: *Atuar nos mercados de energia de forma integrada, rentável e sustentável;*

Visão 2030: *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;*

Valores: *Foco em resultados; ética e transparência; valorização e comprometimento das pessoas; empreendimento e inovação e sustentabilidade.*

Os desafios impostos pelo contexto atual do setor elétrico brasileiro fez com que a Eletrobras, ao longo do ano de 2015, focasse em uma redução ainda maior de seus custos em relação às suas receitas, na reestruturação de seus processos empresariais e na otimização dos esforços entre as Empresas Eletrobras, tomando como base o Plano Estratégico das Empresas Eletrobras 2015-2030, que orienta a atuação das empresas através de 5 diretrizes estratégicas descritas a seguir:

Diretriz	Descrição
Desempenho Econômico-Financeiro Superior	Aprimoramento da gestão técnica e econômico-financeira dos empreendimentos e a adequação da estrutura financeira ao novo modelo de gestão empresarial do Sistema Eletrobras.
Expansão Sustentável	Manutenção da liderança do Sistema Eletrobras no setor elétrico brasileiro e uma atuação mais expressiva no exterior, além do desenvolvimento de um portfólio de experimentos de modo a sustentar a sua competitividade.
Eficiência Operacional	Desenvolvimento de planos de revitalização e eficiência de ativos para atendimento aos parâmetros regulatórios e a adoção das melhores práticas.
Excelência em Pessoas e Cultura da Excelência	Aperfeiçoamento do modelo de Gestão de Pessoas no Sistema Eletrobras.
Readequação do Modelo de Negócios, Governança e Gestão	Mudanças no Sistema Eletrobras face ao 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 holding e das empresas Eletrobras, readequação de processos e sistemas e gestão sustentável dos recursos financeiros.

Este Plano contempla 14 objetivos estratégicos a serem alcançados. Cada um deles está associado a uma das 5 diretrizes estratégicas apresentadas, conforme figura a seguir:

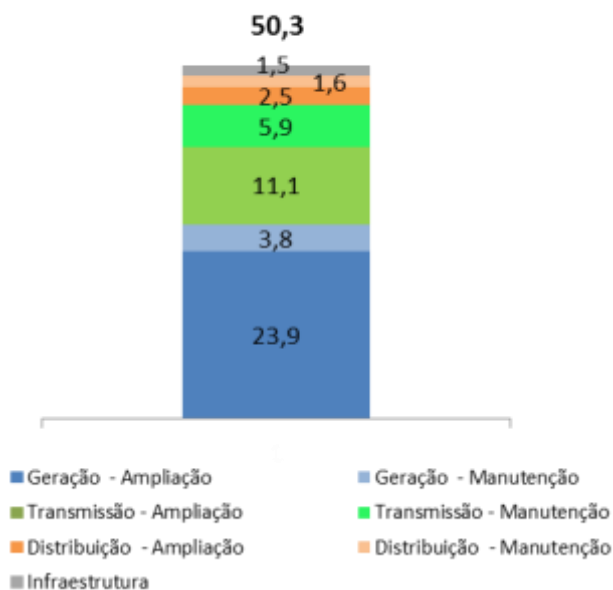
Desempenho Econômico-Financeiro Superior	Garantir o retorno adequado nos investimentos e atividades			Garantir a sustentabilidade financeira do Sistema Eletrobras		
Expansão Sustentável	Ampliar os negócios de GT de energia elétrica de forma competitiva e rentável	Expandir seletivamente a atuação internacional em GT, alinhada com os negócios da companhia	Intensificar a atuação integrada em PDI e mensurar sua contribuição para os resultados do Sistema 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 o Sistema Eletrobras			Adequar os processos de gestão de pessoas ao novo modelo de gestão empresarial e organizacional do Sistema Eletrobras		
Readequação do Modelo de Negócios, Governança e Gestão	Implantar 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 dos negócios, participações e parcerias	Garantir que os empreendimentos sejam vetores de desenvolvimento sustentável para suas áreas de entorno	Potencializar a reputação, a credibilidade e a confiança do Sistema Eletrobras perante os seus empregados, o mercado e a sociedade	

O Plano Diretor de Negócios e Gestão das Empresas Eletrobras (PDNG) para o quinquênio 2015-2019, aprovado pelo Conselho de Administração em 31 de julho de 2015, surge como o primeiro desdobramento do Plano Estratégico 2015-2030, contemplando metas e projetos para o alcance destes objetivos estratégicos apresentados e mantendo o alinhamento com a Identidade Empresarial da Eletrobras – Missão, Visão 2030 e Valores.

Ele se apresenta como uma evolução do PDNG anterior, referente ao quinquênio 2014-2018, pois considera um cenário mais aderente ao contexto atual do setor elétrico, com a manutenção dos investimentos para os empreendimentos já contratados, o acréscimo de novos projetos respeitando a capacidade de investimento e o limite de endividamento de cada uma das empresas Eletrobras, além de medidas de ajustes para adequação de despesas.

Para o período de 2015 a 2019 estão previstos, neste cenário, investimentos da ordem de R\$ 50,3 bilhões, uma redução de 17,3% em relação ao quinquênio 2014-2018. Este valor será revisto no PDNG 2016-2020 conforme condições macroeconômicas e setoriais adversas. A figura ao lado mostra os investimentos por negócio para o período:

Investimentos por Negócio - PDNG 2015 - 2019
(R\$ bilhões correntes)



Observa-se que, deste total, cerca de R\$ 35 bilhões (69,2%) estão previstos para a expansão do parque de usinas e linhas de transmissão, e R\$ 2,5 bilhões (5,0%) para a expansão na distribuição de energia. Para a modernização e manutenção dos ativos de geração, transmissão e distribuição serão investidos R\$ 11,3 bilhões, dos quais 85,8% referem-se à geração e transmissão, e para infra-estrutura serão investidos R\$ 1,5 bilhão.

No que diz respeito às ações que integram o PDNG, conforme será abordado mais detalhadamente nos capítulos a seguir, foram destaques em 2015:

- A ampliação dos negócios de geração e transmissão de energia elétrica da Eletrobras, conforme demonstrado nos Capítulos 5 e 6. Com este crescimento físico, o market share da Eletrobras manteve-se relevante.
- A apresentação à Diretoria Executiva e ao Conselho de Administração da Eletrobras de proposta para um novo modelo de negócios, governança e gestão das empresas Eletrobras, contemplando uma readequação de suas estruturas societária e organizacional, sendo que no que diz respeito à reestruturação do negócio de distribuição de energia elétrica, foi aprovada, na 164ª AGE, de 28 de dezembro de 2015, a venda da participação acionária da Eletrobras na Celg D - Celg Distribuição S.A;
- Redução acumulada do PMSO (Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros), obtida especialmente a partir da implantação do Plano de Incentivo ao Desligamento (PID) nas Empresas Eletrobras, conforme abordado no Capítulo 10;
- A entrega à ANEEL das avaliações realizadas pelas Empresas Eletrobras de geração e transmissão para identificação dos complementos às indenizações referentes aos ativos cujas concessões foram renovadas de acordo com a Lei 12.783/13, conforme abordado no Capítulo 3 seguir;
- A reestruturação do Comitê de Investimentos do Sistema Eletrobras (CISE), através da alteração dos seus participantes e refinamento de seus processos de trabalho, visando o fortalecimento da gestão de investimentos nos negócios de geração, transmissão e distribuição, subsidiando a tomada de decisão da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração da Eletrobras;
- A presença da Eletrobras, pelo nono ano consecutivo, no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da Bolsa de Valores de São Paulo

(BM&FBovespa), refletindo o empenho das Empresas Eletrobras e dos seus profissionais em promover continuamente o aprimoramento de suas práticas empresariais, pautadas pela ética, pela transparência e pela responsabilidade social e ambiental.

- Instituição do Programa de Implantação do Padrão de ERP nas empresas Eletrobras – ProERP, visando padronizar seus sistemas de informação corporativos com objetivo de apoiar a implantação de um novo modelo de gestão empresarial que garanta uma atuação uniforme, integrada, rentável e competitiva ao Sistema Eletrobras, bem como contribua para o aprimoramento da governança corporativa, baseada nas melhores práticas de mercado, conforme abordado no Capítulo 9.
- Fortalecimento da gestão de investimentos, através da reestruturação do Comitê de Investimentos do Sistema Eletrobras – CISE com a responsabilidade de fornecer avaliações prévias em relação aos investimentos em projetos corporativos e em parcerias, em concessões prorrogadas, assim como a aquisição de participações acionárias e desinvestimentos, referentes aos negócios de geração, transmissão e distribuição das Empresas Eletrobras, subsidiando a tomada de decisão da Administração. O CISE é secretariado pela Secretaria de Controle de Informações de Participações Societárias da Eletrobras holding, responsável pela gestão de informações e documentos relativos à participação em sociedades.
- Aprovação de Manual de SPEs, que colaborará com o aprimoramento dos modelos de governança e gestão das Empresas Eletrobras que possuem participação em SPEs, por meio da proposição de práticas que fortalecem o desenvolvimento de novos negócios e a gestão dessas participações.
- Aprovação da “Política de Representantes em Sociedades de Propósito Específico”, em consonância com as melhores práticas do mercado, estabelecendo as diretrizes necessárias ao processo de seleção, indicação, avaliação de desempenho e capacitação dos representantes das Empresas Eletrobras na Administração e Conselho Fiscal das SPEs.

❖ Programa de Investimentos:

A Companhia realizou, em 2015, R\$ 10.393,79 milhões em termos de investimentos, equivalente a 73,48% do total orçado para o período, sendo que os investimentos não realizados na implantação da Usina Termonuclear de Angra III, cujo início de operação foi transferido para dezembro de 2020, não inversões financeiras em Teles Pires e menor investimento em obras de reforços e melhorias no Sistema de Transmissão de Energia Elétrica na Região Nordeste contribuíram para tal realização.

Natureza dos Investimentos (R\$ Milhões)	Orçado 2016	Orçado 2015	Realizado Total 2015	(%)	2014	2013	2012
Subtotal Investimentos Próprios	10.477,98	8.915,35	6.059,52	67,97%	6.264,54	7.259,06	5.924,11
Geração	4.500,97	3.007,14	2.162,98	71,93%	2.182,88	2.630,91	1.770,95
Transmissão	1.314,61	2.495,03	1.855,35	74,36%	2.111,04	2.281,84	1.638,74
Distribuição	1.343,25	1.402,11	791,20	56,43%	577,46	741,17	837,22
Manutenção - Geração	442,36	497,49	330,97	66,53%	393,75	427,40	511,56
Manutenção - Transmissão	1.402,57	502,23	405,51	80,74%	477,95	472,21	401,18
Manutenção - Distribuição	897,55	271,38	212,19	78,19%	151,35	204,38	218,78
Outros (Pesquisa, Infraestrutura e Qualidade ambiental)	576,67	739,97	301,33	40,72%	370,10	501,16	545,68
Subtotal Inversões Financeiras	2.683,00	5.229,51	4.334,26	82,88%	5.140,80	3.964,71	3.103,69
Geração	1.609,40	3.956,66	3.181,30	80,40%	3.703,65	3.219,39	2.109,14
Transmissão	1.073,60	1.272,85	1.152,96	90,58%	1.437,14	745,32	994,56
Total	13.160,98	14.144,86	10.393,79	73,48%	11.405,33	11.223,77	9.027,80

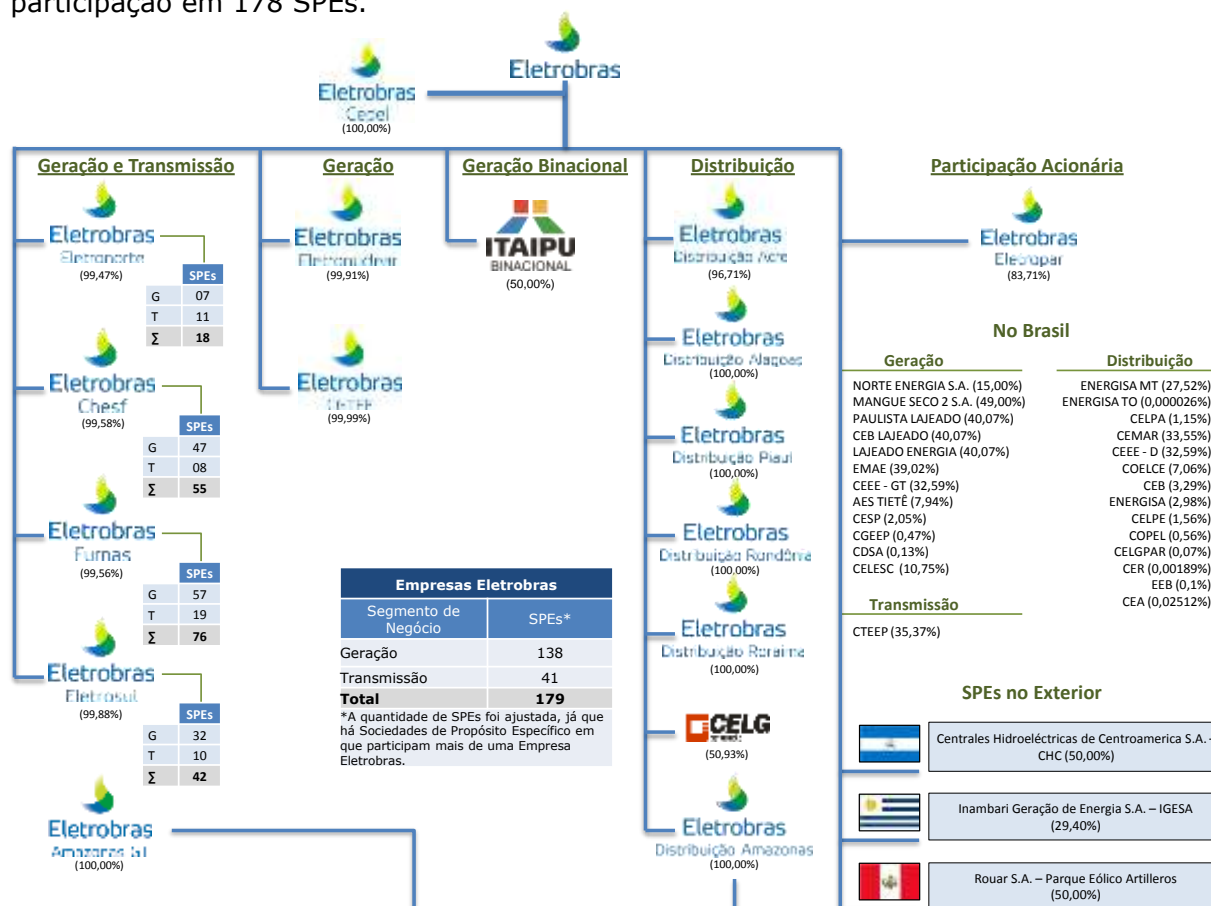
2.2. Estrutura Societária

A Eletrobras é uma sociedade anônima de economia mista federal, de capital aberto, e possui o controle acionário de 7 (sete) 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 Empresas Eletrobras possuem uma plataforma de marca integrada, a exceção da Celg D. Todas essas empresas em conjunto são denominadas "Empresas Eletrobras".

Destaca-se que com o avanço do processo de interligação de Manaus ao Sistema Interligado Nacional ("SIN"), foi criada a subsidiária Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A ("Amazonas GT"), dedicada a conduzir as atividades de geração e transmissão de energia elétrica do norte do país, como uma primeira etapa da desverticalização da subsidiária Amazonas Distribuidora de Energia S.A ("Amazonas Energia"). A Amazonas Energia se manterá exclusivamente dedicada a distribuição.

Merece ser destacado ainda que o controle acionário da Celg-Distribuição S.A ("Celg D") foi adquirido pela Eletrobras em 2015, sendo esta Companhia consolidada contabilmente desde setembro de 2014. Em 28 de dezembro de 2015, através da 164ª Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas da Eletrobras deliberaram pela venda da totalidade das ações da Celg D, pertencentes à Eletrobras, observando-se a legislação aplicável ao PND – Plano Nacional de Desestização.

A Companhia ainda possui 50% do capital social da Itaipu Binacional, 140 parcerias diretas para desenvolvimento, implantação e exploração de novos empreendimentos por meio de Sociedades de Propósito Específico ("SPEs") no Brasil, em sua maioria com participação de até 49% do capital social, e mais 3 parcerias em SPEs no exterior, além de participações minoritárias em 25 empresas de energia elétrica. Considerando participações diretas e indiretas, no Brasil e exterior, as Empresas Eletrobras possuem participação em 178 SPEs.



3. Panorama Econômico-Setorial e Regulatório

3.1. Panorama Econômico-Setorial

De acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, em 2015, o Produto Interno Bruto (PIB) do Brasil sofreu contração de 3,8% em relação ao ano anterior, resultado da queda de 3,3% do valor adicionado a preços básicos e da redução de 7,3% nos impostos sobre produtos.

O resultado do valor adicionado refere-se ao desempenho das três atividades que o compõem: agropecuária (1,8%), indústria (-6,2%) e serviços (-2,7%). Por sua vez, a redução dos impostos é decorrente, principalmente, do desempenho negativo da indústria de transformação e das importações de bens e serviços no ano.

Na análise da despesa, destaca-se a contração de 14,1% da formação bruta de capital fixo. Este recuo é justificado, em grande parte, pela queda da produção interna e da importação de bens de capital, sendo influenciado ainda pelo desempenho negativo da construção neste período. Em relação a 2014, a despesa de consumo das famílias caiu 4,0% e a despesa de consumo do governo caiu 1,0%.

No setor externo, as exportações de bens e serviços cresceram 6,1%, enquanto as importações de bens e serviços tiveram queda de 14,3%.

O processo de ajuste do mercado de trabalho intensificou-se nos meses recentes, quando houve aumento da taxa de desemprego e reduções de postos formais e dos rendimentos do trabalho. De acordo com a Pesquisa Mensal do Emprego (PME) do IBGE, que abrange seis regiões metropolitanas, a taxa de desocupação, em dezembro de 2015, foi estimada em 6,9%, registrando queda de 0,6 p.p. frente a novembro do mesmo ano. Em relação a dezembro de 2014 (4,3%), a taxa subiu 2,6 p.p. Em 2015, a média anual da população desocupada foi estimada em 1,7 milhão, contingente 42,5% superior à média de 2014 (1,2 milhão pessoas). Além de ser o maior crescimento anual da série, a elevação em 2015 interrompeu a trajetória de redução dessa população, iniciada em 2010. Ademais, a média anual do rendimento real da população ocupada (R\$ 2.265,09) registrou perda de 3,7% em relação a 2014, tendo sido a primeira queda registrada desde 2004.

A inflação medida pela variação do IPCA alcançou 10,67% em 2015 (contra 6,41% em 2014), permanecendo acima do limite superior da meta estabelecida pelo Conselho Monetário Nacional (CMN) no âmbito do regime de metas para a inflação. O consumidor passou a pagar mais caro por todos os grupos de produtos e serviços que compõem o custo de vida, especialmente pelas despesas relativas à habitação. O IGP-DI, que se caracteriza pela maior volatilidade quando comparado ao IPCA, alcançou 10,53% em 2015 (6,87% em 2014).

O déficit em transações correntes somou US\$58,9 bilhões em 2015 (déficit de US\$104,2 bilhões em 2014). A balança comercial registrou superávit de US\$19,7 bilhões em 2015, ante déficit de US\$4,0 bilhões em 2014. As exportações atingiram US\$191,1 bilhões e as importações, US\$171,5 bilhões (reduções respectivas de 15% e de 25% em relação ao resultado de 2014). No ano, a conta financeira acumulou captações líquidas de US\$56,7 bilhões. Os fluxos líquidos de investimentos diretos no país alcançaram US\$75,1 bilhões, uma redução de US\$21,8 bilhões em comparação ao resultado de 2014.

De acordo com o BCB, os resultados do balanço de pagamentos seguem confirmando a perspectiva de redução significativa no déficit em transações correntes, consistente com o cenário de depreciação da taxa de câmbio, que fechou o ano de 2015 em R\$3,90/US\$. O estoque de reservas internacionais, ao final de 2015, atingiu US\$356 bilhões no conceito caixa e US\$368,7 bilhões no conceito liquidez, diminuições respectivas de US\$7,1 bilhões e US\$5,3 bilhões em relação ao resultado de 2014. A posição da dívida externa bruta

estimada para o ano totalizou US\$337,7 bilhões. A dívida externa estimada de longo prazo atingiu US\$281,6 bilhões, enquanto o endividamento de curto prazo somou US\$56,1 bilhões.

Em relação ao consumo de energia elétrica, o cenário de menor nível da atividade econômica alinhado ao aumento das tarifas implicou na redução da demanda de energia no país. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE (Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica, nº 100, janeiro de 2016), o consumo total de energia no Brasil em 2015 foi de 464.683 GWh, uma retração de 2,1% em relação a 2014, conforme tabela a seguir. Os principais responsáveis por essa queda foram os setores industrial e residencial.

Consumo de Energia Elétrica na Rede (GWh)			
Classe	2015	2014	(%)
Brasil	464.683	474.823	-2,14%
Residencial	131.315	132.302	-0,75%
Industrial	169.574	179.106	-5,32%
Comercial	90.383	89.840	0,60%
Outros	73.411	73.575	-0,22%

Fonte: Comissão Permanente de Análise e Acompanhamento do Mercado de Energia Elétrica – COPAM/EPE.

A maior queda foi observada no setor industrial, 5,3% em relação ao acumulado de 2014. Ao longo de 2015, o consumo da classe apresentou quedas mensais, intensificadas no segundo semestre (redução de 7,7% no último trimestre, a maior do ano). Ademais, em 2015, 12 dos 13 maiores consumidores de eletricidade do ramo industrial tiveram resultados negativos. A metalurgia, ramo industrial que mais demanda energia no Brasil, liderou este quadro (-12,5%), seguido pelo segmento automotivo (-10,9%). Por sua vez, o segmento de extração de minerais metálicos, mesmo com o desastre ambiental em Mariana-MG, em novembro, foi o único segmento do setor industrial que apresentou aumento (10,0%), em virtude da extração do minério de ferro no Pará e em Minas Gerais.

O setor residencial apresentou redução de 0,7% em relação a 2014. Segundo a EPE, tal desempenho se deve à combinação de alguns fatores, por exemplo, o quadro econômico adverso e o aumento da tarifa média de eletricidade ao consumidor. Ademais, em 2015, a expansão de unidades consumidoras residenciais (2,5% em relação a 2014) ficou aquém da média histórica registrada desde 2004 (cerca de 3,5%).

Os estabelecimentos de comércio e de serviços apresentaram um aumento de 0,6% em relação a 2014. No entanto, o crescimento anotado em 2015 ficou longe da expansão registrada nos últimos cinco anos (superior a 6%, em média). O quadro econômico de baixa atividade e de incertezas no cenário de curto prazo, o enfraquecimento da atividade comercial e o recuo de investimentos no setor podem ter influenciado de modo significativo o desempenho do consumo de eletricidade da classe comercial.

A desaceleração econômica e a contração do PIB, conforme dados oficiais divulgados acima, afetaram as condições operacionais e financeiras que serão apresentadas neste Relatório.

3.2. Panorama Regulatório

No que diz respeito às concessões de geração, transmissão e distribuição das Empresas Eletrobras, conforme estabelecido pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica (“Aneel”) celebrar e gerir os referidos contratos, bem como fiscalizar as concessões de serviços públicos de energia elétrica.

Ao longo do ano de 2015 ocorreram acontecimentos importantes no ambiente regulatório do Brasil, dentre as quais se podem destacar:

- ❖ O Sistema de Bandeiras Tarifárias aplicado, a partir de 2015, nas contas de energia dos consumidores: A cada mês, as condições de operação do sistema são reavaliadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que define a melhor estratégia de geração de energia para atendimento da demanda e quais térmicas deverão ser acionadas. A depender do custo variável da térmica mais cara, define-se a bandeira a ser aplicada no mês subsequente. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicam se a energia custa mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. Assim, a partir deste cenário, quando a Aneel aprova o reajuste tarifário das distribuidoras, as tarifas não consideram um cenário mais caro para geração de energia, pois os custos das distribuidoras são estimados considerando um cenário favorável de geração, ou seja, um cenário em que a bandeira é verde. Desta forma, se o cenário for realmente favorável, a bandeira será verde e o consumidor não precisa pagar nada a mais pela energia. Entretanto, se os custos de geração forem maiores e for necessário acionar as bandeiras amarela ou vermelha, o consumidor paga as variações do custo de geração por meio das bandeiras aplicadas mensalmente, não precisando as Distribuidoras aguardarem o reajuste tarifário. O sistema de bandeiras é aplicado por todas as concessionárias conectadas ao Sistema Interligado Nacional – SIN e maiores informações podem ser obtidas no website da Aneel (www.aneel.gov.br).

	Bandeira Verde Condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.
	Bandeira Amarela Condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,025 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos.
	Bandeira Vermelha Condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,045 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

- ❖ A Regulamentação pelo Decreto no 8.461/2015 das condições para prorrogação das concessões de distribuição, por mais 30 (trinta) anos, desde que observados os critérios da (i) Eficiência da qualidade do serviço, a ser apurada por meio dos indicadores “Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora” – DEC e “Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora” – FEC ; (ii) Eficiência econômico-financeira, a ser apurada por meio do Ebitda e do nível de endividamento, conforme gráfico ao lado; (iii) Da modicidade tarifária; (iv) Transparência e Governança. Os contratos de concessão das Distribuidoras da Eletrobras venceram no dia 07 de julho de 2015, entretanto, continuam vigentes de forma temporária, por força do artigo 42 da Lei 8.987/1995. Por ocasião da 164ª Assembleia Geral de Extraordinária de Acionistas da Eletrobras, realizada em 28 de dezembro de 2015, o Conselho de Administração da Companhia propôs, através da respectiva Proposta de Administração www.eletrobras.com/elb/ri/assembleiasacionistas, que as renovações das concessões das distribuidoras da Eletrobras, a exceção da Celg D, estivessem condicionadas ao seguinte: (i) que o aporte de capital necessário para atender as metas exigidas pela Aneel fossem realizados diretamente pela União nas Distribuidoras; e (ii) que fossem adotadas as providências imediatas para venda das referidas distribuidoras até o final de 2016. Por solicitação do representante da União Federal, que pretendia estudar melhor o assunto e o



modelo a ser adotado no caso de decisão pela prorrogação das concessões de distribuição, foram retiradas de pauta as matérias concernentes à prorrogação dos contratos de concessão das subsidiárias Cepisa, Ceal, Eletroacre, Ceron, Boa Vista, Amazonas Energia, razão pela qual as referidas concessionárias solicitaram, em 28 de dezembro de 2015, a prorrogação do prazo para assinatura do respectivo termo aditivo, nos termos da Medida Provisória 706, de 28 de dezembro de 2015, que concedeu o prazo de 210 dias, contados daquela data, para que as referidas Distribuidoras assinem os termos aditivos. No prazo de 210 dias acima referido, as referidas distribuidoras da Eletrobras providenciarão novos estudos para submissão à nova Assembleia Geral Extraordinária da Eletrobras. No caso da CELG D, a prorrogação da concessão de serviços de distribuição foi aprovada, por mais 30 (trinta anos), por decisão da 164ª Assembleia Geral de Extraordinária, assim como a venda do controle acionário da referida Distribuidora, conforme será abordado no Capítulo 13 a seguir.

- ❖ **A Repactuação do Risco Hidrológico, conforme Medida Provisória nº 688/2015**, convertida na Lei nº 13.203/2015, e Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015: O Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE") é um arranjo financeiro que objetiva o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os geradores quando se busca a melhor utilização dos recursos hidrelétricos do Sistema Interligado. A redução do nível de contratação das geradoras sobre sua garantia física gera menor exposição ao curto prazo. No entanto, por outro lado, quanto maior o hedge feito pelas geradoras, maior a redução de receita. Esta ponderação, portanto, foi feita por cada gerador quando da estruturação de seus negócios. O GSF, que representa a expressão, em inglês, *Generation Scalling Factor*, significa o Fator de Ajuste da garantia física e representa o percentual de energia hidráulica que todos os participantes do MRE geram em relação ao total da garantia física hidráulica do MRE. Assim, quando o GSF é inferior a 100%, significa que as usinas estão gerando menos energia que o montante total de sua garantia física. Ocorre que, a partir de janeiro de 2014, ocorreu uma sensível redução da geração do MRE quando comparado com a garantia física total do MRE, retratando a situação hidrológica atípica dos últimos anos. Devido às condições estruturais do sistema terem sofrido fortes alterações, tendo como consequência a alteração substancial dos valores considerados pelos geradores hidrolétrico quando da estruturação de seus negócios, houve um amplo debate setorial sobre o GSF ao longo de 2015, seja no âmbito administrativo, regulatório, empresarial, judicial e legislativo. Neste cenário, a Lei nº 13.203/2015 e a Resolução Normativa da ANEEL 684/2015 foram editadas visando mitigar os efeitos financeiros adversos do GSF para os geradores, estabelecendo novos critérios para repactuação do risco hidrológico. Cabe ressaltar que, antes da publicação da Lei 13.203/2015, conforme mencionado acima, todo o risco hidrológico porventura existente era assumido exclusivamente pelos agentes de geração hidráulica participantes do MRE de forma que, quando o GSF apresentava valor inferior a 1,0, ou seja, a geração hidráulica total verificada ficava abaixo da garantia física total, a diferença era rateada entre todos os geradores hidráulicos do MRE, nas proporções de suas garantias físicas, ocasionando, dependendo da situação de contratação de cada um, uma necessidade de comprar energia no mercado de curto prazo. Em razão do ano de 2015 ter apresentado um elevado GSF, os efeitos financeiros para as geradoras foram relevantes. Entretanto, a partir da publicação da lei citada, os geradores que optaram pela repactuação de seus respectivos riscos, passaram a compartilhar o risco com os consumidores, mediante o pagamento de um determinado "prêmio de risco". As Empresas Eletrobras atuaram amplamente no debate do GSF junto à Aneel, ABRAGE e ao Ministério de Minas e Energia. Além desta atuação institucional, as Empresas Eletrobras, tal como outras geradoras hidráulicas, judicializaram a matéria visando obtenção de liminares judiciais para restringir o limite do GSF e o efeito do rateio da inadimplência dos demais agentes na CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Isto porque a judicialização por associações e algumas geradoras gerou uma "reação defensiva" dos demais

agentes, haja vista os elevados custos de rateio da conta de terceiros. A celebração do acordo previsto na Lei 13.203/2015 e a Resolução Normativa 684/2015 pressupõe a desistência desses processos judiciais. As Empresas Eletrobras optaram pela repactuação do risco, conforme tabela a seguir, e na avaliação dos produtos disponíveis levaram em conta os seguintes aspectos: perfil de comercialização da usina para os ambientes ACR - Ambiente de Contratação Regulada e ACL - Ambiente de Contratação Livre; estratégia de hedge; previsões de descontração; simulações energéticas, estudos de viabilidade econômico-financeira (VPL por tipo de produto), análise do impacto contábil; duração dos contratos de concessão, custo do prêmio de risco, análise jurídica, riscos adicionais de contratação de energia de reserva, projeções do PLD e destinação da energia secundária, dentre outros. A repactuação do risco hidrológico reduzirá os efeitos financeiros negativos para as companhias nos cenários de baixa hidraulicidade, como os verificados em 2014 e 2015, na medida em que parte do risco será transferida para os consumidores mediante o pagamento do prêmio de risco pela companhia para cada faixa de proteção escolhida. Além disso, a retroatividade da repactuação para janeiro de 2015 constituiu um fator importante para a tomada de decisão das empresas controladas pela Eletrobras. Para maiores detalhes dos efeitos do GSF em 2015 verificar Capítulo 12.

Repactuações GSF Empresas Eletrobras - Ambiente de Contratação Regulado - ACR ⁽¹⁾						
Empresa ⁽⁴⁾	Usina	Montante a Repactuar (MWmédio)	Produto da Repactuação ⁽³⁾	Prêmio de Risco Unitário (R\$/MWh)	Resultado a ser ressarcido referente aos efeitos da repactuação no ano 2015 (R\$/MWh)	Prazo de Postergação do Pagamento do Prêmio a partir de janeiro de 2016 para ressarcimento de 2015
Eletronorte	UHE Tucuruí ⁽²⁾	1.063 (2016)	SP100	9,5	33,55	4 anos e 6 meses
		280 (2017-2019)				
Furnas	UHE Serra da Mesa	644	SP100	9,5	33,55	4 anos e 6 meses
	UHE Mascarenhas de Moraes	269	SP100	9,5	33,55	4 anos e 6 meses
	UHE Itumbiara	230	SP100	9,5	33,55	4 anos e 6 meses
	UHE Manso	90	SP100	9,5	33,55	4 anos e 6 meses
	UHE Simplício	187	SP100	9,5	33,55	4 anos e 6 meses
	UHE Batalha	47	SP100	9,5	33,55	4 anos e 6 meses
Eletrosul	UHE Passo São João	37	SP92	2,5	18,26	13 anos e 3 meses
	UHE São Domingos	36	SP92	2,5	18,26	13 anos e 3 meses
Amazonas GT	UHE Balbina	132	SP100	9,5	33,55	4 anos e 6 meses

⁽¹⁾ No que tange ao Ambiente de Contratação Livre - ACL, as equipes técnicas das empresas Eletrobras, após o exame dos termos de anuência da Resolução Normativa 684/2015, da Lei 13.203/2015 e das especificidades de cada uma das suas usinas, e considerando ainda o nível de incertezas envolvidas, como por exemplo, as condições em que se realizarão os leilões de energia de reserva previstos, resolveram não repactuar o risco hidrológico de suas usinas relativos aos montantes comercializados no ACL. Ressalta-se que esta decisão está alinhada com o que foi praticado pelos demais agentes geradores do mercado no âmbito do ACL;

⁽²⁾ Haverá descontração no ACR a partir de 2017;

⁽³⁾ Os produtos SP são aqueles em que o gerador abre mão da possibilidade de comercialização de energia secundária. O índice, que varia de “100” a “89” significa o nível de proteção pelo qual o gerador quer pagar. O produto “SP100” protege o gerador para qualquer valor de GSF, ou seja, “a partir de 100%” (para menor), o gerador não corre risco. Por esta característica – proteção total contra os efeitos do GSF – é um dos produtos mais caros da cesta oferecida pela ANEEL. O produto “SP92”, por sua vez, protege o gerador a partir de um GSF de 0,92 ou menores, ou seja, o gerador aceita arcar com até 8% de GSF. Assim, é um produto relativamente mais barato que o “SP100”. Outra diferença entre ambos é que o valor a ser ressarcido pela exposição referente aos efeitos da repactuação no ano de 2015 (R\$/MWh) é maior no produto SP100, como pode ser visto na tabela acima;

⁽⁴⁾ A não adesão da subsidiária Chesf está relacionada às especificidades de alocação e repasse de grande parte do risco hidrológico da UHE Sobradinho para os consumidores eletrointensivos em função da Lei 13.182/2015.

Repactuação GSF Sociedades de Propósito Específico					
SPE	Empresas Eletrobras	Usina	Repactuação ACR	Repactuação ACL	Produto repactuado ACR
Energética Águas de Pedra	Eletronorte/Chesf	UHE Dardanelos	Sim	Não	SP90
ESBR*	Chesf/ Eletrosul	UHE Jirau	n/d	n/d	SP90
Baguari Energia	Furnas	UHE Baguari	Sim	Não	SP97
Teles Pires Participações S/A	Furnas/Eletrosul	UHE Teles Pires	Não	Não	Não Aplicável
Enerpeixe S/A	Furnas	UHE Peixe Angical	Sim	Não	Aneel não aprovou
Chapecoense	Furnas	UHE Foz do Chapecó	Sim	Não	SP100
Retiro Baixo	Furnas	UHE Retiro Baixo	Sim	Não	SP97
Santo Antônio Energia**	Furnas	UHE Santo Antônio	Sim	Não	SP93
Serra do Facão Energia	Furnas	UHE Serra do Facão	Sim	Não	SP100
Cia Energética Cruzeiro do Sul	Eletrosul	UHE Mauá	Sim	Não	SP92

* UHE Jirau: A tabela acima refere-se à parcela do Leilão 002/2011 (A-3). A repactuação da parcela referente ao Leilão 05/2008 foi pelo produto SP92.

** UHE Santo Antônio: Solicitou repactuação condicionada ao aceite da Aneel em relação ao parcelamento das liquidações na CCEE, sendo que a Aneel ainda não se posicionou.

- ❖ **A Prorrogação, por 30 (trinta) anos, das concessões da UHE Sobradinho e UHE Itumbiara**, pertencentes à Chesf e à Furnas respectivamente, conforme autorizada pela Lei nº 13.182/2015, em condições diversas daquelas estabelecidas pela Lei 12.783/2013, assegurando a continuidade do fornecimento de energia a custos competitivos para os consumidores eletrointensivos do Nordeste, no caso da UHE Sobradinho, estendendo o mesmo procedimento para os consumidores assemelhados do Sudeste/Centro-Oeste, no caso da UHE Itumbiara. Com a prorrogação destes contratos de fornecimento de energia com industriais e a consequente prorrogação das concessões em referência, as empresas da Eletrobras garantiram uma importante fonte de recursos financeiros para investimento. Esta Lei também criou o Fundo de Energia do Nordeste – FEN e o Fundo de Energia do Sudeste e do Centro-Oeste – FESC, que proverão recursos para execução de empreendimentos de energia elétrica e serão abastecidos por Chesf e Furnas com os recursos resultantes da diferença entre a receita dos contratos celebrados com os consumidores e o valor que exceder à aplicação da tarifa calculada pela ANEEL, nos termos da Lei nº 12.783/2013, deduzidos de impostos e encargos. Esta diferença será aportada nos fundos de forma progressiva. Os empreendimentos de energia elétrica financiados por tais fundos deverão ser organizados na forma de SPE, nas quais a participação acionária permitida à Chesf e Furnas é de até 49%, e ter rentabilidade estimada que atenda, no mínimo, ao custo de capital próprio da Eletrobras. Para maiores informações acerca dessas concessões, ver comunicados ao mercado disponíveis no website da Eletrobras no endereço www.eletrobras.com/elb/ri/comunicadosefatosrelevantes.
- ❖ **2ª Tranche das Indenizações da Lei 12.783/2013**, conforme previsto nas Resoluções Normativas 596/2013 (geração) e 589/2013 (transmissão), que não

foram consideradas inicialmente na 1ª tranche das indenizações que fora reconhecida quando da publicação da Lei 12.783/2013 no valor de R\$ 14,437 bilhões, data base dezembro de 2012. Conforme pode ser observado na tabela a seguir, o valor total pleiteado, a título de 2ª Tranche, supera R\$ 26,0 bilhões, na data base de dezembro de 2012. De acordo a legislação, a remuneração que vier a ser definida incidirá desde a referida data base até a data do efetivo pagamento. Até dezembro de 2015, estavam homologados pela Aneel, as indenizações pleiteadas por Eletrosul e Furnas, correspondentes à parcela dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações da Rede Básica Sistema Existente – RBSE e Demais Instalações de Transmissão – RPC, ainda não depreciados e não amortizados, conforme previsto no parágrafo segundo do artigo 15 da Lei nº 12.783/13, que totalizam R\$ 10,007 bilhões. A Eletrobras tem participado de discussões no âmbito das associações de classe, Aneel e Ministério de Minas e Energia para viabilizar o início desses pagamentos a partir 2016, com rentabilidade adequada ao custo de capital próprio e líquida de impostos, uma vez que será uma importante fonte de recursos para os investimentos da Eletrobras. Entretanto, até dezembro de 2015, não houve regulamentação acerca das condições de pagamento das referidas indenizações e, por esta razão, ainda não foram contabilizadas nas Demonstrações Financeiras da Eletrobras.

2a Tranche: Valor Pleiteado R\$ 26.427 milhões						
Empresas Eletrobras	Valor Contabilizado (R\$ milhões)		Valor Pleiteado (R\$ milhões)		Valor Homologado (R\$ milhões) ⁽¹⁾	
	Geração ⁽²⁾	Transmissão	Geração	Transmissão	Geração	Transmissão
Eletronorte	-	1.733	-	2.926	-	-
Chesf	697	1.589	4.802	5.627	-	-
Furnas	996	4.530	1.312	10.699	-	9.000
Eletrosul	-	514	-	1.061	-	1.007
Total	1.693	8.366	6.114	20.313	-	10.007

Valores com data base de Dezembro de 2012.

⁽¹⁾ Os valores homologados somente serão reconhecidos no Resultado da Companhia após definição final do valor e regulamentação das condições de pagamento pelo Poder Concedente.

⁽²⁾ Os ativos de geração termoeletrica não foram contemplados pela ReN ANEEL 596/2014. Contabilizados são mais R\$ 557 milhões em Furnas e R\$ 357 milhões na CGTEE.

- ❖ **Iniciado o processo de desverticalização da Amazonas Energia que, atualmente, ainda é titular de concessão para a exploração dos serviços públicos de:** (i) distribuição de energia elétrica, nos termos do Contrato de Concessão nº 20/2001, celebrado em 21 de março de 2001; e (ii) geração e transmissão de energia elétrica, nos termos do Contrato de Concessão nº 001/2010, celebrado em 22 de junho de 2010. Entretanto, tendo em vista a interligação do Sistema Isolado da Região Norte, operado pela Amazonas Distribuidora, ao Sistema Interligado Nacional ("SIN"), a Amazonas Distribuidora passou a estar submetida às restrições previstas no parágrafo quinto do Artigo 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, segundo a qual as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do SIN não podem desenvolver atividades de geração ou transmissão de energia elétrica ou deter participações societárias, de forma direta ou indireta, em empresas que desenvolvam tais atividades. Além disso, de acordo com o parágrafo sétimo do mesmo artigo 4º da Lei nº 9.074, as concessionárias ou autorizadas de geração também não podem ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN. Dessa forma, visando segregar as atividades de geração e transmissão de energia elétrica que vem sendo exercidas pela Amazonas Energia ("Atividades GT") de sua atividade de distribuição de energia elétrica, em observância às exigências legais acima citadas, iniciou-se processo junto à ANEEL para a implementação da desverticalização da Amazonas Energia por meio do destaque de parcela do seu acervo relacionada às atividades

GT, a qual seria então vertida e registrada em nova sociedade, a Amazonas Geração e Transmissão S.A, o que foi autorizado por meio das Resoluções Autorizativas nº 4.244, de 16 de julho de 2013, e nº 4.836, de 16 de setembro de 2014. Nesse contexto, em 22 de junho de 2015, através da 162ª Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas da Eletrobras aprovaram o processo de desverticalização, conforme modelagem aprovada pela ANEEL, o que está em andamento. Para maiores informações a respeito da modelagem da desverticalização, verificar a Proposta de Administração da 162ª AGE disponível no endereço www.eletrobras.com/elb/ri/assembleiasacionistas.

- ❖ **Edição de diversas regulamentações que visaram melhorar as condições para a expansão da geração distribuída:** Geração distribuída, como o próprio nome sugere, é um conceito que nasceu em oposição à ideia de “geração centralizada ou concentrada”, que é o modelo predominante hoje, ou seja, a energia é gerada em grandes empreendimentos e em quantidades maciças, que atendem entre milhares e milhões de consumidores. Na geração distribuída, parte dos atuais consumidores (residências, condomínios, shopping centers, por exemplo) passaria a gerar energia em suas instalações, por meio de instalações fotovoltaicas ou eólicas, por exemplo. Esta energia seria utilizada para consumo próprio e para o fornecimento ao sistema (distribuição ou transmissão) no caso da produção de excedentes. A incerteza da disponibilidade e quantidade da energia proveniente de geração distribuída gera dificuldade para o controle da distribuição e do despacho das grandes fontes, mas, por outro lado, tem potencial para reduzir a necessidade de investimentos em grandes obras, normalmente associadas a impactos sociais e ambientais. Através da Resolução Normativa nº 687/2015, foi criado o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, permitindo que o consumidor instale pequenos geradores (tais como painéis solares fotovoltaicos e microturbinas eólicas, entre outros) em sua unidade consumidora e troque energia com a distribuidora local com objetivo de reduzir o valor da sua fatura de energia elétrica. Estes aprimoramentos criaram uma série de facilidades e estímulos para a este tipo de geração, como a geração compartilhada ou em condomínio, que possibilitará que diversos interessados instalem uma central de micro ou mini geração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das suas faturas. Em dezembro de 2015, o Ministério de Minas e Energia editou a Portaria Nº 538/2015-MME que instituiu o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia – ProGD Elétrica, criando linhas de financiamento que desonera a importação de equipamentos e melhora o retorno financeiro dos investimentos neste tipo de geração.

Além dos destaques acima, durante o ano de 2015, a Eletrobras participou de diversas Audiências Públicas instauradas pela Aneel, dentre as quais destacamos, a Audiência Pública nº 32/2015, que tratou do Generation Scaling Factor – GSF, conforme acima abordado, e a Audiência Pública nº 57/2015, que possibilitou mitigar, em especial para as transmissoras, as variações de custos e faturamento decorrentes da menor arrecadação da CDE, em razão de decisão liminar obtida pela Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - ABRACE que desobrigou seus associados do pagamento de parcela da CDE, tendo como consequência o repasse desses custos para os demais consumidores de energia elétrica não associados da ABRACE.

Outro ponto de extrema importância foi a atuação da Eletrobras para incentivar o aprimoramento da Resolução Normativa Aneel nº 063/2004, que trata dos procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, tendo como resultado positivo que, em dezembro de 2015, a Diretoria da Aneel decidiu pela

reabertura da Audiência Pública nº 77/2011 para tratar do aprimoramento da referida resolução.

No decorrer do exercício de 2015, ocorreram também os Reajustes Tarifários Anuais das Distribuidoras da Eletrobras ("EDE"), com as seguintes datas base: Alagoas e Piauí em 28 de agosto; Amazonas e Boa Vista em 01 de novembro; Acre e Rondônia em 30 de novembro e Celg-D em 12 de setembro, tendo sido os resultados homologados pela Aneel, conforme quadro a seguir.

Índice de Reajuste Tarifário - IRT 2015	Eletoacre	Ceal	Amazonas Energia	Cepisa	Ceron	Boa Vista	Celg-D
IRT Econômico	26,16%	13,48%	35,76%	10,85%	48,08%	38,83%	35,43%
Parcela A	22,03%	12,24%	34,64%	9,81%	45,50%	36,62%	33,69%
Parcela B	4,13%	1,24%	1,12%	1,04%	2,58%	2,21%	1,74%
Componentes Financeiros	11,00%	9,13%	-8,48%	7,19%	-9,67%	-7,13%	7,26%
IRT Total	37,16%	22,61%	27,28%	18,04%	38,41%	31,70%	42,69%
Diferimento	0	0	0	0	0	0	0
Efeito Médio Consumidor Cativo (Final)	9,49%	6,48%	40,54%	5,53%	13,41%	41,52%	6,89%

Parcela A: custos não-gerenciáveis, pois independem de controle da concessionária, tais como encargos e tributos legalmente fixados; Parcela B: custos gerenciáveis pela concessionária, tais como: despesas de operação e manutenção (pessoal, material, serviços de terceiros, despesas gerais), quotas de depreciação e remuneração de capital, investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Eficiência Energética e especificamente os tributos Pis e Cofins.

O *ranking* a seguir apresenta o posicionamento das Empresas de Distribuição da Eletrobras em relação às tarifas residenciais ("B1"), homologadas pela ANEEL para o período de vigência de 2015 a 2016, expressas na unidade R\$/kWh (reais por quilowatt-hora), não contemplando tributos e outros elementos que fazem parte de sua conta de luz como Taxa de Iluminação Pública e Encargo de Capacidade Emergencial. Os valores relativos à cobrança dos tributos passaram a ser considerados em destaque na conta de luz.

Tarifa B1 - Residencial		
Ranking	Concessionária	Tarifa (R\$/MWh)
1	Concorrente com maior tarifa	589,08
23	Ceron	492,35
31	Celg-D	466,6
36	Eletoacre	463,27
42	Amazonas Energia	443,51
44	Cepisa	439,87
52	Ceal	414,02
53	Boa Vista Energia	406,64
56	Concorrente com menor tarifa	375,90

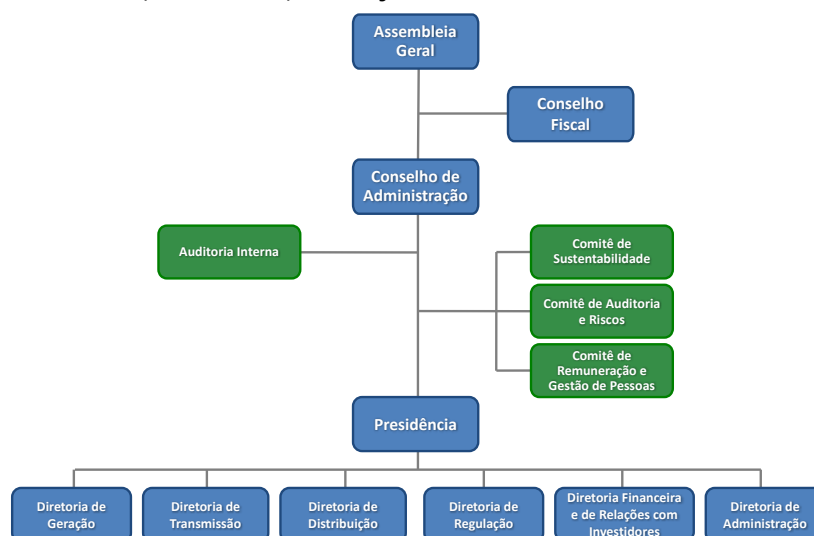
No caso da Amazonas Energia, o reajuste tarifário anual ocorreu nos termos da Resolução Homologatória da ANEEL nº 1.980/2015, porém, o Ministério Público do Estado do Amazonas juntamente com outros órgãos de defesa do consumidor, em novembro de 2015, obtiveram liminar no âmbito de ação civil pública ajuizada em desfavor da Amazonas Distribuidora de Energia e da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, para não aplicar o reajuste tarifário 2015, liminar esta que foi suspensa em janeiro de 2016. No caso da Boa Vista, o reajuste tarifário médio homologado foi de 41,52%, com aplicação a partir de novembro de 2015, entretanto, tal reajuste ainda não pôde ser aplicado nas tarifas da referida concessionária, devido a liminar concedida pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região que impede o reajuste, atendendo ao pedido do Procon da

Assembleia Legislativa de Roraima. Assim, a tarifa da Boa Vista (Roraima) atualmente praticada é a mesma de 2014, da ordem de R\$ 289, 78/MWh, e não aquela indicada no ranking acima.

4. Governança Corporativa

"(...) Boas práticas de governança corporativa repercurtem na redução do seu custo de capital, o que aumenta a viabilidade do mercado de capitais como alternativa de capitalização." (Recomendações da CVM sobre Governança Corporativa, junho/2002)

O modelo de governança corporativa da Eletrobras conta com Assembleia Geral de Acionistas, Conselho de Administração (CAE), Conselho Fiscal (CF) e Diretoria Executiva (DEE). Ligados ao Conselho de Administração da Eletrobras estão a Auditoria Interna e três comitês de apoio ao referido Conselho: (i) Sustentabilidade, (ii) Auditoria e Riscos e (iii) Remuneração e Gestão de Pessoas, Materiais, Serviços e outros. 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. Todos os requisitos e funções dos órgãos de governança estão estabelecidos no Estatuto Social da Companhia e nos respectivos Regimentos Internos, além da necessidade de observância da legislação em vigor.



Os Manuais dos Conselheiros de Administração e Fiscais Representantes das Empresas Eletrobras, o Guia de Orientação dos Conselheiros de Administração e a Política de Representantes em Sociedade de Propósito Específicos - SPE são alguns dos principais documentos que estabelecem diretrizes para atuação, seleção, indicação, avaliação e capacitação de representantes das Empresas Eletrobras em órgãos de governança. Estes e outros instrumentos de gestão e governança corporativa, desenvolvidos pela Eletrobras, de acordo com as melhores práticas, estão disponibilizados no website da Companhia no endereço www.eletrobras.com/instrumentosgestaoepoliticas.

Conforme disposto no Estatuto Social, o Conselho de Administração da Eletrobras se reunirá pelo menos 2 (duas) vezes ao ano com a presença dos auditores externos. Os membros do Conselho Fiscal assistirão às reuniões do Conselho de Administração ou da Diretoria Executiva em que se deliberar sobre assuntos em que devam opinar.

Em 2015, foram realizadas 3 (três) reuniões conjuntas do Conselho de Administração e Conselho Fiscal.

O Regimento Interno do Conselho de Administração dispõe que, por proposta do Presidente ou de qualquer conselheiro, será facultada a participação de membros da diretoria às reuniões do Conselho de Administração, visando instruir e esclarecer as matérias submetidas à deliberação, devendo suas manifestações constar da ata dos trabalhos quando os membros do Conselho entenderem necessário.

A Eletrobras desenvolve e atualiza continuamente instrumentos para o fortalecimento da governança corporativa, os quais estão disponíveis em seu website, tendo como principal gestor destes instrumentos a área de Governança Corporativa.

Instrumentos de Gestão e Governança Corporativa

- Estatuto Social
- Regimento Interno do Conselho de Administração
- Regimento Interno do Conselho Fiscal
- Regimento Interno dos Comitês
- Código das Práticas de Governança Corporativa da Eletrobras
- Código de Ética
- Diretrizes Antitruste
- Política de Transação entre Partes Relacionadas
- Política de Representantes em Sociedades de Propósito Específico (SPE)
- Guia de Orientação dos Conselheiros de Administração
- Manual de Divulgação e Uso de Informações Relevantes e Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão da Eletrobras
- Manual de Orientação do Conselheiro de Administração Representante das Empresas Eletrobras
- Manual de Orientação do Conselheiro Fiscal Representante da Eletrobras
- Manual para Participação em Assembleias de Acionistas da Eletrobras
- Manual do Programa Anticorrupção das Empresas Eletrobras
- Plano Estratégico das Empresas Eletrobras

www.eletrobras.com > Sustentabilidade > Governança Corporativa > Instrumentos de Gestão e Políticas

❖ **Papel dos Empregados na Governança Corporativa:**

Desde 2012, a Eletrobras realiza, anualmente, através de uma Comissão Eleitoral composta por 6 (seis) membros, sendo 3 (três) representantes das entidades sindicais, a eleição para a escolha direta do representante dos empregados junto ao Conselho de Administração. Essa eleição é regida pela Lei nº 6.404/76, pela Lei nº 12.353/10, pela Portaria nº 026/2011 do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão (MPOG), pela Cláusula do Acordo Coletivo de Trabalho Nacional em vigor e pelo Estatuto Social Eletrobras..

São elegíveis os empregados ativos da empresa, estando impedidos aqueles que possuem condenação criminal transitada em julgado, por crime de peculato, por crime contra a economia popular, crime contra a fé pública ou a propriedade ou que possuam, ainda que temporariamente, alguma vedação que impeça o acesso a cargos públicos ou empregos públicos. Não podem se candidatar os requisitados e os contratados na empresa para cargos de livre nomeação e exoneração.

O sistema de votação eletrônica utilizado é uma ferramenta de TI com rastreabilidade e confiabilidade asseguradas por uma série de mecanismos próprios, colocados sob análise durante todo o processo eleitoral. A empresa assegura acesso à votação, que é secreta, a todos os seus empregados ativos, colocando o sistema em funcionamento em sua intranet e na internet por meio de mecanismo reservado aos empregados (extranet).

O Conselheiro representante dos empregados é eleito para um mandato de um exercício social, a contar da data da posse, de acordo com o Estatuto Social da Companhia, e tem as mesmas funções dos demais Conselheiros de Administração, sendo-lhe legalmente vedado apenas participar de quaisquer discussões e/ou deliberações de natureza trabalhista, por configurar conflito de interesse.

4.1. Assembleias Gerais de Acionistas

De acordo com o Estatuto Social da Eletrobras, as deliberações da assembleia serão tomadas por maioria de votos, sendo o voto de cada representante de acionista proporcional à sua participação acionária no capital da Companhia. Há limitação ao

exercício do direito de voto para as ações preferenciais, conforme o disposto no art. 7º, inciso II, do Estatuto Social da Eletrobras.

Em 2015, realizou-se 01 (uma) Assembleia Geral Ordinária que aprovou as Demonstrações Financeiras Completas referentes ao exercício social de 2014, a destinação do resultado do exercício e distribuição de juros sobre o capital próprio referentes ao exercício de 2014, a eleição dos membros do Conselho de Administração, incluindo o seu Presidente, e de membros do Conselho Fiscal e respectivos suplentes, e a remuneração global dos Administradores e dos membros efetivos do Conselho Fiscal.

Ainda em 2015, foram realizadas 03 (três) Assembleias Gerais Extraordinárias que aprovaram, respectivamente os seguintes assuntos: (i) Desverticalização da Amazonas Distribuidora de Energia S.A, conforme abordado no Capítulo 3; (ii) Homologação e eleição de novos membro para o Conselho de Administração e Conselho Fiscal e respectivos suplentes, cujos mandatos encerrar-se-ão na primeira Assembleia Geral Ordinária de 2016; e (iii) Prorrogação da concessão da Celg Distribuição S.A.- CELG D e a alienação pela Eletrobras do controle acionário da referida Distribuidora, conforme abordado nos Capítulos 3 e 13.

4.2. Direito dos Acionistas

❖ Direito de Voto:

- **Ações Ordinárias:** As ações ordinárias, de emissão da Companhia, gozam de direito de voto, conferindo a seus titulares 01 (um) voto cada, observadas as exceções previstas em Lei.
- **Ações Preferenciais Classe A:** As ações preferenciais classe A, de emissão da Companhia, não gozam de direito a voto, observadas as exceções previstas em Lei.
- **Ações Preferenciais Classe B:** As ações preferenciais classe B de emissão da Companhia não gozam de direito a voto, observadas as exceções previstas em Lei.

Durante o exercício de 2015, em razão do disposto no parágrafo primeiro do artigo 111 da Lei 6.404/76, os acionistas titulares de ações preferenciais tiveram direito de voto nas Assembleias Gerais de Acionistas, observadas as disposições legais, e conservarão o supracitado direito até que a Companhia retorne o pagamento dos dividendos preferenciais previstos no Estatuto Social da Companhia.

❖ Direito a Reembolso de Capital:

Qualquer um dos acionistas da Companhia dissidentes de deliberações específicas previstas na Lei 6.404/76, tomadas em assembleia geral poderá retirar-se da Companhia, mediante o reembolso do valor de suas ações, com base no valor patrimonial. Entretanto, não é qualquer matéria que enseja o referido direito, mas tão somente hipóteses taxativas que se encontram previstas na Lei 6.404/76, mais especificadamente nos artigos 137, 221, 223, parágrafo quarto, 236, parágrafo único, 252, parágrafo primeiro; e 256, parágrafo segundo. Trata-se, portanto, de direito a ser exercido apenas em situações excepcionais, nos termos expressos da referida Lei, não se admitindo interpretação extensiva.

Neste sentido, é importante esclarecer que o não pagamento dos dividendos prioritários dos acionistas preferenciais, em razão de ausência de lucro líquido distribuível no exercício, por exemplo, não enseja direito de retirada, posto que não há, neste caso, alteração do estatuto social no que concerne às preferências, vantagens e condições de resgate ou amortização das ações preferenciais.

De acordo com o Estatuto Social vigente, as ações preferenciais têm prioridade no reembolso do capital.

Além desses direitos, conforme disposto no artigo 11 do Estatuto Social da Eletrobras, os agrupamentos ou desdobramentos serão feitos a pedido do acionista, correndo por sua conta as despesas com a substituição dos títulos, que não poderão ser superiores ao custo. Os serviços de conversão, transferência e desdobramento de ações poderão ser transitoriamente suspensos, observadas as normas e limitações estabelecidas nas Leis números 6.404/76 e 11.638/07, com suas alterações.

❖ **Destinação do Lucro Líquido:**

A política de governança corporativa da Eletrobras, conforme expressa no parágrafo primeiro do artigo 45 do Estatuto Social, assegura a seus Acionistas o direito, em cada exercício, a dividendos e/ou juros de capital próprio não inferiores a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado, na forma da Lei 6.404/76.

Em conformidade com a Lei 6.404/76, os dividendos somente podem ser distribuídos, depois de efetuada a dedução, antes de qualquer participação, dos prejuízos acumulados e da provisão para o Imposto sobre a Renda. A referida Lei autoriza que a Companhia pague dividendos à conta do lucro líquido do exercício, de lucros acumulados ou de reserva de lucros (excluída a reserva legal). Entretanto, a utilização da reserva de lucros para pagamento de dividendos é uma faculdade da Companhia.

O Estatuto Social não estabelece que a reserva de capital possa ser usada para pagamentos de dividendos.

O Estatuto Social estabelece que sobre o lucro líquido do exercício: (i) 5% (cinco por cento) será destinado, antes de qualquer outra destinação, para a reserva legal, até o limite máximo previsto na Lei 6.404/76, que atualmente é de 20% do capital social; (ii) 1% (um por cento) será destinado à constituição de reserva para estudos e projetos de viabilidade técnica-econômica do setor de energia elétrica, cujo saldo acumulado não poderá exceder a 2% (dois por cento) do capital social integralizado; (iii) 50% (cinquenta por cento) será destinado à reserva de investimentos das empresas concessionárias de serviço público de energia elétrica, cujo saldo acumulado não poderá exceder a 75% (setenta e cinco por cento) do capital social integralizado; e (iv) até 1% (um por cento) será destinado para atender a prestação de assistência social aos empregados da Companhia, observado o limite de 1% (um por cento) do capital social integralizado.

As ações preferenciais da classe "A" terão prioridade no recebimento dos dividendos distribuídos em cada exercício social, estes incidentes à razão de 8% (oito por cento) ao ano sobre o capital relativo a essa espécie e classe de ações, a serem entre elas rateados igualmente, em conformidade com o parágrafo primeiro do artigo 8º do Estatuto Social.

As ações preferenciais da classe "B", por sua vez, terão prioridade no recebimento dos dividendos distribuídos em cada exercício social, estes incidentes à razão de 6% (seis por cento) ao ano, sobre o capital relativo a essa espécie e classe de ações, a serem entre elas rateados igualmente, em conformidade com o parágrafo segundo do artigo 8º do Estatuto Social.

As ações preferenciais participarão, em igualdade de condições, com as ações ordinárias na distribuição dos dividendos distribuídos em cada exercício social, depois de assegurado às ações ordinárias um dividendo cujo valor seja o menor daqueles atribuído às classes preferenciais. É garantido às ações preferenciais o direito ao recebimento de dividendos distribuídos no exercício social, por cada ação, pelo menos 10% (dez por cento maior) do

que o atribuído a cada ação ordinária no respectivo exercício, conforme disposto nos parágrafos terceiro e quarto do artigo 8º do Estatuto Social.

❖ **Declaração de Dividendos ou Juros sobre Capital Próprio:**

O Estatuto Social determina a realização de uma Assembleia Geral Ordinária de Acionistas até o dia 30 de abril de cada ano, em dia e hora previamente fixados, para deliberar, dentre outros assuntos, sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos ou JCP.

• **A quem pertence os Dividendos:**

Nos termos da Lei 6.404/76, os dividendos são devidos aos acionistas registrados como proprietários ou usufrutuário da ação, na data da declaração dos dividendos.

• **Dividendos Intermediários e Juros Sobre Capital Próprio:**

O Conselho de Administração da Companhia poderá deliberar sobre a declaração de dividendos intermediários e sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio, por proposta da Diretoria Executiva, nos termos do inciso XXII do Artigo 25 do Estatuto Social.

Em conformidade com o parágrafo terceiro do artigo 45 do Estatuto Social, o valor dos juros, pagos ou creditados, a título de juros sobre o capital próprio, nos termos do parágrafo sétimo do artigo 9 da Lei no 9.249, de 26 de dezembro de 1995 e da legislação pertinente, poderá ser imputado aos titulares de ações ordinárias e ao dividendo anual mínimo das ações preferenciais, integrando tal valor ao montante dos dividendos distribuídos pela Eletrobras, no exercício em referência, para todos os efeitos legais.

• **Pagamento de Dividendos:**

Os dividendos deverão ser pagos no prazo de 60 (sessenta) dias, a contar da data em que forem declarados, salvo se houver deliberação em contrário da Assembleia Geral de Acionistas, sendo que, em qualquer caso, esse pagamento deverá ocorrer dentro do mesmo exercício social em que os dividendos tiverem sido deliberados pela Assembleia Geral Ordinária.

O parágrafo segundo do artigo 45 do Estatuto Social estabelece que os valores dos dividendos e dos juros sobre capital próprio, devidos aos acionistas, sofrerão incidência de encargos financeiros previstos na legislação específica vigente, a partir do encerramento do exercício social até o dia do efetivo recolhimento ou pagamento, sem prejuízo da incidência de juros moratórios, quando esse recolhimento não se verificar na data fixada pela Assembleia Geral de Acionistas.

Atualmente, encontra-se em vigor o parágrafo quarto do artigo 1º do Decreto número 2.673, de 16 de julho de 1998, que determina que sobre os valores dos dividendos e dos juros sobre capital próprio devidos aos acionistas aplicar-se-á a Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - Selic, divulgada pela Receita Federal do Brasil, a partir do encerramento do exercício social até o dia do efetivo recolhimento ou pagamento.

• **Prescrição:**

Os dividendos não reclamados no prazo de 3 (três) anos, contados da data em que tenham sido postos à disposição dos acionistas, reverterão em benefício da Companhia.

4.3. Conselho de Administração

Cabe ao Conselho de Administração da Eletrobras ("CAE") a fixação das diretrizes estratégicas e suas competências estão estabelecidas no Estatuto Social da Companhia. As regras para o funcionamento do colegiado são definidas em Regimento Interno. Conforme disposto no Estatuto Social, o Presidente da Eletrobras será escolhido dentre os membros do Conselho de Administração, não podendo a mesma pessoa ocupar os cargos de Presidente da Companhia e Presidente do Conselho de Administração. O Conselho de Administração da Eletrobras possui dez membros, sete dos quais indicados pelo acionista majoritário; um pelos acionistas minoritários ordinários; um pelos minoritários preferenciais; e uma vaga pertencente ao representante dos empregados. No ano de 2015, o Conselho contou com uma participação feminina. Das nove vagas preenchidas, um conselheiro é independente, tendo em vista os critérios estabelecidos pela BM&FBOVESPA e pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC); oito são não executivos, ou seja, conselheiros que não participam da gestão da Companhia; e (um) membro executivo, qual seja o Presidente da Companhia. O mandato é de 01 ano, permitida a reeleição, ou até a primeira Assembleia Geral Ordinária do exercício seguinte ao da eleição. O Conselho de Administração realiza reuniões ordinárias, mensalmente, e extraordinárias, sempre que necessário. Em 2015, foram realizadas 28 (vinte e oito) reuniões. Todos os conselheiros têm os mesmos deveres e devem exercer suas funções no interesse da Companhia, não podendo, ainda que para a defesa dos interesses de quem os elegeu, faltar a esses deveres. O administrador deve abster-se de votar nas matérias em que tiver interesse particular (direto ou indireto) envolvido. O Guia de Orientação dos Conselheiros de Administração e o Manual de Orientação dos Conselheiros de Administração Representantes das Empresas Eletrobras, assim como os demais instrumentos de gestão e governança, informam, entre outros, os deveres e responsabilidades dos conselheiros, observando sempre as atribuições que lhe são conferidas em Lei, no Estatuto Social, no Regimento Interno do Conselho, e nas demais normas internas da Companhia.

Composição em 31/12/2015:

Wagner Bittencourt de Oliveira
(Presidente)

Eleito pelo controlador

Jailson José Medeiros Alves

Eleito pelos empregados

João Antônio Lian

(Conselheiro Independente)

Eleito pelos acionistas minoritários

José da Costa Carvalho Neto

Presidente da Eletrobras

Luiz Eduardo Barata Ferreira

Eleito pelo controlador

Maurício Muniz Barretto de Carvalho

Eleito pelo controlador

Pricilla Maria Santana

Eleita pelo controlador

Samuel Assayag Hanan

Eleito pelo controlador

Walter Malieni Júnior

Eleito pelo controlador

❖ Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração:

O Conselho de Administração da Eletrobras conta com três comitês de assessoramento para aprofundamento dos estudos de assuntos estratégicos, de forma a garantir que a decisão a ser tomada pelo Conselho seja tecnicamente bem fundamentada. Cada comitê possui três vagas para conselheiros de administração, portanto, a nomeação dos seus membros ocorre após a Assembleia Geral Ordinária que elegeu membros do Conselho de Administração e as atribuições destes comitês, bem como as regras para sua composição, são as seguintes:

Comitês	Atribuições	Regras para Composição	Composição dos Comitês em 2015	Data de Criação
Sustentabilidade	Assessoria o CAE na definição de políticas e planos de ação de sustentabilidade empresarial, bem como no monitoramento do desempenho por meio de indicadores que integram a plataforma de sustentabilidade da companhia.	3 membros do CAE; O Presidente da ELB pode participar.	Luiz Eduardo Barata Ferreira (Presidente do Comitê) José da Costa Carvalho Neto Jailson José Medeiros Alves 1 Reunião em 2015	14/12/2006
Auditoria e Riscos	Assessoria o CAE em temas relacionados a práticas contábeis, riscos e controles internos, auditoria independente e, processos e pendências junto a órgãos de controle (Controladoria Geral da União e Tribunal de Contas da União).	3 membros do CAE; O Presidente da Eletrobras não deverá participar; 1 vaga destinada ao conselheiro representante dos acionistas minoritários.	João Antônio Lian (Presidente do Comitê) Pricilla Maria Santana Walter Malieni Samuel Assayag Hanan 2 Reuniões em 2015	16/12/2011
Remuneração e Gestão de Pessoas, Materiais, Serviços e Outros	Assessoria o CAE nas deliberações relativas às políticas de remuneração, de gestão de pessoas e de desenvolvimento de competências dos profissionais da Eletrobras.	3 membros do CAE; Conselheiros com vínculo empregatício e o Presidente da Eletrobras não deverão participar.	Maurício Muniz Barretto de Carvalho (Presidente do Comitê) Pricilla Maria Santana João Antônio Lian 2 Reuniões em 2015	16/12/2011

Em 2015, os principais temas discutidos pelos Comitês foram:

- Comitê de Sustentabilidade: gestão dos indicadores de sustentabilidade e definição das diretrizes para a consolidação do Relatório Anual e de Sustentabilidade;
- Comitê de Remuneração e Gestão de Pessoas, Materiais, Serviços e outros: monitoramento das medidas e propostas visando a redução de custos de pessoas nas Empresas Eletrobras; e
- Comitê de Auditoria e Riscos: gestão de Sociedades de Propósito Específico; gestão de riscos corporativos e auditoria interna.

❖ **Conflito de Interesse e Impedimento de Voto:**

O Estatuto da Eletrobras dispõe sobre situações de conflito de interesse em que conselheiros devem abster-se da discussão e da votação quando este conflito for constatado. Assim que identificado conflito de interesse em relação a um tema específico, a pessoa envolvida deve afastar-se, inclusive fisicamente, das discussões e deliberações, sem descuidar dos seus deveres legais como administrador. O afastamento temporário deve ser registrado em ata, bem como a razão de sua abstenção.

Conforme artigo 156 da Lei nº 6.404, é vedado ao administrador intervir em qualquer operação social em que tiver interesse conflitante com o da Companhia, bem como na deliberação que a respeito tomarem os demais administradores, cumprindo-lhe científicá-

los do seu impedimento e, fazer consignar, em ata de reunião, a natureza e a extensão do seu interesse.

O conselheiro representante dos empregados não participa das discussões e deliberações sobre assuntos que envolvam relações sindicais, remuneração, benefícios e vantagens, inclusive matérias de previdência complementar e assistenciais, hipóteses em que fica configurado o conflito de interesse, conforme o art. 2º, § 3º, da Lei nº 12.353, de 28 de dezembro de 2010 e art. 8º da Portaria nº 26 do MPOG.

Além disso, para evitar possíveis conflitos e a utilização de informações confidenciais e estratégicas, é vedado ao presidente e aos diretores exercer funções de administração ou consultoria em empresas de economia privada, concessionárias de serviços públicos de energia elétrica ou em empresas de direito privado ligadas ao setor elétrico, que não sejam subsidiárias, controladas, Sociedades de Propósito Específico (SPE) 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 9.292/1996 quanto ao recebimento da remuneração.

É dever dos conselheiros monitorar e administrar potenciais conflitos de interesses dos executivos, dos membros do Conselho e dos acionistas, de forma a evitar o mau uso dos ativos da organização e, especialmente, abusos em transações entre partes relacionadas.

Os diretores devem apresentar a Declaração Confidencial de Informação (DCI) à Comissão de Ética Pública, na qual são listados os bens dos diretores e presidente, bem como devem ser informadas situações ou participações acionárias que possam se configurar como conflito de interesse e descrever as medidas tomadas pelos Diretores e Presidente para mitigar tais situações.

A Lei nº 12.813/2013 estabelece ainda uma lista de informações que os agentes públicos estão obrigados a enviar a Comissão de Ética Pública, aplicando-se esta disposição inclusive para aqueles que estejam em gozo de licença ou período de afastamento.

4.4. Conselho Fiscal

Exerce a função de órgão fiscalizador dos atos dos administradores e da gestão orçamentária, financeira e patrimonial da Eletrobras, bem como tem a atribuição de opinar sobre as contas da Companhia, sendo suas competências estabelecidas no Estatuto Social e as regras para funcionamento definidas em Regimento Interno. Possui caráter permanente e está devidamente adequado às exigências da Securities and Exchange Commission (SEC) para atuar como Comitê de Auditoria desde 2006, tendo entre os membros um especialista financeiro, conforme as exigências da SEC, e como atribuições adicionais: 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 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. Cabe-lhe ainda opinar sobre as propostas dos órgãos de administração relativas à modificação do capital social, planos de investimento

Composição em 31/12/2015:

Eduardo Cesar Pasa
(Presidente)
Eleito pelo controlador

Bruno Nunes Sad
(Especialista financeiro)
Eleito pelo controlador

Agnes Maria de Aragão da Costa
Eleito pelo controlador

Robert Juenemann
Assumiu devido saída de Manoel Jeremias Leita Caldas, eleito pelos minoritários

Felipe Lückmann Fabro
Eleito pelos minoritários

ou orçamentos de capital,

distribuição de dividendos, transformação, incorporação, fusão ou cisão, bem como denunciar, por qualquer de seus membros, aos órgãos de administração e, se estes não tomarem as providências necessárias para a proteção dos interesses da companhia, à assembleia-geral, os erros, fraudes ou crimes que descobrir, e sugerir providências úteis à Companhia. É ainda responsável por apreciar e acompanhar a execução do Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna (PAINT) e solicitar ao órgão de Auditoria Interna a remessa dos relatórios produzidos sobre os atos e fatos da administração da Eletrobras, bem como a apuração de fatos específicos. Compõe-se de até cinco membros e respectivos suplentes, três dos quais indicados pelo acionista majoritário, cabendo aos acionistas minoritários ordinários e preferenciais o direito a indicar 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 2015, foram realizadas 16 reuniões.

4.5. Diretoria Executiva

À DEE compete à gestão dos negócios da Eletrobras, seguindo as diretrizes estratégicas estabelecidas pelo Conselho de Administração, com funções definidas em seu Estatuto Social. Entre estas atribuições estão: estabelecer normas administrativas, técnicas, financeiras e contábeis para a Eletrobras, elaborar os orçamentos da Eletrobras, elaborar, em cada exercício, o balanço patrimonial da Eletrobras, a demonstração do resultado do exercício, a demonstração dos lucros ou prejuízos acumulados, a demonstração das origens e aplicações de recursos, a proposta de distribuição dos dividendos e do pagamento de juros sobre capital próprio e de aplicação dos valores excedentes. Compõe-se de seis membros, incluindo o Presidente, eleitos pelo Conselho de Administração. O mandato dos diretores é de até 3 anos, permitida a reeleição. A Diretoria Executiva se reúne semanalmente, tendo sido realizadas 63 reuniões em 2015. Acesse www.eletrobras.com/diretoriaeconselhos para consultar os minicurrículos dos Diretores da Eletrobras.

Composição em 31/12/2015:

José da Costa Carvalho Neto
Presidente

Renato Sacramento
Diretor de Geração (interino)

José Antonio Muniz Lopes
Diretor de Transmissão

Marcos Aurélio Madureira da Silva
Diretor de Distribuição

Josias Matos de Araujo
Diretor de Regulação

Armando Casado de Araujo
Diretor Financeiro e
de Relações com Investidores

Alexandre Vaghi de Arruda Aniz
Diretor de Administração

4.6. Responsabilidade e Remuneração dos Administradores e Conselheiros Fiscais

Os papéis e responsabilidades do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva encontram-se definidos no Estatuto Social da Companhia, observando o que dispõe a legislação vigente. Dentre as atribuições do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva da Eletrobras elencadas em seu estatuto, destacamos, respectivamente, o inciso IV do art. 25 e o inciso II do art. 33. Tais dispositivos estabelecem que a Diretoria Executiva somente tem competência para aprovar atos e contratos que envolvam recursos financeiros cuja valor seja igual ou inferior a 0,02% do patrimônio líquido da sociedade. Quando envolver valores superiores a este limite, a competência é do Conselho de Administração.

Ademais, a Eletrobras dispõe de normas internas que tratam da delegação de poderes para autorização de gastos e assinatura de atos e contratos na Eletrobras, estabelecendo limites e respeitando as competências acima mencionadas.

A Eletrobras identifica, anualmente, as necessidades de treinamento dos seus agentes de governança corporativa e implementa ações com foco na sua capacitação. Em 2015, foi realizado mais um Encontro Anual dos Conselheiros, tendo como objetivo promover o aperfeiçoamento das competências e da atuação dos conselheiros de administração e fiscal, representantes da Eletrobras em outras sociedades, conselheiros eleitos

representantes dos empregados e os indicados pelo acionista controlador nas Empresas Eletrobras. Os temas abordados nas palestras foram: Responsabilidade dos Conselheiros, Leis Anticorrupção – Programa de Compliance e Orientações de Governança Corporativa aos Conselheiros.

Na oportunidade, os participantes receberam kit composto pelo Código de Ética, Guia de Orientação dos Conselheiros de Administração, Manual de Orientação do Conselheiro Fiscal Representante da Eletrobras, Manual de Orientação do Conselheiro de Administração Representante da Eletrobras e o Guia do Programa Anticorrupção das Empresas Eletrobras para Administradores e Conselheiros Fiscais.

❖ Remuneração dos Administradores e Conselheiros Fiscais:

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

Remuneração (R\$)	2015	2014	2013
Conselho de Administração	578.115,34	514.241,12	519.968,38
Conselho Fiscal	351.339,38	366.314,12	338.990,88
Diretoria Executiva	6.960.579,57	6.478.832,31	6.240.558,65

Valores baseados na Proposta de Administração 56ª Ago de 2016.

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 Companhia. Os conselheiros de administração não recebem remuneração adicional por participação em Comitês e/ou Comissões de Assessoramento do Conselho. Demais esclarecimentos acerca da remuneração dos Administradores e conselheiros fiscais estão disponíveis na Proposta de Administração da 56ª AGO de 2016 e no Formulário de Referência 2015, ambos disponíveis no website da Companhia e arquivados na CVM.

4.7. Gestão Integrada de Riscos Corporativos

A Gestão Integrada de Riscos nas Empresas Eletrobras tem como principal objetivo evitar a materialização de eventos que possam vir a impactar negativamente seus objetivos estratégicos, em prol da preservação e geração de valor e do provimento de informações transparentes ao mercado e seus acionistas.

O processo de gestão de riscos das Empresas Eletrobras é regido por uma Política de Gestão de Riscos corporativa e única, aprovada por seu Conselho de Administração, e é coordenado pela Eletrobras holding, o que garante a visão sistêmica dos resultados e sua padronização entre todas as empresas.

De acordo com a Política acima citada, cabe ao Conselho de Administração da Eletrobras, assessorado pelo Comitê de Auditoria e Riscos, deliberar sobre as questões estratégicas concernentes ao processo de gestão de riscos, tais como o grau de apetite a riscos da empresa, suas faixas de tolerância, endereçamento dos riscos com impacto material para as empresas, o papel da Diretoria Executiva no gerenciamento dos riscos e aprovar a política que deve nortear todo o processo. À Diretoria Executiva da Eletrobras cabe patrocinar a implantação da gestão de riscos na empresa, alocar recursos necessários ao processo e definir a infraestrutura apropriada às atividades de gerenciamento de riscos e aprovar normas específicas.

Este processo é executado pelas gerências de riscos e controles internos e pelos comitês de riscos existentes em cada uma das Empresas Eletrobras, com posterior consolidação de resultados pela área correspondente na holding. As Empresas devem ainda buscar que os princípios e diretrizes da Política sejam observados nas empresas nas quais estas detiverem participação.

A orientação geral do processo é dada pela Comissão de Riscos da holding e os resultados obtidos no processo são reportados, periodicamente, às administrações locais, bem como à Diretoria Executiva e ao Conselho de Administração da Eletrobras, através do seu Comitê de Auditoria e Riscos.

Em 2015, a Diretoria Executiva da Eletrobras aprovou a criação da Superintendência de Conformidade e Gestão de Riscos, vinculada à Presidência da holding, concentrando todas as atividades ligadas a gestão de riscos, controles internos e compliance. A medida vem sendo replicada nas demais Empresas Eletrobras.

A base metodológica do processo de gestão de riscos são a norma internacional ISO 31000:2009 (Gestão de Riscos: Princípios e Diretrizes) e os frameworks de controles internos COSO ERM (*Enterprise Risk Management Framework*) e COSO 2013 (*Internal Control - Integrated Framework*), tendo a adequação a este último ocorrido ao longo de 2015. Por essa metodologia, parte-se da identificação e consolidação, em matriz, dos riscos estratégicos, operacionais, financeiros e de conformidade aos quais as empresas se encontram expostas, para posterior análise, tratamento e acompanhamento dos mesmos através de processos específicos desenvolvidos por seus respectivos proprietários.

Dessa forma, o processo de gestão de riscos ocorre em 5 etapas:

- **Identificação:** Etapa onde se reconhece e descreve os riscos aos quais a empresa está exposta, seus fatos geradores, impactos e responsáveis. Esta fase é realizada com a participação dos gestores de processos e possui como resultado uma matriz corporativa de riscos da Companhia, que é revista bianualmente e é base para as atividades de priorização de riscos para análise e tratamento. As revisões envolvem todas as Empresas do Sistema, reunidas no Comitê Operacional de Riscos e Controles Internos, e buscam manter a matriz atualizada com as mudanças do ambiente legal, regulatório e de negócios.
- **Avaliação:** Etapa onde são realizadas análises qualitativas e quantitativas pelas gerências de riscos e controles internos visando a definição dos atributos de impacto e vulnerabilidade, utilizados na priorização dos riscos a serem tratados. Isto inclui o levantamento e a análise dos controles já existentes, apurando-se, assim, os riscos residuais.
- **Tratamento:** Etapa em que é definida qual posição a empresa assumirá diante da exposição atual e potencial de um determinado risco, dentro das alternativas clássicas de evitar, mitigar (através de planos de ação e controles internos), transferir (via seguro ou hedge) ou aceitar. Esta decisão depende principalmente do grau de apetite ao risco da empresa, previamente homologado por seu Conselho de Administração. Assim sendo, os riscos reconhecidos como mais relevantes no âmbito das Empresas Eletrobras são priorizados e tratados através da implementação de planos de ação elaborados com base nas recomendações técnicas da gerência de gestão de riscos e controles internos, em parceria com os gestores de negócios, sempre considerando o nível de exposição validado pela Administração.
- **Monitoramento:** Atividades gerenciais contínuas e/ou avaliações, que visam o acompanhamento de indicadores de risco relevantes (KRIs); a supervisão da implantação e manutenção dos planos de ação definidos; e a verificação do alcance das metas pactuadas com os gestores. A fiscalização independente dos planos de ação se dá através das auditorias internas, dentro de seus planos de trabalho regulares.
- **Comunicação:** A comunicação do andamento do processo é permanente e se dá ao mesmo tempo que as demais etapas, atingindo todas as partes interessadas, em particular a Administração da empresa, sendo realizada de maneira clara e objetiva, respeitando as boas práticas de governança exigidas pelo mercado e as exigências dos órgãos reguladores como CVM, SEC e TCU.

Parte importante das atividades de gestão de riscos diz respeito à necessária aderência das Empresas Eletrobras à Lei Sarbanes-Oxley (SOX), tendo em vista que a Eletrobras possui Programa de ADRs (American Depositary Receipts) registrados no Nível II da Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE). A Eletrobras está sujeita à regulamentação e fiscalização da SEC, devendo seu ambiente de controles ser certificado, anualmente, o que significa realizar uma análise dos controles internos existentes e submetê-la à avaliação independente de seus auditores externos. A área de controle internos apoia os gestores na construção dos controles e na elaboração e acompanhamento dos planos de remediação de deficiências.

Anualmente, é arquivado junto à SEC o Formulário 20-F, contendo a opinião da Administração e de seus auditores independentes a respeito do ambiente de controles internos das Empresas Eletrobras entendidas como materiais. Internamente, o monitoramento de todas as ações necessárias a este arquivamento, bem como da adequada execução dos planos de ação, é de responsabilidade do Conselho Fiscal da Eletrobras, o qual, conforme facultado pela legislação norte-americana, teve suas atribuições ampliadas para funcionar como comitê de auditoria, nos moldes da referida legislação. Mensalmente, são feitos relatos ao Conselho Fiscal pelos auditores independentes, pela Auditoria Interna e pela gerência de riscos e controles internos acerca do status dos trabalhos da Certificação SOX.

O Conselho Fiscal da Eletrobras é o principal responsável pela eficácia do Programa de Remediação de Deficiências (PRD) que, desde 2012, é conduzido pela Diretoria Executiva para a eliminação das deficiências em controles internos apontadas tanto pelos testes da Administração quanto pelos auditores independentes.

Adicionalmente, conforme abordado neste Capítulo 4, o Conselho de Administração da Eletrobras possui Comitê específico de apoio e assessoramento nos temas relacionados à gestão de riscos, controles internos, práticas contábeis e auditoria, denominado Comitê de Auditoria e Riscos.

Desta forma, a Administração da Eletrobras monitora permanentemente seu ambiente de negócios, procurando refletir suas preocupações, bem como as de investidores e do mercado em geral, em seu processo de gestão de riscos.

Os potenciais eventos de riscos considerados como mais relevantes, e como tal são objeto de avaliação regular da Administração, são aqueles relacionados ao marco regulatório e renovação de concessões; fraude, corrupção e conduta antiética; cenário político e macroeconômico; novos negócios e gestão de SPEs; gestão do passivo contencioso; revisão tarifária na transmissão, na geração e na distribuição; risco hidrológico; riscos ambientais, mudanças climáticas e licenciamento ambiental; demonstrações contábeis e financeiras; disponibilidade de suprimentos; fluxo de caixa, captação de recursos e riscos de mercado.

Para maiores detalhes acerca dos fatores de riscos da Companhia e seu tratamento, verificar o Formulário de Referência e Formulário 20-F, ambos disponíveis no endereço www.eletrobras.com/instrumentosgestaoepoliticas.

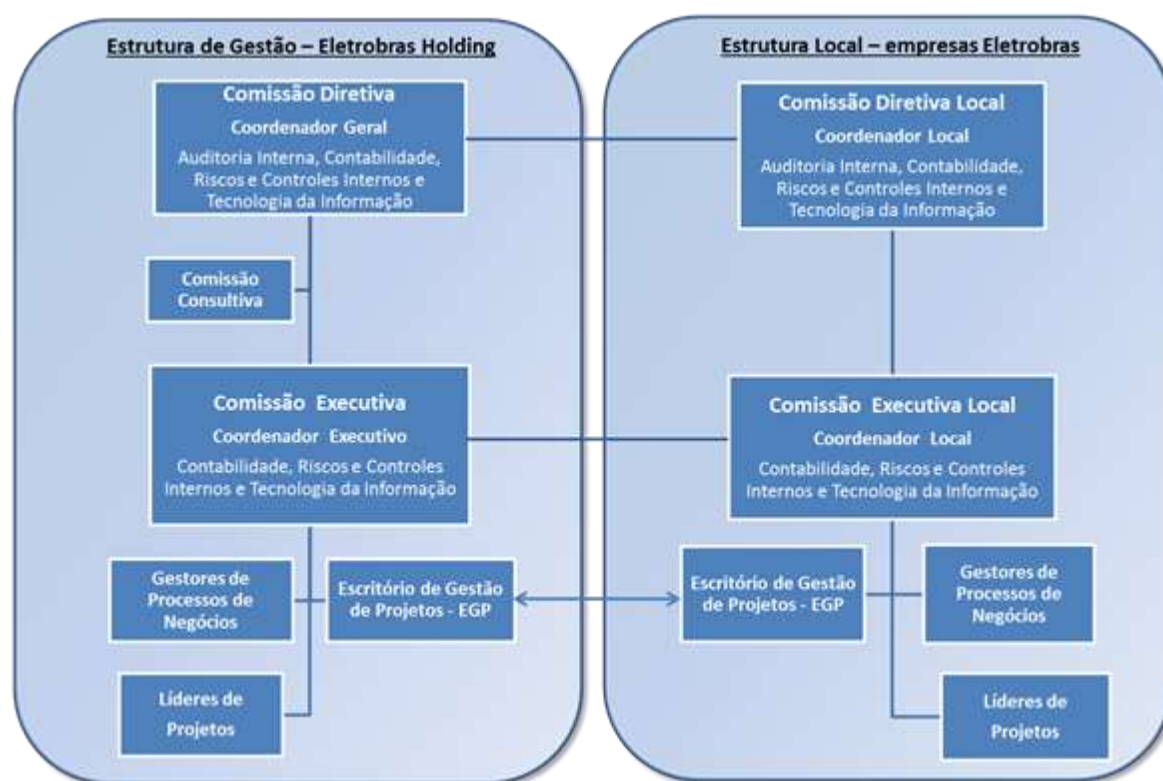
❖ **Certificação SOX:**

A Certificação SOX é o processo estabelecido pelas Empresas Eletrobras a fim de atender as exigências da Lei Sarbanes-Oxley e buscar a melhoria e adequação de sua estrutura de controles internos sobre as Demonstrações Financeiras. Este processo engloba:

- **Mapeamento de Processos:** atividade habitual e constante, que objetiva a identificação de riscos e de controles internos desenhados corretamente e que operem de acordo com a atividade executada pela área gestora;

- **Testes da Administração:** atividade periódica, que objetiva a avaliação da estrutura de controles internos, por meio da execução de testes que verifiquem a eficiência do desenho e a eficácia da operação dos controles internos. Os testes realizados são documentados. Este ciclo envolve também a auditoria pelo Auditor Independente dos controles internos sobre as demonstrações financeiras.
- **Programa de Remediação de Deficiências:** atividade habitual e constante, com o apoio da Administração da Eletrobras, que objetiva elaborar e implementar planos de ação capazes de remediar as deficiências identificadas pelos Testes da Administração ou pela avaliação da Auditoria Independente. No âmbito do Programa de Remediação ocorre a revisão ou elaboração de planos de ação para remediação das deficiências identificadas, monitoramento dos prazos e ações intermediárias para implementação do plano de ação, bem como no acompanhamento e orientação dos gestores responsáveis pelo controle deficiente e pela implementação de seu plano de ação. O intuito do Programa é garantir a execução tempestiva e correta das ações, inclusive após a implementação do plano, por meio, inclusive, da realização de testes que atestarão a eficácia e eficiência das ações implantadas para remediar as deficiências identificadas.

O patrocínio pela Administração é garantido pela formação de Comissões Diretivas e Executivas conforme estrutura a seguir:



Em 2015, a Eletrobras continuou investindo na manutenção de um robusto programa de controles internos em 11 empresas do grupo, buscando o aprimoramento contínuo do ambiente de controles internos e a eliminação das deficiências reportadas em seu Formulário 20-F/2013, último documento arquivado na SEC, entretanto, entende que o momento é propício para melhorar ainda mais seu ambiente de controles internos, bem como a sua governança e gestão de riscos.

O ambiente regulatório tornou-se mais complexo e, no Brasil, a Lei Anticorrupção nº 12.846/2013 aumentou a necessidade das empresas brasileiras em aprimorarem seus processos internos para identificação e avaliação de riscos e controles de anti-fraude e

anticorrupção. Esta Lei tem provocado uma nova tendência nas empresas brasileiras para implementar programas ainda mais robustos de compliance, cujo processo da Eletrobras encontra-se em andamento. Além disso, outras regulamentações aumentaram a complexidade das empresas listadas na NYSE e na BMF&Bovespa para lidar com aspectos relacionados a riscos e controles internos, tais como os comunicados técnicos divulgados pelo PCAOB (*Public Company Accounting Oversight Board*), a Instrução Normativa CVM nº 552, o COSO 2013 (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*), entre outros.

Soma-se a este complexo ambiente regulatório, o momento atual da sociedade brasileira que clama por maior rigor no tratamento dos recentes escândalos de fraudes e corrupção, que se tornaram públicos em 2014. A Eletrobras, como empresa de economia mista e de capital aberto, entende ser imprescindível cada vez mais estruturar seus processos internos de tal forma a evitar que haja situações relacionadas à fraude ou corrupção e, ao mesmo tempo, esteja em conformidade com as principais exigências e marcos regulatórios relativos a riscos e controles internos, em especial a SOX.

4.8. Política de Hedge Financeiro

A Eletrobras apresenta exposição a riscos financeiros que causam volatilidade em suas demonstrações contábeis, bem como em seu fluxo de caixa. A Companhia possui descasamento entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte americano, proveniente principalmente dos créditos que tem a receber do contratos de financiamento com 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.

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, as quais apenas serão realizadas 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.

De acordo com a Política, os desequilíbrios entre ativos e passivos que apresentem alguma forma de indexação deverão ser compensados, preferencialmente, com ações de cunho estrutural, que contemplem o balanceamento natural das posições expostas. Para exposições residuais poderão ser efetuadas operações com instrumentos financeiros derivativos, respeitadas determinadas diretrizes, 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.

Neste contexto, estratégias de hedge cambial foram implementadas ao longo dos anos, priorizando as soluções estruturais, em linha com a Política de Hedge Financeiro. Dessa forma, foram captados, por exemplo, em 2009, US\$ 1 bilhão, por meio da emissão de bônus no mercado internacional, em 2010, um empréstimo sindicalizado de US\$ 500 milhões junto à CAF, em 2011, US\$ 495 milhões junto ao Banco Mundial e, em 2011, US\$ 1,75 bilhão, por meio de nova emissão de bônus no mercado internacional, reduzindo substancialmente a exposição cambial de balanço patrimonial da Companhia.

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

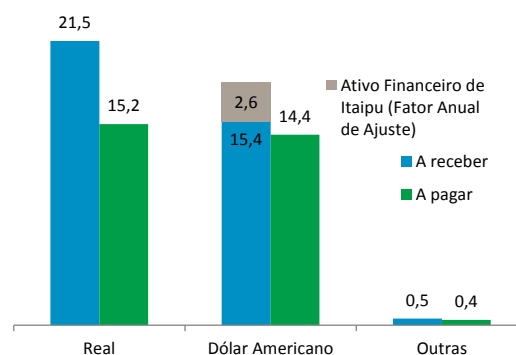
intuito de averiguar a necessidade de realização de novas operações de hedge para mitigar riscos que sejam considerados relevantes.

A Eletrobras gerencia seus riscos de mercado por meio do Comitê de Hedge Financeiro, que atua no âmbito da Diretoria Financeira e de Relações com Investidores, e tem como função principal definir as estratégias e os instrumentos de hedge a serem apresentados à Diretoria Executiva da Eletrobras para apreciação. A Política de Hedge Financeiro é perfeitamente aderente à política de riscos corporativa.

O Comitê de Hedge Financeiro é um órgão não estatutário composto por 6 (seis) membros, sendo coordenado pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e com um representante de cada uma das seguintes áreas: (i) DFI – Departamento de Administração de Investimentos; (ii) DFO – Departamento de Planejamento Orçamentário; (iii) DFC – Departamento de Contabilidade; (iv) PGA – Departamento de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles; e (v) DFN – Departamento de Desenvolvimento de Negócios (este sem poder de voto).

As principais atividades do Comitê de Hedge Financeiro incluem (i) identificar e monitorar necessidades de hedge do Sistema Eletrobras; (ii) avaliar preliminarmente a adequação das estratégias e dos instrumentos de hedge aos padrões de risco definidos pela Eletrobras; (iii) aprovar instrumentos para fins de hedge financeiro; (iv) aprovar montantes e taxas de referência para contratação dos instrumentos; (v) aprovar o momento em que as operações sejam contratadas; e (vi) acompanhar resultados das operações, verificando sua aderência aos mandatos definidos pela Diretoria Executiva da Eletrobras.

Em 31 de dezembro de 2015, a Eletrobras possuía a estrutura de financiamento, apresentada ao lado, por moeda, em R\$ bilhões.



4.9. Compliance e Práticas Anticorrupção

Apesar da Eletrobras já vir conduzindo a implantação do Programa de Compliance (Integridade Corporativa) desde maio de 2014, a Diretoria Executiva criou, em 2015, a Superintendência de Conformidade e Gestão de Riscos subordinada diretamente ao Presidente da Holding. O Superintendente de Conformidade e Gestão de Riscos é indicado pelo Conselho de Administração e realiza reportes frequentes a este colegiado.

A nova estrutura é composta pelo Departamento de Conformidade direcionado ao desenvolvimento das práticas de integridade corporativa e pelo Departamento de Gestão de Riscos e Controles Internos, responsável pelo desenvolvimento da gestão integrada de riscos e do aprimoramento da carteira de controles internos voltados aos riscos priorizados e materiais à empresa.

Com o objetivo de reforçar ainda mais a estrutura de governança da Companhia, o Conselho de Administração da Eletrobras, em fevereiro de 2016, aprovou a criação da Diretoria de Governança, Gestão de Risco e Conformidade. A nova Diretoria estará dedicada à assegurar a conformidade dos processos e controles internos e garantir a observância dos regulamentos internos, legislações brasileiras e estrangeiras aplicáveis à Companhia, em especial a Lei Norteamericana Foreign Corrupt Practices Act 1977, a Lei anticorrupção brasileira número 12.846/2013 e o Código de Ética das Empresas Eletrobras, mitigando os riscos envolvidos e coordenando as atividades correspondentes nas empresas controladas. O novo diretor deverá ser escolhido dentre executivos e profissionais previamente selecionados por empresa de Head Hunter a ser contratada.

O Programa de Compliance das Empresas Eletrobras possui manual próprio divulgado e aplicável a todos os colaboradores, dirigentes e conselheiros fiscais.

Ao longo de 2015, conforme abordado no Capítulo 4, a Eletrobras realizou treinamento de Compliance para os administradores e conselheiros fiscais de suas empresas, tendo lançado para esse público o "Guia de Compliance dos Administradores e Conselheiros Fiscais". Desde 2014, a Companhia realiza a Semana de Cultura Ética, na qual o tema Compliance é apresentado por meio de palestras aos colaboradores.

A Eletrobras também realizou treinamento presencial, em 2015, sobre o Programa de Compliance - Lei Contra Prática de Corrupção Estrangeira (FCPA), Lei Brasileira 12.846/13 e Decreto 8.420/2015, para representantes das áreas com maior exposição aos riscos de compliance, ou seja, assistentes de diretores, área de suprimento, jurídico, área de patrocínios, entre outros.

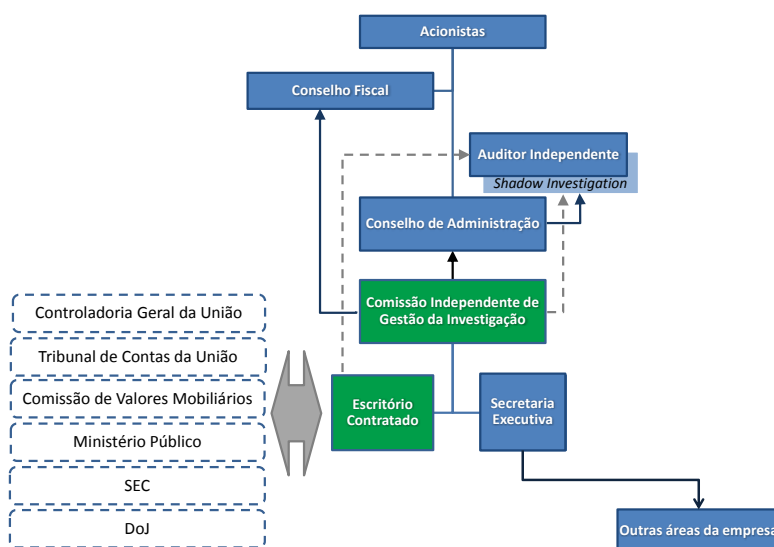
Considerando as alegações ventiladas em conexão com a Operação da Polícia Federal denominada "Lava Jato", fazendo menção a alguns projetos e dirigentes das Empresas Eletrobras, o Conselho de Administração decidiu pela realização de uma investigação independente, a qual está sendo conduzida pelo escritório de advocacia norte-americano Hogan Lovells, conforme será melhor abordado a seguir.

4.10. Processo de Investigação Independente

A Companhia, desde o exercício de 2015, vem enfrentando alguns desafios decorrentes da operação "Lava Jato" em que foi mencionado o suposto envolvimento de ex-dirigente da controlada Eletrobras Termonuclear S.A. - Eletronuclear ("Eletronuclear") e supostas irregularidades em determinados empreendimentos, desenvolvidos através de sociedade de propósito específico, na qual as Empresas Eletrobras possuem participação minoritária de até 49% (quarenta e nove por cento).

Em razão dessas notícias, a Companhia abriu 3 (três) comissões de correição na Eletrobras, a fim de verificar processos de contratação de empreiteiras pelas referidas empresas. Considerando as limitações dos métodos de trabalho dessas Comissões, o Conselho de Administração da Eletrobras decidiu pela contratação de um escritório com a expertise necessária para conduzir uma investigação independente com o intuito de avaliar a eventual existência de irregularidades que violem o Foreign Corruption Practice Act (FCPA), a Lei anti-corrupção brasileira e/ou o Código de Ética da Eletrobras em determinados empreendimentos, tendo o escritório de advocacia Hogan Lovells sido contratado em 10 de junho de 2015 com essa finalidade.

A Eletrobras não pôde arquivar tempestivamente o Formulário 20F relativo ao exercício de 2014, sendo requerido, de acordo com a legislação norte-americana, procedimentos adicionais de auditoria e investigação que se encontram em curso. A Bolsa de Valores de Nova York concedeu o prazo de até 18 de maio de 2016 para a Companhia proceder o referido arquivamento. Além disso, enquanto tais investigações não são concluídas, a Eletrobras vem arquivando seus balanços trimestrais e anual do exercício de 2015, no Brasil,



acompanhados dos pareceres dos auditores independentes com ressalvas por limitação de escopo.

Com vistas a garantir mais transparência e independência às investigações demandadas pelo Conselho de Administração da Eletrobras, em 31 de julho de 2015, o próprio Conselho aprovou a criação da Comissão Independente de Gestão da Investigação que supervisiona os trabalhos de investigação em andamento do escritório contratado Hogan Lovells. Para tal Comissão, o Conselho aprovou a indicação da Dra. Ellen Gracie Northfleet e do Dr. Durval José Soledade Santos, respectivamente, ex-ministra do Supremo Tribunal Federal e ex-diretor da Comissão de Valores Mobiliários, bem como a participação o Sr. Manoel Jeremias Caldas Leite, então membro do conselho fiscal, como representante dos acionistas minoritários.

Na medida em que os citados trabalhos de investigação pela empresa especializada independente evoluírem e produzirem informações e dados suficientes para que a Companhia avalie, de acordo com a legislação do Brasil e dos Estados Unidos da América, os eventuais impactos sobre as Demonstrações Financeiras Completas e Formulários 20F, será dado aos mesmos o tratamento legal e regulamentar pertinente.

A Companhia, através da alta administração, auditores internos e Conselho Fiscal, vem acompanhando as investigações e também as eventuais denúncias que são divulgadas e está empenhada em adotar as medidas necessárias para aprimorar sua governança e sistemas de controles internos, conforme abordado em outros capítulos deste Relatório. A Administração repudia toda forma de fraude e corrupção.

A propósito da operação supracitada, entre 22 de julho e 15 de agosto de 2015, duas ações coletivas referentes a valores mobiliários foram movidas contra a Eletrobras, alguns de seus dirigentes e um ex-dirigente no Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito Sul de Nova Iorque (SDNY). Em 2 de outubro de 2015, essas ações foram consolidadas e o Tribunal nomeou os líderes dos requerentes, Dominique Lavoie e a cidade de Providence. Os requerentes apresentaram uma reclamação aditada consolidada em 8 de dezembro de 2015, supostamente em nome de investidores que compraram títulos da Eletrobras negociados na Bolsa de Valores de Nova Iorque, entre 17 de agosto de 2010 e 24 de junho de 2015 e, em 26 de fevereiro de 2016, apresentaram uma segunda reclamação aditada consolidada. A segunda reclamação aditada consolidada alega, entre outras coisas, que a Eletrobras e os réus individuais sabiam ou deveriam saber da suposta fraude cometida contra a Companhia por um cartel de empresas de construção, bem como dos subornos e propinas supostamente solicitados e recebidos pelos empregados da Eletrobras; que a Eletrobras e os réus individuais prestaram declarações distorcidas materialmente relevantes bem como se omitiram em relação à suposta fraude; e que o preço das ações da Companhia caiu quando a suposta fraude foi divulgada.

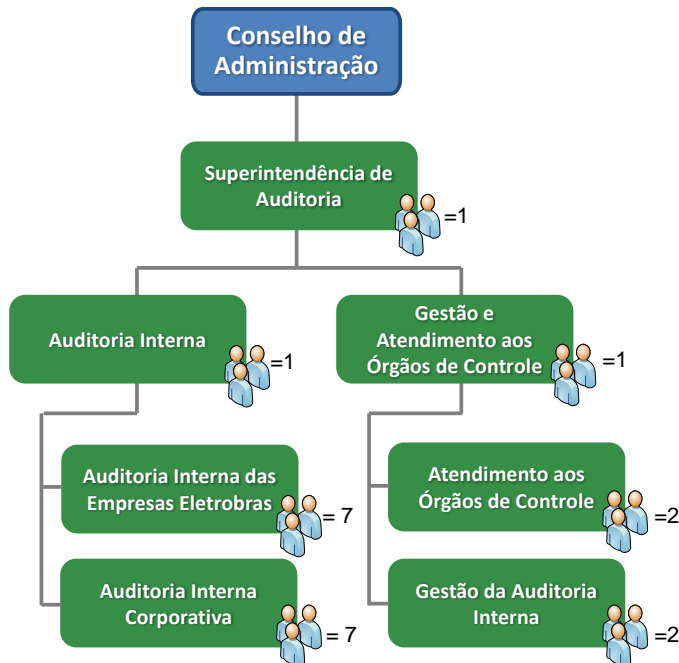
Por causa de inúmeras incertezas relacionadas a todas as questões que afetam a determinação razoável de um montante para causa, a Companhia não está apresentando um valor estimado para a causa. A Companhia não é capaz de mensurar qualquer estimativa razoável da potencial perda desses litígios. Caso ocorra uma decisão contrária ou um acordo, a Companhia poderá pagar valores substanciais, os quais poderão ter efeito substancial, em sua posição financeira, em seus fluxos de caixa e resultados futuros. A Eletrobras contratou assessores jurídicos norte-americanos e está se defendendo contra as alegações feitas nas ações propostas.

Esse assunto foi também tratado na Nota Explicativa número 4.1.1 - "Lava Jato" das Demonstrações Financeiras Completas relativas ao exercício encerrado em 2015.

4.11. Auditoria Interna

A Superintendência de Auditoria está vinculada ao Conselho de Administração da Eletrobras, de forma atuar com independência, conforme preconizado no Regulamento Interno da Auditoria da Eletrobras.

A designação e a exoneração do titular da Auditoria são submetidas, pela Diretoria Executiva, à aprovação do Conselho de Administração e à aprovação da Controladoria-Geral da União – CGU, conforme parágrafo 1º, artigo 5º do Regulamento Interno da Auditoria.



A crescente necessidade de otimização de resultados da Eletrobras impulsiona a organização a buscar cada vez mais a eficiência em suas operações e um nível satisfatório de retorno aos seus investimentos, por meio da identificação de oportunidades e estratégias para minimizar riscos aos seus negócios. A Auditoria Interna da Eletrobras, como elemento-chave no processo de contínua avaliação das suas atividades e processos, está adequadamente sincronizada nesse cenário.

Assim, utilizando-se de métodos e técnicas formais de amostragem e de coleta de dados, com a capacitação dos auditores internos e

crieroso acompanhamento das ações entre auditor e auditado, a Auditoria Interna leva sempre em consideração os riscos corporativos reconhecidos formalmente pela alta administração, atendendo aos fatores de governança corporativa usualmente aceitos no mercado.

Nesse contexto, como resultado da execução de todas as suas atividades previstas em seu planejamento anual ou extraordinário, a Auditoria Interna possibilita a garantia de uma maior eficiência dos processos internos da Companhia, a mitigação das ocorrências de fraudes financeiras, considerando sua participação na execução dos testes da administração para fins de certificação SOX, conforme abordado nesse Capítulo 4, o atendimento eficaz às demandas dos órgãos de controle, e a aderência das operações empresariais às normas internas e regulamentações do mercado.

No exercício de 2015, foram produzidos 43 Relatórios de Auditoria, dentre os quais destacam-se aqueles referentes a SPEs, empresas de distribuição de energia elétrica, Contratos de Metas e Desempenho Empresarial, fundos setoriais administrados pela Eletrobras, controles de Compliance à Lei Anticorrupção e Ouvidoria. Além disso, a auditoria está acompanhando e contribuindo para o desenvolvimento dos trabalhos de investigação independente realizado pelo Hogan Lovells.

Todos os Relatórios de Auditoria foram enviados às respectivas Diretorias das áreas auditadas, para as devidas providências e, trimestralmente, foram verificadas, pela Superintendência de Auditoria, as ações adotadas para fins de atendimento às recomendações constantes nos citados Relatórios.

De igual forma, os resultados dos trabalhos da auditoria são apresentados à Controladoria Geral da União – CGU, por meio do Relatório Anual de Atividades de Auditoria Interna – RAIN, em conformidade a Instrução Normativa Nº 24, de 17/11/2015, expedida por aquele Órgão. De acordo com essa nova Instrução Normativa, o RAIN passará a ser publicado no *website* da Companhia na Internet a partir do RAIN relativo ao exercício de 2015.

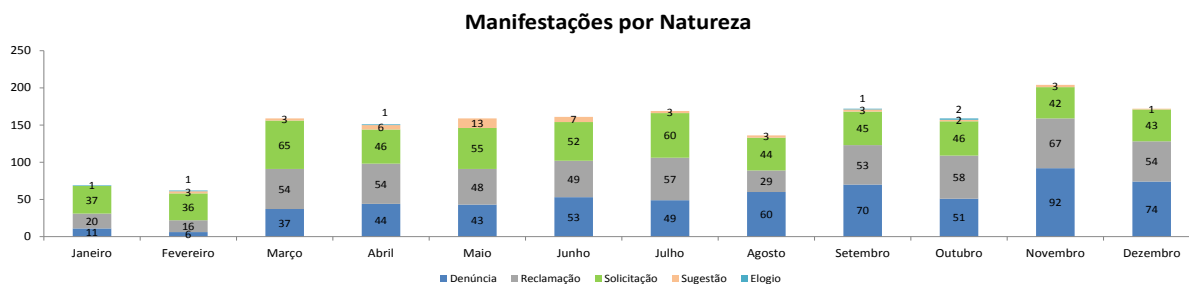
4.12. Ouvidoria

“As organizações devem possuir meios próprios, tais como canais de comunicação formal, para acolher opiniões, críticas, reclamações e denúncias das partes interessadas. Tal canal deve ter a necessária independência e, em todos os casos, garantir a confidencialidade de seus usuários e promover, de forma tempestiva, as apurações e providências necessárias. [...] O conselho de administração, o comitê de auditoria e/ou o comitê de conduta, se houver, devem acompanhar o processamento das denúncias, na forma e periodicidade definidas por seu regimento ou pelo código de conduta, e aprovar as conclusões e dar ciência dos resultados da investigação ao autor da mensagem/denunciante” (Código de Melhores Práticas do IBGC, 5ª ed., p. 95).”

A Ouvidoria-Geral da Eletrobras é vinculada à Presidência, responsável pela interação da empresa com seus públicos interno e externo, por meio do recebimento e do processamento de todo tipo de manifestação válida. A Ouvidoria-Geral define como “manifestação” todo tipo de comunicação recebida. As manifestações são tipificadas como Denúncia, Elogio, Reclamação, Solicitação e Sugestão, conforme Instrução Normativa nº1/2014, da Controladoria-Geral da União - CGU.

- **Denúncia:** Comunicação de prática de ato ilícito cuja solução dependa da atuação da Eletrobras ou de órgão de controle interno ou externo;
- **Elogio:** Demonstração ou reconhecimento de satisfação sobre o serviço oferecido ou atendimento recebido;
- **Reclamação:** Demonstração de insatisfação ou desagrado diante de ação, omissão ou tratamento dispensado por colaborador ou área da empresa;
- **Solicitação:** Requerimento de adoção de providência por parte da Eletrobras;
- **Sugestão:** Proposição de ideia ou formulação de proposta de aprimoramento de políticas e serviços prestados pela Eletrobras.

Manifestação por Tipo na Eletrobras Holding	2015	2014
Denúncia	590	61
Reclamação	559	135
Solicitação	571	888
Sugestão	47	14
Elogio	6	3
Total	1.773	1.101



Todas as Empresas Eletrobras possuem suas ouvidorias, cujos endereços de contato podem ser consultados em seus respectivos sites.

Canais Ouvidoria da Eletrobras

A Ouvidoria-Geral da Eletrobras pode ser contatada pelos telefones (21) 2514-4526/5895 ou por meio de carta para Av. Presidente Vargas, 409/17º andar - Centro - Rio de Janeiro/RJ - CEP: 20071-003. O contato também pode ser feito pessoalmente, no mesmo endereço.

- Canal de Ouvidoria (presencial, telefone, e-mail e Sistema de Gestão da Ouvidoria – SOU, intranet, site na internet, também recebe denúncias éticas, encaminhadas à Comissão de Ética da Eletrobras – “canal da ética”)
- Canal de Gênero (mesmos da Ouvidoria, menos internet)
- Canal Denúncia (sites de todas as Empresas Eletrobras na internet)
- Caixa de Correio “Ouvidoria” (ouvidoria@eletrobras.com)
- Caixa de Correio “PRO - Ouvidoria-Geral” (PRO@eletrobras.com)
- Caixa de Correio “Fale com o Presidente” (falecomopresidente@eletrobras.com)
- Sistema de Informação ao Cidadão - SIC (site na internet – acompanhamento/gestão da tramitação diretamente pela Controladoria Geral da União - CGU)

Em todos esses acessos – com exceção do e-SIC, onde a identificação do solicitante é obrigatória, de acordo com a Lei de Acesso à Informação – é garantido ao solicitante, tanto interno quanto externo, o sigilo das informações e não é necessária sua identificação. O processo de atendimento é totalmente informatizado por meio do Sistema de Gestão da Ouvidoria (SOU).

Manifestações recebidas pela Holding



As Ouvidorias das Empresas Eletrobras têm como responsabilidade, expressa em seus instrumentos normativos, a manutenção/guarda do sigilo do conteúdo e dos dados de identificação do manifestante/denunciante. Todas as denúncias, independentemente de identificação de denunciante ou origem, que tiverem elementos suficientes para sua apuração são avaliadas e encaminhadas para as áreas competentes, para verificação de sua veracidade e tomada de providências. Ao lado são

apresentados o total de manifestações recebidas pela Holding, porém subdivididas naquelas que cabiam à Eletrobras holding e aquelas que foram direcionadas para as Controladas, nos anos de 2014 e 2015.

De acordo com a norma interna da Ouvidoria, o tratamento das manifestações recebidas deve prezar pela confidencialidade, pela imparcialidade e pela ética, além de resguardar o sigilo do conteúdo e dos dados dos manifestantes. As manifestações podem ser identificadas, como sigilosas ou anônimas. O anonimato é garantido, sendo que neste caso o manifestante abre mão do direito de resposta personalizado, mas nos casos de manifestação anônima com contato (específico), a resposta é enviada com restrição de detalhamento.

A norma interna da Ouvidoria, em atendimento às orientações da Controladoria-Geral da União, estabelece o prazo de atendimento e resposta ao manifestante de até 20 dias. A norma, contudo, prevê o atendimento à Instrução CVM 529/2012, quando institui o prazo de 15 dias para atendimento ao público acionista investidor, com atendimento específico.

Em 2015, as Ouvidorias das Empresas Eletrobras receberam 37.097 manifestações, das quais 34.158 (92%) foram concluídas e 2.939 (8%) encontravam-se em andamento em 31 de dezembro de 2015. Na comparação com 2014, o quantitativo de manifestações teve um aumento expressivo de 100%, o que se justifica pela aquisição da Celg-D e da respectiva entrada de Ouvidoria em 2015.

Em 2015, a Ouvidoria da Eletrobras voltou a ser subordinada diretamente ao maior nível executivo da Companhia, qual seja a Presidência, e teve sua norma, que especifica seus processos, alterada para que pudesse atender melhor às exigências do Programa de Compliance.

Essas alterações fortaleceram seus mecanismos de relato aos níveis de governança da empresa com o estabelecimento, em norma interna, de obrigatoriedade e periodicidade de encaminhamento de relatórios trimestrais aos Conselhos Fiscal e de Administração, além de relatórios mensais à Diretoria Executiva. Essas alterações estabeleceram metas mais audaciosas, para dar mais apoio à gestão de riscos da Companhia, através da integração de dados e gestão de informações entre as ouvidorias das Empresas Eletrobras e definição de novos indicadores quantitativos, de desempenho, além de metas de tempo de resposta e qualidade no atendimento. Além disso, ampliou a prestação de contas de sua atuação e resultados, com a implantação de relatos pela intranet e às instâncias de Compliance, Diretoria Executiva e Conselhos de Administração e Fiscal.

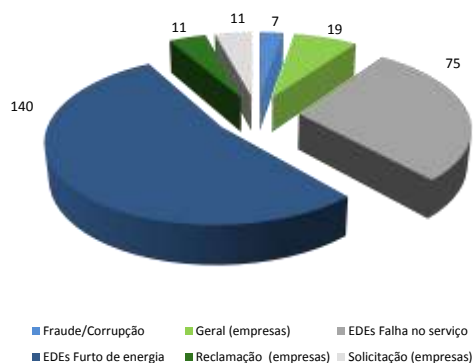
Em 2015, assim como em 2014, a maior parte das manifestações foi registrada por pessoas externas à empresa (não empregados/colaboradores). Houve, ainda, um aumento significativo de 165% das manifestações registradas anonimamente.

O Manual de Compliance referente à Política de Anticorrupção e o Guia do Colaborador, encaminhado a todos os colaboradores das Empresas Eletrobras, ressaltam a premissa de não retaliação, assim como a garantia da existência de canais de recebimento de denúncias anônimas ou com sigilo.

❖ 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 em violação às leis de anticorrupção nacional e FCPA, a partir do Programa de Compliance, o Canal Denúncia recebeu, em 2015, 263 manifestações. Destas, 97% não se encaixavam no objetivo específico do Canal, conforme tabela a seguir.

Quantidade de Manifestações via Canal Denúncia 2015



Desta forma, ao compararmos especificamente o total de denúncias de fraude/corrupção recebidas em 2015 pelo Canal Denúncia, que foram 7 denúncias, com o número de 2014, que foram 12, foi observada uma redução de 42%. Quando contabilizados todos os canais de ouvidoria das Empresas Eletrobras e não somente o Canal Denúncia, em 2015, foram recebidas 42 denúncias classificadas com o tema fraude/corrupção. Todas as denúncias passaram por avaliação e verificação e, em 31 de dezembro de 2015, 50% delas haviam sido concluídas.

Desde março de 2015, todas as manifestações recebidas pelo Canal Denúncia passaram a ser registradas no Sistema de Ouvidoria (SOU), para maior confiabilidade na gestão das informações e na geração de relatórios quantitativos, além da maior possibilidade de acompanhamento da tramitação das denúncias.

Situação das Manifestações

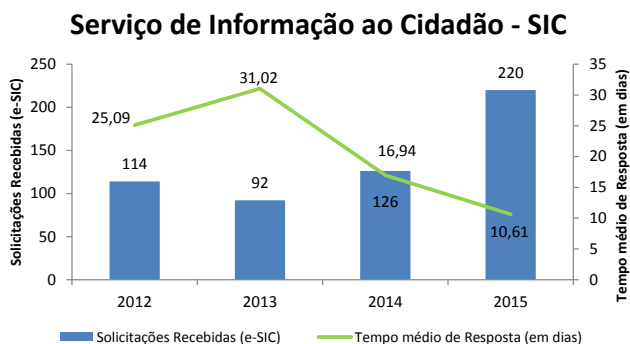


❖ **SIC - Serviço de Informação ao Cidadão – Lei de Acesso à Informação:**

Em atendimento à Lei de Acesso à Informação nº 12.527, a Eletrobras deve disponibilizar dados referentes à sua gestão para consultas e solicitações dos órgãos públicos e da sociedade em geral, independentemente da origem da manifestação. A Ouvidoria-Geral é responsável por este Canal na Eletrobras e cada Empresa Eletrobras é responsável pelo seu e-SIC. O Sistema da CGU considera cada Empresa Eletrobras independentemente da holding.

No ano de 2015, as Empresas Eletrobras receberam o total de 804 pedidos de informações por este canal. Dessas, 762 (95%) foram respondidas e 42 encontram-se em tramitação para resposta. Entre as Empresas Eletrobras, a holding, conforme gráfico ao lado, foi a que mais recebeu solicitações pelo e-SIC em 2015: foram 220 (27% do total de manifestações recebidas por todas as empresas), sendo 98% já respondidas.

Em comparação com o ano anterior, houve um aumento de 74,6% no quantitativo de solicitações de informação recebidas por este canal pela holding.



Estatísticas da Pesquisa de Satisfação	Manifestação/Atendimento		2015	2014
	😊	Foi atendida plenamente em	38,85%	41,88%
	😐	Foi atendida parcialmente	23,74%	27,35%
	😞	Não foi atendida	37,41%	30,77%
	Ouvidoria no Site		2015	2014
	😊	De fácil entendimento	67,65%	66,36%
	😐	Pode ser melhorado	23,53%	25,45%
	😞	De difícil entendimento	8,82%	8,18%
	Prazo para Solução (%)		2015	2014
	😊	Rápido e eficiente	48,89%	48,65%
	😐	Bom, mas poderia ser mais	22,22%	27,03%
	😞	Ruim, demorou muito	28,89%	24,32%

Após a conclusão da manifestação pela Ouvidoria, o manifestante recebe uma solicitação para que responda à pesquisa de satisfação de atendimento.

Em 2015, a taxa de resposta à pesquisa e avaliação continuou proporcionalmente baixa, aproximadamente 10%, a mesma verificada no ano anterior, apesar do aumento nominal do número de manifestações registradas.

5. Geração

A Eletrobras, em 31 de dezembro de 2015, atingiu a capacidade instalada de 45.391 MW em empreendimentos de geração no Brasil, o que representa 32% dos 140.858 MW instalados no país. Do total da capacidade instalada da Companhia, 73% são de empreendimentos corporativos das Empresas Eletrobras, 10% decorrentes da participação proporcional das Empresas Eletrobras em empreendimentos realizados por meio de Sociedades de Propósito Específico (SPEs) e 17% de empreendimentos compartilhados, incluindo a metade da capacidade de Itaipu Binacional (7.000 MW) – que representa 15% do total – e também participações em consórcios.



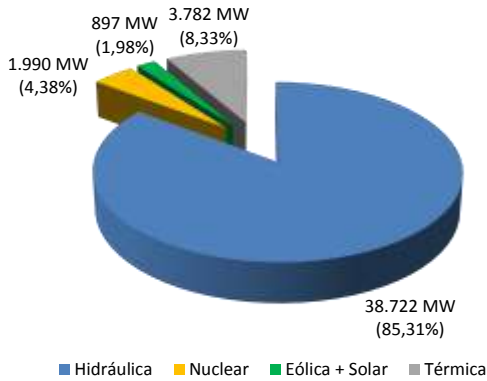
5.1. Operação e Comercialização

❖ Capacidade Instalada por Fonte:

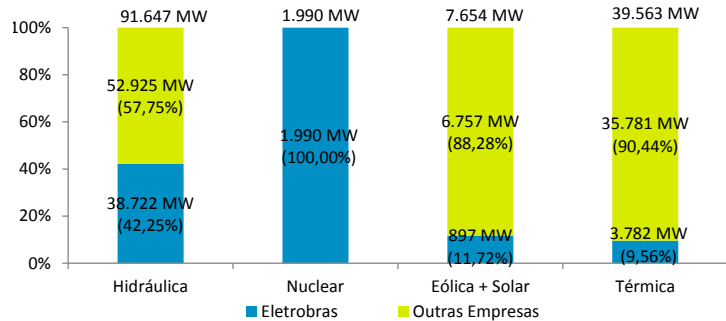
Cerca de 92% dessa capacidade instalada da Companhia é oriunda de fontes com baixa emissão de gases de efeito estufa ("GEE"), o que faz da Eletrobras uma das maiores do mundo em geração de energia limpa e renovável e a maior responsável pela matriz elétrica brasileira ser a segunda mais limpa e renovável do mundo, seguindo, assim, os valores de seu Planejamento Estratégico. Dada a sua participação na matriz elétrica do

país, em 2015, do total instalado no país para esse tipo de fonte de energia, 41% pertence à Eletrobras.

Capacidade Instalada por Fonte de Energia

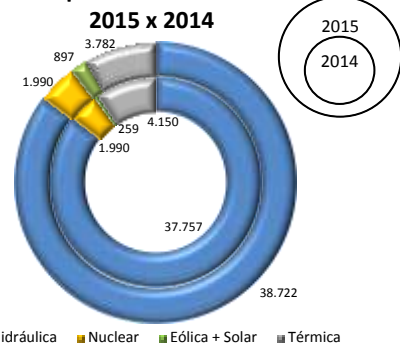


Participação por Fonte de Energia na Matriz Brasileira



Ao lado, encontra-se o incremento da capacidade instalada da Eletrobras, por fonte, durante o ano de 2015, em comparação à 2014, podendo ser destacado que houve um incremento de 245% em solar e eólica.

Capacidade Instalada 2015 x 2014



❖ 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 Corporativas; (ii) Usinas Corporativas Sob Regime de O&M; (iii) Usinas Corporativas prorrogadas pela Lei 13.182/2015; (iv) Usinas Compartilhadas; (v) SPEs; e (v) SPEs em regime de O&M, conforme a seguir demonstrado. Os ativos sob regime de O&M são aqueles referentes às concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013.

A coluna alavancada indica o total de capacidade instalada dos empreendimentos que contam com a participação das Empresas Eletrobras, indicando que a Eletrobras contribui com 59.015 MW da capacidade instalada total do país, o que representa cerca de 42% do SIN.

Empresa Eletrobras	Hidráulica		Eólica/Solar		Nuclear		Térmica		Total	
	MW	MW Alavancado	MW	MW Alavancado	MW	MW Alavancado	MW	MW Alavancado	MW	MW Alavancado
Usinas Corporativas	10.056	10.056	135	135	1.990	1.990	3.771	3.771	15.952	15.952
Eletronorte	8.782	8.782	-	-	-	-	499	499	9.281	9.281
Chesf	4	4	-	-	-	-	347	347	350	350
Furnas	834	834	-	-	-	-	530	530	1.364	1.364
Eletronuclear	-	-	-	-	1.990	1.990	-	-	1.990	1.990
Eletrosul	159	159	135	135	-	-	-	-	294	294
CGTEE	-	-	-	-	-	-	670	670	670	670
Amazonas GT	278	278	-	-	-	-	1.285	1.285	1.563	1.563
Amazonas Energia	-	-	-	-	-	-	440	440	440	440
Ceron	0	0	-	-	-	-	-	-	0	0
Usinas Corporativas sob Regime de O&M	13.910	13.910	-	-	-	-	-	-	13.910	13.910
Eletronorte	78	78	-	-	-	-	-	-	78	78
Chesf	9.215	9.215	-	-	-	-	-	-	9.215	9.215
Furnas	4.617	4.617	-	-	-	-	-	-	4.617	4.617
Usinas Corporativas prorrogadas pela lei 13.182/2015	3.132	3.132	-	-	-	-	-	-	3.132	3.132
Chesf	1.050	1.050	-	-	-	-	-	-	1.050	1.050
Furnas	2.082	2.082	-	-	-	-	-	-	2.082	2.082
Usinas Compartilhadas	7.944	15.850	-	-	-	-	-	-	7.944	15.850
Furnas	766	1.487	-	-	-	-	-	-	766	1.487
Eletrosul	178	363	-	-	-	-	-	-	178	363
Itaipu	7.000	14.000	-	-	-	-	-	-	7.000	14.000
Sociedade de Propósito Específico (SPE)	3.277	8.051	762	1.290	0	0	11	23	4.050	9.364
Eletrobras	-	-	13	26	-	-	-	-	13	26
Eletronorte	64	131	46	94	-	-	11	23	121	247
Chesf	619	1.518	283	487	-	-	-	-	902	2.005
Furnas	1.861	4.651	46	94	-	-	-	-	1.906	4.744
Eletrosul	733	1.751	375	590	-	-	-	-	1.108	2.342
SPE em Regime de O&M	403	808	-	-	-	-	-	-	403	808
Furnas	403	808	-	-	-	-	-	-	403	808
Total por Fonte	38.722	51.807	897	1.425	1.990	1.990	3.782	3.794	45.391	59.015

❖ Energia Gerada:

As Empresas Eletrobras geraram, em 2015, o total de 166.108 GWh, considerando a proporção da sua participação no capital investido, o que representou uma redução de 5,5 % em relação a 2014, conforme verificado na tabela a seguir:

Energia Gerada (GWh)			
Empresas Eletrobras	2015	2014	Crescimento
Eletrobras	39,9	40,5	-0,6
Itaipu Binacional	44.607,70	43.897,70	710,0
Eletronorte	37.796,50	42.876,20	-5.079,70
Chesf	27.900,00	29.945,70	-2.045,7
Furnas	27.384,80	31.827,00	-4.442,2
Eletronuclear	14.808,30	15.433,30	-625,0
Eletrosul	5.376,60	2.902,80	2.473,8
CGTEE	2.212,00	2.462,90	-250,9
Amazonas GT	4.459,80	6.320,20*	-337,6
Amazonas Energia	1.522,80		
Total Eletrobras	166.108,27	175.706,30	-9.598,00
Total Crescimento (%)			-5,50%

* Este valor se refere à Amazonas Energia que iniciou processo de desverticalização em 2015.

O baixo índice de geração dos últimos anos se deve à situação hidrológica desfavorável do Sistema Interligado Nacional, com o aumento da geração térmica e consequente deslocamento da geração hidráulica, bem como pela queda na carga verificada. Assim, a redução de geração de energia de fonte hidráulica em razão da baixa hidrologia do período e maior despacho térmico pelo Operador Nacional do Sistema elétrico - ONS, afetou as Empresas Eletrobras, em 2015, que possuem predominância de empreendimentos de base hidroelétrica.

A geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional é coordenada e comandada pelo ONS, sob fiscalização da Aneel, que define a "geração ótima" do SIN. A operação feita pelo ONS tem por objetivo básico a gestão dos recursos energéticos. A partir dela, o ONS assegura o atendimento presente e futuro (segurança no suprimento) e busca a operação ao menor custo (otimização econômica), sempre fazendo uso de critérios técnicos descritos nos Procedimentos de Rede.

No caso da Eletronorte, a UHE Tucuruí teve menor geração em 2015 comparado a 2014, devido a queda do fluxo hidrológico na bacia do Rio Tocantins. Em 2014, o volume de vazões ao longo do ano foi praticamente igual à média de longo termo (MLT), enquanto que, em 2015, esse percentual foi de apenas 80% da média histórica, ou seja, uma redução de cerca de 20%, o que afetou diretamente a capacidade de geração da UHE Tucuruí.

Na tabela a seguir é apresentado o fator de disponibilidade operacional na geração dos empreendimentos com participação da Eletrobras e na segunda tabela fator de disponibilidade por fonte primária:

Disponibilidade Operacional na Geração (%)				
Empresas Eletrobras	2015		2014	
	Usinas Corporativas e Compartilhadas	SPEs	Usinas Corporativas e Compartilhadas	SPEs
Eletrobras	-	98,28	-	96,83
Eletronorte	91,75	86,80	93,25	-
Chesf	78,5	98,26	82,64	98,62
Furnas	90,24	97,30	87,33	n/d
Eletronuclear	84,61	-	88,84	-
Eletrosul	92,15	98,66	89,84	66,86
CGTEE	50,43	-	60,14	-
Itaipu Binacional	96,06	-	96,16	-
Amazonas GT	91,91	-	-	-

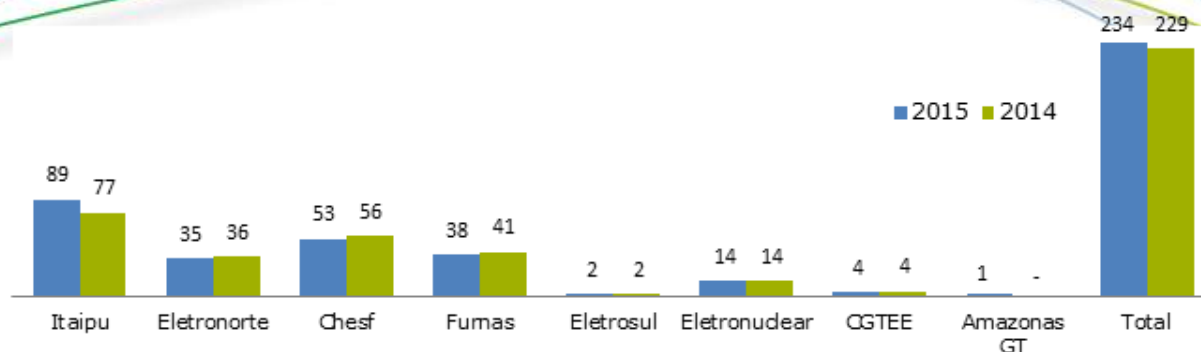
A tabela seguinte apresenta o Fator de Disponibilidade por fonte primária e sua evolução em relação ao ano de 2015x2014:

Fator de Disponibilidade (%)				
Fonte de Energia Primária	2015		2014	
	Usinas Próprias, Propriedade Compartilhada e Itaipu Binacional	Sociedades de Propósito Específico – SPEs	Usinas Próprias, Propriedade Compartilhada e Itaipu Binacional	Sociedades de Propósito Específico – SPEs
Hídrica	88,44	97,99	89,60	98,64
Óleo	90,61	-	91,73	-
Gás	85,90	-	71,97	-
Carvão	50,43	-	60,14	-
Eólica	98,70	61,33	-	92,85
Urânio	84,61	-	88,84	-

Média da Eficiência de Geração de Termelétricas por Fontes de Energia e por Regime Regulatório (%)		
Fonte de Energia Primária	2015	2014
Carvão	28,34	29,6
Gás Natural	37,27	37,5
Óleo	40,73	30,9
Urânio	35,8	35,4

❖ Comercialização:

A tabela a seguir apresenta o volume de energia vendida, em 2015, pelas Empresas Eletrobras, excluída a comercialização de energia de curto prazo. Em termos de evolução do mercado de energia, as Empresas Eletrobras, em 2015, venderam 234 TWh de energia, contra 229 TWh negociados no mesmo período do ano anterior, o que representa um aumento de 2,1%.



5.2. Expansão e Investimentos Geração

No ano de 2015, o total de investimentos em geração foi de R\$ 5,675 bilhões, 76% dos R\$ 7,461 bilhões aprovados para o orçamento de 2015. Destaca-se, em 2015, a ampliação do Complexo Eólico do Livramento, a entrada em operação dos Complexos Eólicos Hermenegildo, VamCruz, Santo Sé II, Chapada do Piauí I, Geribatu, Chuí e Serra das Vacas, assim como a entrada de novas unidades geradoras da UHEs Santo Antônio e Jirau. Em contrapartida, houve a suspensão da operação comercial das UTEs Presidente Medici (Fase A), São Jerônimo, Nutepa, Electron, Cidade Nova e Distrito.

❖ Agregação Física:

Em 2015, a entrada de novas usinas e unidades geradoras representou um acréscimo à capacidade instalada da Eletrobras de 1.603 MW, sendo que com a redução de 368 MW de térmicas, houve uma agregação líquida total de 1.236 MW, representada pela tabela a seguir:

Fontes	2015	2014	Agregação Eletrobras (MW)	Agregação Alavancada pela Eletrobras (MW)*
Fontes Limpas	41.609	40.006	1.603	3.343
Eólica + Solar	897	259	638	1.084
EOL Complexo Eólico Hermenegildo	163	0	163	163
Parques eólicos Geribatu I a X	126	0	126	258
Parques eólicos Chuí I a V, e Minuano I e II	71	0	71	144
EOL Complexo Eólico Chapada do Piauí I	100	0	100	205
Outros	437	259	178	314
Hidráulica	38.722	37.757	965	2.259
UHE Batalha	53	53	0	1
UHE Três Irmãos	403	403	0	1
UHE Jirau	1.410	600	810	1.275
UHE Santo Antônio	974	892	82	212
Outros	35.881	35.809	72	774
Nuclear	1.990	1.990	0	0
Térmica	3.782	4.150	-368	-368
UTE Mauá	628	628	0	0
UTE Candiota III – Fase C	350	350	0	0
UTE Camaçari	347	347	0	0
UTE Presidente Medici	320	446	-126	-126
UTE Electron (TG)	0	121	-121	-121
UTE Santarém	19	15	4	4
UTE Santa Cruz	500	500	0	0
Outros	1.618	1.743	-125	-125
Total	45.391	44.156	1.236	2.975

*Representa o total de capacidade instalada agregada pelos empreendimentos que contam com a participação das Empresas Eletrobras.

❖ Expansão Estratégica Geração:

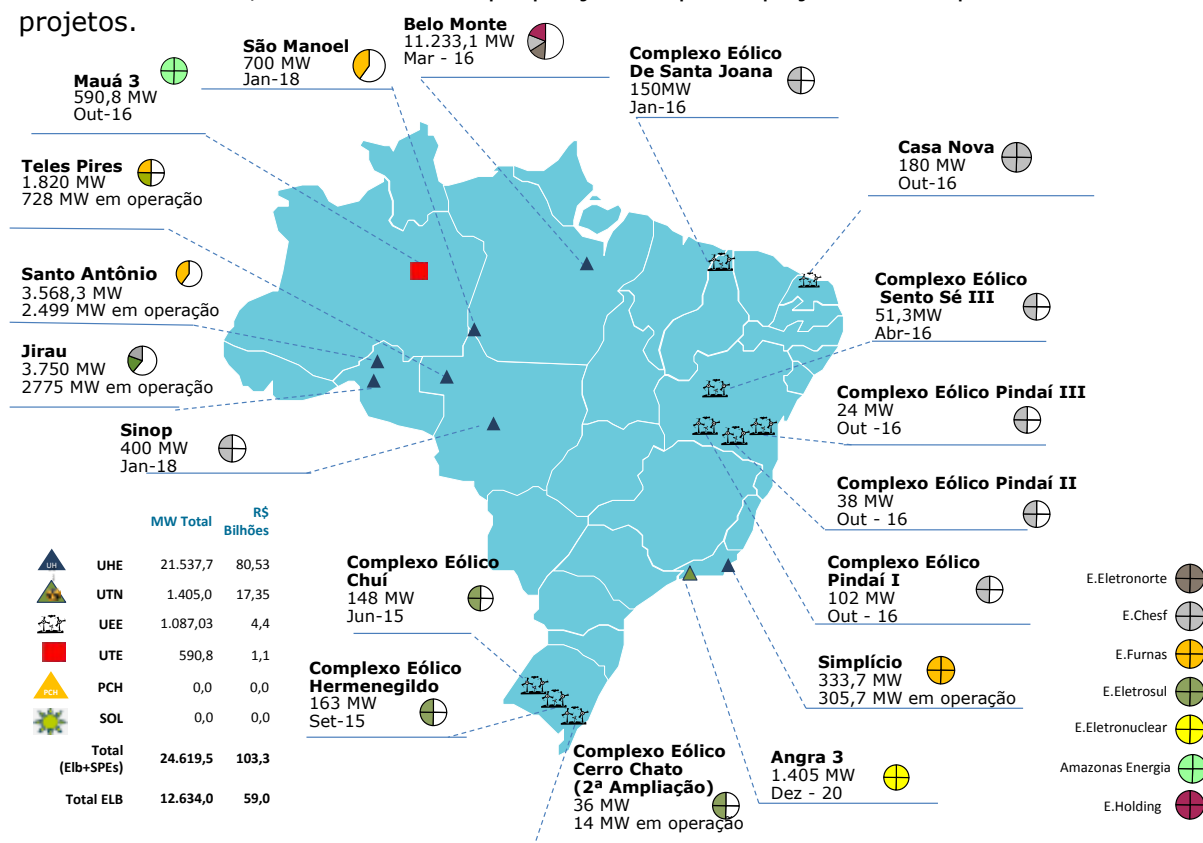
A Eletrobras conta com um estudo sobre o Mapeamento do Potencial Hidrelétrico Brasileiro, que visa identificar e ranquear as oportunidades de novos negócios a partir de uma análise preliminar dos aspectos de engenharia e ambientais identificados.

A Companhia vem aumentando, a cada ano, a sua agregação física, em termos de capacidade instalada, o que demonstra que a Companhia está perseguindo a diretriz estratégica de expansão sustentável, priorizando projetos estruturantes de geração no país, preferencialmente via SPEs.

Empresas	2015	2014	2013	2012	2011
Corporativo e Compartilhada (a)	40.938	41.265	41.624	41.145	38.541
SPEs (b)	4.453	2.891	1.363	1.183	3.080
Total (a + b)	45.391	44.156	42.987	42.328	41.621
Agregação Física Total	1.236	1.169	659	707	193

(b) Proporcional à Participação das Empresas Eletrobras nos empreendimentos.

O mapa a seguir apresenta os empreendimentos em construção que contam com a participação da Companhia, o que representará, quando em operação, incremento de 12.634 MW de capacidade instalada da Companhia até 2020 e R\$ 59 bilhões em termos de investimentos, considerando a proporção da participação da Companhia nos referidos projetos.



❖ Empreendimentos em estudo de viabilidade, projeto básico e inventário:

A fim de manter sua posição de liderança no setor de geração de energia elétrica do país, a Companhia possui em sua carteira diversos projetos que estão em fase de estudos de

viabilidade, projeto básico e inventário, que totalizam cerca de 26.981 MW. Dentre os principais estudos, destacamos:

Empreendedor	Tipo	Etapa	Empreendimento	UF	MW
Eletrobras , Eletronorte e outros	AHE	Estudo de Viabilidade	São Luiz do Tapajós	PA	8.040,00
Eletrobras , Eletronorte e outros	AHE	Estudo de Viabilidade	São Simão Alto	MT	3.509,00
Eletrobras , Eletronorte e outros	AHE	Estudo de Viabilidade	Jatobá	PA	2.338,00
Eletronorte e outros	AHE	Estudo de Viabilidade	Marabá	PA	1.850,00
Eletronorte e outros	AHE	Estudo de Viabilidade	Serra Quebrada	MA/TO	1.328,00
Eletrobras e Ebisa (Argentina)	AHE	Estudo de Viabilidade	Garabi	Bra/Arg	1.152,00
Eletrobras e Ebisa (Argentina)	AHE	Estudo de Viabilidade	Panambi	Bra/Arg	1.048,00
Eletrobras , Eletronorte e outros	AHE	Estudo de Viabilidade	Jamanxim	PA	881,00
Outros	AHE	Estudo de Viabilidade	Diversos	Diversos	6.834,90
Total					26.980,90

6. Transmissão

A malha de linhas de transmissão da Eletrobras, em 31 de dezembro de 2015, atingiu um total aproximado de 68.085 km, representados por 5.238 km de ativos corporativos, 56.811 km de ativos corporativos sob regime de O&M e 6.036 km são correspondentes à proporção de sua participação acionária em empreendimentos realizados pelas Empresas Eletrobras 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 60.997 Km de linhas de transmissão, o que representa cerca de 47,1% do total das linhas de transmissão do Brasil nas referidas tensões.

De acordo com as informações constantes do site da Aneel e de outras transmissoras brasileiras, a transmissora que alcançaria uma posição no mercado, logo após as Empresas Eletrobras, detém em torno de 14.000 km de linhas de transmissão, o que demonstra a importância e relevância do market share da Eletrobras no setor de transmissão do país.

A credibilidade de que desfrutam as Empresas Eletrobras junto a agências reguladoras, órgãos ambientais, acionistas, fornecedores, parceiros, agentes financeiros e sociedade em geral retrata o reconhecimento pelos mais de 50 anos de serviços prestados ao Brasil, sustentada por sua força de trabalho que tem pleno conhecimento do negócio transmissão em suas fases de planejamento, implantação e operação.

6.1. Operação e Comercialização

❖ Linhas de Transmissão por Tipo de Ativo:

As linhas de transmissão da Eletrobras, no valor total de 68.085 Km, tal como ocorre em geração, podem ser divididas de acordo com o regime de exploração e participação acionária em: (i) corporativas; (ii) corporativas sob regime de O&M; e (iii) SPEs. Os ativos sob regime de O&M são aqueles referentes às concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013. A tabela a seguir apresenta, ainda, o total das linhas de transmissão do país que contam com as Empresas Eletrobras, independentemente da proporção da participação acionária dessas companhias nos empreendimentos desenvolvidos em parceria com outros sócios, demonstrando a importância da Eletrobras no setor de transmissão do país, contribuindo para que 74.143 Km linhas de transmissão estivessem em operação em dezembro de 2015 ("Total Alavancado").

Empresas Eletrobras	Linhas de Transmissão 2015 (Km)						
	Corporativo	Corporativo O&M	Corporativo Total (a)	SPEs % Eletrobras (b)	Total Eletrobras (a+b)	Total SPE (c)	Total Alavancado (a+c)
Eletronorte	754	10.023	10.776	2.072	12.848	4.219	14.995
Chesf	1.281	18.604	19.885	1.509	21.394	3.077	22.962
Furnas	1.148	18.758	19.906	1.368	21.274	3.059	22.966
Eletrosul	1.294	9.426	10.720	1.087	11.807	1.740	12.459
Amazonas GT	439	0	439	0	439	0	439
Amazonas Energia	322	0	322	0	322	0	322
Total	5.238	56.811	62.049	6.036	68.085	12.094	74.143

(b) Considera apenas a proporção da participação acionária das Empresas Eletrobras na SPE;

(c) Considera a extensão total das linhas de transmissão das SPEs, independente da participação acionária. Nas SPEs que têm a participação de mais de uma Empresa Eletrobras, consideram os valores alavancados proporcionais.

❖ Subestações:

Corporativamente, em 2015, as Empresas Eletrobras possuíam 53 subestações com capacidade de transformação de 38.385 MVA, além de mais 230 subestações renovadas nos termos da Lei 12.783/2013. Em termos de capacidade total de transformação, incluindo a participação em SPEs, totalizavam 228.723 MVA. A tabela a seguir apresenta também o total de capacidade de transformação de subestações que contam com a participação das Empresas Eletrobras, considerando a capacidade total de transformação dos ativos corporativos 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 2015 (Capacidade de Transformação - MVA)						
	Corporativo	Corporativo O&M	Corporativo Total (a)	SPEs % Eletrobras (b)	Total Eletrobras (a+b)	Total SPE* (c)	Total Alavancado (a+c)
Eletronorte	11169	20.159	31.328	1.151	32.479	2.332	33.660
Chesf	9.227	42.785	52.012	6.064	58.076	12.368	64.380
Furnas	13.161	92.257	105.418	5.673	111.091	12.700	118.118
Eletrosul	3.613	21.413	25.026	836	25.862	2.035	27.061
Amazonas GT	1215	0	1.215	0	1.215	0	1.215
Total	38.385	176.614	214.999	13.724	228.723	29.435	244.434

*Nas SPEs que tem a participação de mais de uma empresa Eletrobras, foram colocados os valores proporcionais.

❖ Qualidade do Serviço de Transmissão:

As Empresas Eletrobras vêm envidando esforços para cumprir o Plano de Modernização de Instalações (PMI), elaborado pelo ONS, que estabelece as prioridades para a realização de modernizações na rede, visando à manutenção da qualidade dos serviços de energia elétrica prestados, que é fortemente influenciada pela funcionalidade de seus equipamentos. Essa funcionalidade é condicionada pelo estado físico dos mesmos – conforme sejam afetados pela idade, histórico de operação e práticas de manutenção e por sua obsolescência, entre outros fatores.

Durante o ano de 2015, foram concluídos 242 eventos previstos no PMI. Destes eventos, aproximadamente 80% estão relacionados a equipamentos de pátio e sistemas de medição, proteção, controle e supervisão.

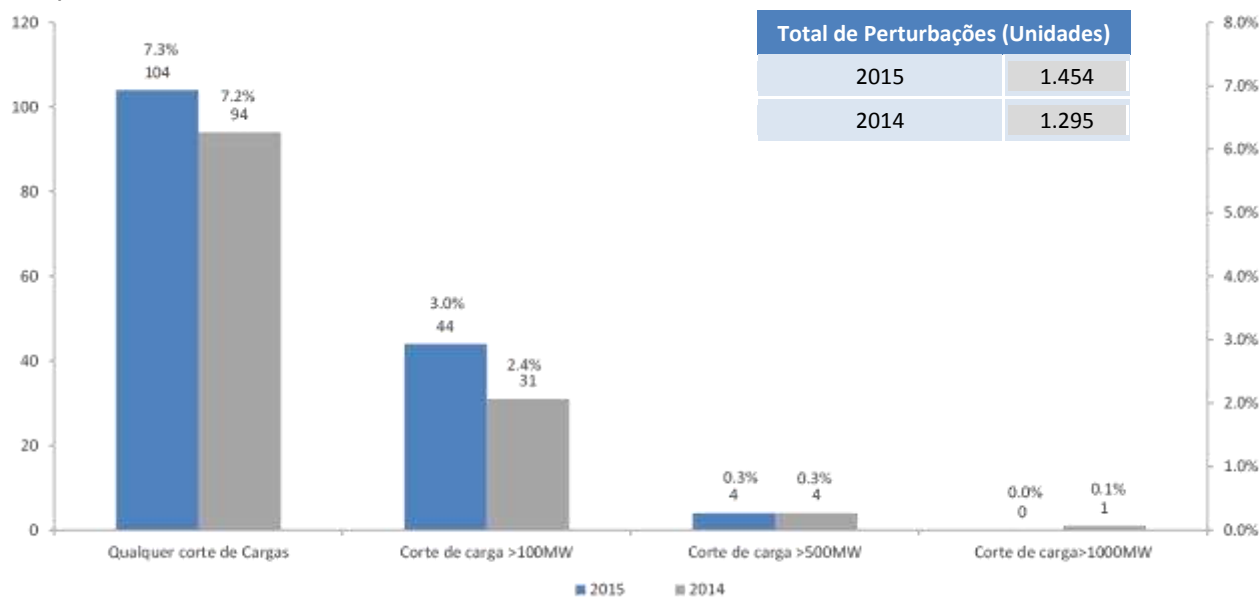
O quadro a seguir apresenta o índice de Disponibilidade Operacional das Empresas Eletrobras, que representa o percentual de horas, no ano, que as linhas permaneceram disponíveis para o sistema de transmissão.

Índice de Disponibilidade das Linhas de Transmissão (%)		
Empresas Eletrobras	2015	2014
Eletronorte	99,91	99,93
Chesf	99,82	99,88
Furnas	99,84	99,10
Eletrosul	99,78	99,59
Amazonas GT	n/d	n/d
Total	99,84	99,62

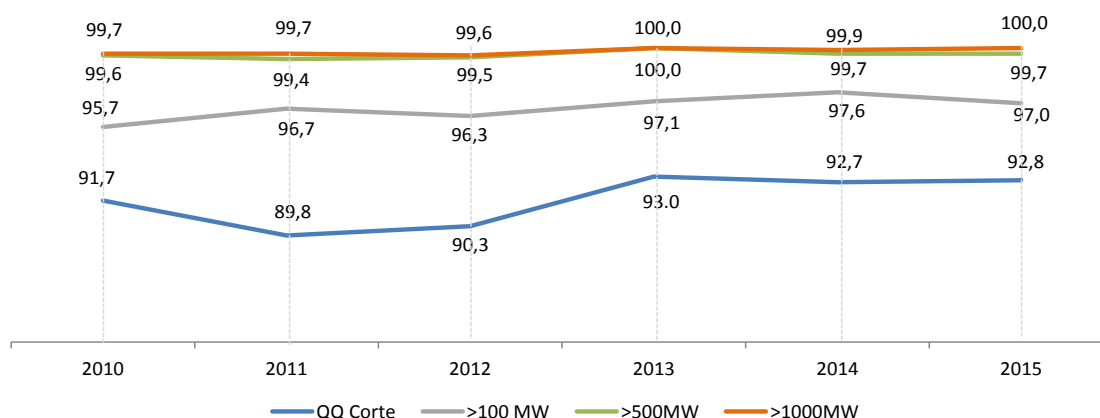
Empresa	Desligamentos por 100Km de LT				
	230kV	345kV	500kV	765kV	Consolidado
Eletronorte	2,19	-	2,35	-	2,24
Chesf	1,04	-	1,00	-	1,03
Furnas	2,42	1,63	1,33	0,99	1,56
Eletrosul	1,55	-	1,06	-	1,34
Sistema Eletrobras	1,50	1,63	1,36	0,99	1,45

O gráfico a seguir apresenta o número de perturbações que tiveram origem na rede de transmissão das Empresas Eletrobras nos anos de 2014 e 2015, bem como os cortes de carga envolvidos nessas perturbações. As principais causas do aumento do número de perturbações foram os fenômenos naturais (descargas atmosféricas) e meio ambiente (queimadas), porém este aumento não tem impacto significativo na receita.

Com relação ao indicador de robustez, que tem por objetivo avaliar a capacidade da Rede Básica em suportar contingências sem interrupção de fornecimento de energia elétrica aos consumidores, as Empresas Eletrobras vem mantendo os mesmos desempenhos no que concerne ao índice de perturbações com origem na rede de transmissão das Empresas Eletrobras.



Indicador de Robustez das Empresas Eletrobras (%)



No que tange às perdas na transmissão, as mesmas são calculadas pela diferença entre a soma de geração e de importação, e soma das cargas e de exportação. Desde 2010, vem sendo utilizada uma metodologia unificada para estimativa das perdas elétricas na transmissão das Empresas Eletrobras, baseada em cálculos elétricos, utilizando-se casos de fluxo de potência. A tabela a seguir apresenta o referido indicador para cada uma das empresas de transmissão de energia da Eletrobras:

Perdas Técnicas por Transmissão (%)		
Empresas Eletrobras	2015	2014
Eletronorte	1,35%	1,06%
Chesf	2,41%	2,10%
Furnas	2,19%	2,16%
Eletrosul	1,66%	1,43%
Amazonas GT	n/d	n/d*
Total	1,98%	1,82%

* Dado não disponível devido o processo de desverticalização da Amazonas GT ter se iniciado em 2015.

6.2. Expansão e Investimentos Transmissão:

No ano de 2015, a Companhia investiu o valor de R\$ 3,414 bilhões em transmissão, sendo R\$ 2,261 bilhões em instalações de transmissão corporativas e R\$ 1,153 bilhões através de SPEs, o que representa 80% dos R\$ 4,270 bilhões aprovados para o orçamento de 2015.

Destaca-se em 2015, o acréscimo de 503 km de linhas de transmissão corporativas e em parceria, em especial os seguintes projetos: Conclusão da Interligação em 500 kV Luiz Gonzaga/Guaranhuns/Pau Ferro, nos estados de Pernambuco e Paraíba, constituída por 653 km de linhas de transmissão e ainda duas novas subestações, executados pela parceria da subsidiária Chesf com a CTEEP, com investimento totalizando R\$ 942 milhões; No estado do Amazonas, a Eletronorte colocou em operação a LT 230 kV Lechuga/Jorge Teixeira, com 30 km de extensão, onde foram investidos R\$ 66 milhões. E em Rondônia, 44 km de LT 230 kV entre a SE Porto Velho e a Coletora Porto Velho, associadas às usinas de Santo Antonio e Jirau. Ambos os empreendimentos melhoram o atendimento às capitais Manaus e Porto Velho.

❖ Agregação Física das Linhas de Transmissão e das Subestações:

A seguir, encontra-se tabela com o acréscimo das linhas de transmissão das Empresas Eletrobras, em Km, para o ano de 2015, indicando também o total de agregação física, para o mesmo período, dos projetos alavancados com a participação das Empresas Eletrobras.

Empresas Eletrobras	Corporativo (a)	Corporativo O&M (b)	SPEs % Eletrobras (c)	Total Eletrobras (a+b+c)	Agregação Física Eletrobras	Agregação Física Alavancada (d)
Eletronorte	754	10.023	2.072	12.848	673	1.298
Chesf	1.281	18.604	1.509	21.394	616	1.056
Furnas	1.148	18.758	1.368	21.274	7	13
Eletrosul	1.294	9.426	1.087	11.807	-855	-1.302
Amazonas GT	439	0	0	439	439	439
Amazonas Energia	322	0	0	322	-378	-378
Total	5.238	56.811	6.036	68.085	503	1.126

(c) Considera apenas a proporção da participação acionária das Empresas Eletrobras na SPE;

(d) Considera a extensão total das linhas de transmissão agregadas em 2015 pelos empreendimentos que contam com a participação das Empresas Eletrobras.

As principais causas que afetaram negativamente o desempenho das Empresas Eletrobras, no exercício de 2015, no setor de transmissão, estão relacionadas ao descumprimento dos prazos de conclusão dos empreendimentos, provocados especialmente por atrasos no processo de licenciamento ambiental, o desequilíbrio em contratos de fornecimento decorrente da desvalorização do real, o descumprimento de prazos por parte de alguns contratados, e finalmente, aspectos fundiários relacionados à passagem das linhas de transmissão em propriedades particulares ou terras indígenas.

O decréscimo de linhas de transmissão da Eletrosul, em 2015, se justifica especialmente pela transferência à Eletronorte de cerca de 582 km de linhas de transmissão da Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. Em relação à Amazonas Energia, o decréscimo decorreu da desverticalização dos ativos de transmissão para a Amazonas GT.

Em termos de subestações, houve um acréscimo de capacidade de transformação das Empresas Eletrobras de 3.182 MVA, sendo 1.650 MVA em empreendimentos corporativos e 1.532 MVA através de SPEs. Quando se considera o total de capacidade de transformação dos empreendimentos que possuem participação da Eletrobras, a Eletrobras contribuiu para o país, em 2015, com o acréscimo de 5.172 MVA.

Empresas Eletrobras	Acréscimo - Subestações em 2015 (Capacidade de Transformação - MVA)				
	Corporativo (a)	SPEs % Eletrobras (b)	Total Eletrobras (a+b)	Total SPE (c)	Total Alavancado (a+c)
Eletronorte	450	0	450	0	450
Chesf	1200	1.323	2.523	2.700	3.900
Furnas	0	75	75	150	150
Eletrosul	0	134	134	672	672
Amazonas GT	0	0	0	0	0
Total	1.650	1.532	3.182	3.522	5.172

(b) Considera a participação acionária proporcional das Empresas Eletrobras nas SPEs;

(c) Considera o total da capacidade de transformação das SPEs.

❖ Expansão Estratégica Transmissão:

Em um país, como o Brasil, que possui dimensões continentais, onde os grandes parques geradores hidráulicos, principal componente da matriz energética nacional, encontram-se afastados dos grandes centros consumidores, as Linhas de Transmissão de energia têm importância estratégica para o escoamento e otimização energética desses blocos de energia, assegurando o atendimento à crescente demanda. Neste cenário, a Eletrobras, através de suas subsidiárias, possuem papel fundamental no Sistema Interligado Nacional – SIN.

A Companhia vem expandindo, nos 5 últimos anos, uma média de 2.486 Km por ano, em termos de linhas de transmissão, especialmente via SPEs, o que demonstra que a Companhia está perseguindo a diretriz estratégica de atuar de forma relevante no setor de transmissão, mantendo sua liderança.

Empresas	2015	2014	2013	2012	2011
Corporativo (a)	62.049	62.142	60.570	59.056	52.243
SPE (b)	6.036	5.440	3.794	2.665	3.936
Total (a+b)	68.085	67.582	64.364	61.721	56.179
Agregação Física	503	3.218	2.643	5.542	527

(b) Considera a participação acionária proporcional das Empresas Eletrobras nas SPEs;

Em termos de investimentos, as Empresas Eletrobras têm prevista a energização, até 2018, de aproximadamente 10.548 Km linhas de transmissão, em parceria ou corporativamente, e 18.900 MVA de potência nas subestações, considerando os empreendimentos em construção ou a iniciar. Os investimentos previstos nestes empreendimentos montam cerca de R\$ 16 bilhões.

Destaca-se, dentre esses empreendimentos, os seguintes projetos corporativos: Implantação, pela Eletrosul, de 1.067 km de linhas de transmissão em 525 kV e 735 km em 230 kV, e ainda a construção de oito novas subestações e ampliação de treze outras, para escoamento de energia eólica e atendimento de energia elétrica na região Sul; Interligação 230 kV, com 987 km de extensão, e ampliações em sete subestações, de Porto Velho em Rondônia a Jaurú no Mato Grosso, que encontra-se em fase final de implantação pela Eletronorte, com início de operação prevista para abril/2016; e conclusão das obras da Interligação Elétrica Brasil-Uruguai, que é um empreendimento binacional, no qual a Eletrobras investiu R\$ 128 milhões, localizado no extremo sul do Rio Grande do Sul, que permitirá o intercâmbio de até 500 MW entre os dois países, através de sistema composto por linha de transmissão em 500 kV, sendo 63 km em território nacional e a nova subestação de Candiota, estando o início da operação está previsto para ocorrer em 2016.

Através de SPES, destaca-se a parceria das subsidiárias Eletronorte (24,5%) e Furnas (24,5%), com a State Grid (51%), para a construção do 1º bipolo para escoar parte da energia a ser produzida pela UHE Belo Monte, sendo o mais importante empreendimento de transmissão em execução no Brasil. Com capacidade para escoar até 4.000 MW de potência através de 2.092 km de linha de transmissão em 800 kV-CC e subestações conversoras de Xingu/PA e Estreito/ MG, são previstos investimentos globais de R\$ 4,5 bilhões.

Abaixo, segue mapa ilustrativo dos principais empreendimentos de transmissão em construção no Brasil.

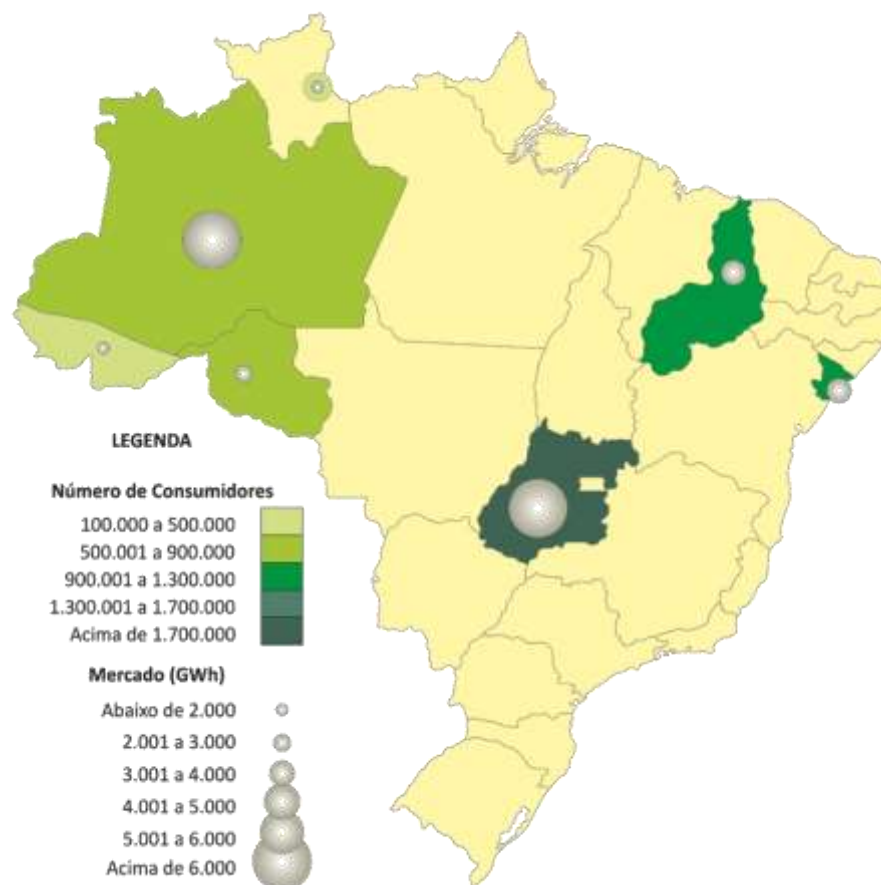


Participação Integral	Parceria	Total	Investimento:
3.620 km - 31 empreendimentos de transmissão + subestações associadas	6.573,6 Km - 18 empreendimentos de transmissão + subestações associadas. Sendo 2.923,5 km pertencentes à Eletrobras.	10.193,5 km	R\$ 12,8 bilhões, dos quais R\$ 2,6 bilhões em participação integral. RAP: R\$ 1,26 bilhões
6.732 MVA	8.496 MVA sendo 4.026 MVA pertencentes à Eletrobras	15.228 MVA	

7. Distribuição

As Empresas de Distribuição de Energia Elétrica da Eletrobras ("EDE"), incluindo a Celg-D, atuam em 02 (dois) estados da Região Nordeste, 04 (quatro) estados da Região Norte e no Estado de Goiás, beneficiando mais de 6,9 milhões de consumidores, o que equivale a cerca de 8,5% do total de clientes do território brasileiro. Em 31 de dezembro de 2015, estas empresas utilizavam uma rede de distribuição de energia de baixa, média e alta tensão, com 471.485 km de extensão e um total de 555 subestações, compreendendo 700 municípios.

Dados Físicos do Sistema – 2015								
Descrição	Eletroacre	Ceal	Amazonas D	Cepisa	Ceron	Boa Vista Energia	Celg – D	Total
Linhas / Redes de Distribuição - Km	19.218	42.043	47.806	87.929	57.647	3.553	213.289	471.485
Nº de subestações	15	40	24	84	60	3	329	555
Nº de Clientes	245.344	1.045.270	898.365	1.172.997	589.332	106.236	2.801.309	6.858.853
Nº de Municípios	22	102	62	224	52	1	237	700



7.1. Operação e Comercialização

No exercício de 2015, em continuidade aos objetivos estratégicos e empresariais definidos no Plano Diretor de Negócios 2015–2019, a Eletrobras iniciou o processo de reestruturação do negócio de distribuição de energia elétrica, tendo sido aprovado, na 164ª Assembleia Geral Extraordinária, de 28 de dezembro de 2015, a venda da participação acionária da Eletrobras na CELG-D, conforme abordado no Capítulo 13.

O ambiente regulatório de 2015 apresentou diversas incertezas para o setor de distribuição de energia elétrica, devido a regulamentação das condições acerca da prorrogação das concessões de distribuição somente ter ocorrido em outubro de 2015, conforme descrito no Capítulo 3. Esta situação foi bastante impactante, uma vez que afetou fortemente a tomada de recursos visando o financiamento de investimentos. Além disso, conforme citado alhures, a exceção da CELG D, a renovação das demais foram retiradas de pauta, na 164ª Assembleia Geral de Extraordinária de Acionistas da Eletrobras, realizada em 28 de dezembro de 2015, por solicitação do representante da União Federal, com o objetivo de estudar melhor o assunto e o modelo a ser adotado no caso de decisão pela prorrogação das concessões de distribuição. Assim, as subsidiárias Cepisa, Ceal, Eletroacre, Ceron, Boa Vista, Amazonas Energia, solicitaram, em 28 de

dezembro de 2015, a prorrogação do prazo para assinatura do respectivo termo aditivo, nos termos da Medida Provisória 706, de 28 de dezembro de 2015, que concedeu o prazo de 210 dias, contados daquela data, para que as referidas Distribuidoras assinem os termos aditivos.

Além da indefinição acerca da decisão de prorrogação ou não das concessões de distribuição, o descompasso entre as despesas com a compra de energia e a receita, impactou de forma negativa o fluxo de caixa de algumas distribuidoras, impossibilitando, em certas ocasiões, honrar compromissos importantes, inclusive com o mercado de curto prazo do Ambiente de Contratação Regulado contabilizado pela CCEE.

Em relação ao Programa Nacional da Universalização de Acesso e Uso da Energia Elétrica (LPT), as EDEs, em 2015, apesar das adversidades enfrentadas, conseguiram realizar o atendimento a 6.733 novos consumidores, sendo: 1.117 consumidores rurais no estado de Alagoas, 2.857 no Amazonas, 1.900 no Piauí, 1.028 em Rondônia, 277 no Acre e 582 novas unidades atendidas na Celg-D, perfazendo um investimento total no Programa Luz para Todos da ordem de R\$ 184,7 milhões.

O consumo nacional de energia na rede elétrica fechou 2015 com recuo de 2,1% sobre 2014, pelos dados divulgados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, enquanto que as Empresas de Distribuição da Eletrobras – EDE, no mesmo período, contabilizaram um crescimento no mercado cativo de 2,4%, fornecendo 29.517 GWh para 6.858.853 de unidades consumidoras. Em 2015, foram incorporadas 200.845 novas unidades, um crescimento de 3,0% em relação a 2014, atendendo a 700 municípios dos Estados do Amazonas, Acre, Alagoas, Piauí, Rondônia, Goiás e do Município de Boa Vista. Para fazer face ao desempenho as distribuidoras investiram um montante de R\$ 1,1 bilhão.

❖ **Evolução da Distribuição em Sistemas Isolados com a interligação ao SIN:**

Desde a entrada em operação dos dois circuitos da linha de transmissão em 230 kV Jauru – Vilhena com 354 km de extensão, os sistemas elétricos dos estados do Acre e Rondônia passaram a fazer parte do Sistema Interligado Nacional – SIN.

A interligação elétrica, realizada após a emissão da Licença de Operação pelo Ibama em 23 de outubro 2009, foi a última etapa de um processo iniciado em 2006, com a realização pela Aneel do leilão para a outorga da concessão para construção, operação e manutenção da linha de transmissão Jauru – Samuel, em 230 kV, com extensão total de 947 km, da Jauru Transmissora de Energia, ligando Mato Grosso a Rondônia. Este foi um projeto desafiador: a primeira integração de um sistema isolado ao SIN.

No ONS, a interconexão com o Acre e Rondônia começou a ser analisada a partir de 2006, avaliando os benefícios e os impactos da interligação na operação do SIN. Os estudos definiram a representação mais adequada da topologia do sistema, bem como avaliaram as condições futuras de suprimento energético e a necessidade de geração térmica complementar local. Em 2009, as normas e instruções operativas foram revistas e prepararam todas as condições para que o ONS pudesse assumir a operação dessa linha.

No primeiro dia útil após o fechamento da interligação, 26 de outubro 2009, para atender a uma carga de 442 MW médios, os dois Estados receberam 156 MW médios de energia provenientes do subsistema Sudeste. Esse recebimento permitiu a redução da geração termelétrica em Rondônia, com a conseqüente diminuição na emissão do CO₂ proveniente da queima do óleo utilizado, bem como o aumento da confiabilidade de suprimento.

O atual estágio da interligação do Acre e Rondônia ainda não representa toda a capacidade de transmissão prevista para a interconexão desses Estados. Como parte do sistema ainda é alimentada por 2 circuitos radial (de Vilhena a Rio Branco), a geração térmica de combustível fóssil ainda será necessária até a configuração final ficar, com

três circuitos entre Jauru e Porto Velho e 2 circuitos Porto Velho até Rio Branco já existentes, o que irá melhorar as condições de suprimento.

O mercado isolado da Ceron está atualmente composto por um universo de 26 (vinte e seis) sistemas, cujo atendimento energético é feito por Produtores Independentes de Energia – PIE, por meio de geração de energia elétrica em usinas diesel-elétricas. Esses sistemas atendem localidades que estão pulverizadas por toda a área de concessão da empresa, representando um percentual de 7,9% do portfólio da energia comprada. Dessas localidades isoladas, em 02 (duas) delas, nos casos dos Distritos de Triunfo e União Bandeirantes, o atendimento é feito pelo PIE Rovema Veículos e Máquinas Ltda. O atendimento aos demais 24 (vinte e quatro) sistemas isolados é feito a partir de contrato firmado com o PIE Guascor do Brasil Ltda. Dos 26 (vinte e seis) sistemas isolados atuais, restarão após a interligação ao SIN, prevista para 2017, ainda 10 (dez), que permanecerão isolados por inexistência de condições físicas para sua interligação.

O mercado isolado da Eletroacre está atualmente composto por um universo de 9 (Nove) sistemas, cujo atendimento energético é feito também por Produtor Independente de Energia – PIE, por meio de geração de energia elétrica em usinas diesel-elétricas. Esses sistemas atendem localidades que estão pulverizadas por toda a área de concessão da empresa, representando um percentual de 17% da energia comprada.. Dos 9 (nove) sistemas isolados atuais, restarão após a interligação ao SIN, prevista para 2017, ainda 4 (quatro), que permanecerão isolados por inexistência de condições físicas para sua interligação. São eles: Jordão, Porto Walter, Santa Rosa do Purus e Marechal Thaumaturgo.

Em 08 de julho de 2013, o Operador Nacional do Sistema – ONS realizou a interligação do Sistema Manaus ao SIN, porém ainda em caráter de operação experimental. Em 02 de agosto de 2013, o Ministério de Minas e Energia - MME emitiu a Portaria nº 258, considerando o Sistema Manaus ainda sob as regras dos Sistemas Isolados, até sua entrada em operação comercial.

Em 5 de maio de 2015, a ANEEL emitiu o Despacho nº 1.365 declarando a interligação do Sistema Manaus ao Sistema Interligação Nacional – SIN, tendo em vista a conclusão das obras elencadas no art. 2º da Resolução Normativa nº 586, de 19 de novembro de 2013.

Assim, atualmente, a capital Manaus e regiões Iranduba/Manacapuru e Presidente Figueiredo estão interligadas, porém as demais regiões da Amazonas, bem como o interior permanecem isoladas.

Cabe ressaltar que, no aspecto operacional, desde a interligação não ocorreram blackouts (totais) e, no caso das ocorrências, que no passado causavam grandes impactos e demoravam mais tempo para se efetivar a recomposição do Sistema posto que envolvida grande número de pequenas unidades de geração térmica, foi possível reduzir a área de abrangência e acelerar a recomposição do Sistema.

A Lei 12.111/2009 continua a regular os serviços de energia elétrica dos Sistemas Isolados e a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, conforme mencionado no Capítulo 11, reembolsa o montante igual à diferença entre o custo total de geração da energia elétrica, para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados, 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.

As demais Distribuidoras controladas pela Eletrobras, quais sejam Cepisa, Ceal e Celg D, encontram-se integralmente interligadas ao SIN.

❖ Comercialização de Energia Elétrica das Empresas Distribuidoras:

As Distribuidoras da Eletrobras faturaram um volume de energia no mercado cativo de 29.517 GWh, com um crescimento de 2,4% em 2015 quando comparado ao ano de 2014 e de 208 GW no suprimento para outras distribuidoras, representando um crescimento total de mercado em 2015 de cerca de 2,45%, crescimento esse significativo, uma vez que o país apresentou um recuo de 2,1% no consumo de eletricidade na rede elétrica nacional em 2015, conforme abordado no capítulo 3.1.

Esse crescimento da Eletrobras foi influenciado, de forma positiva pela Classe Residencial, pois apresentou um crescimento positivo de 5,1%, ao contrário do crescimento total da classe residencial do país que recuou 0,7%, sendo que a Classe Residencial tem uma representatividade 39,1% sobre o consumo de energia total para as Empresas Eletrobras, portanto torna-se um fator de desequilíbrio quando há um decréscimo no seu consumo. De forma negativa, o consumo foi influenciado pela Classe Industrial, que decresceu 5,5% para as Empresas Eletrobras, enquanto que a média de recuo para o país é de 5,3%.

Deve-se também destacar evolução da Classe Iluminação Pública, que teve um crescimento de 7,9%, atribuído às ações de recadastramento do parque de iluminação pública.

Classes de Consumo	Energia Vendida (MWh)		
	2015	2014	(%)
Industrial	5.262.677	5.566.288	-5,45%
Residencial	11.527.085	10.971.668	5,06%
Comercial	6.253.194	6.029.746	3,71%
Rural	2.076.915	2.038.532	1,88%
Iluminação Pública	1.436.622	1.331.245	7,92%
Outros	2.960.647	2.886.727	2,56%
Total de Cativos	29.517.140	28.824.206	2,40%
Suprimento	207.542	190.794	8,78%
Total	29.724.682	29.015.000	2,45%

Classes de Consumo	Energia Vendida (MWh) - 2015							
	Eletroacre	Ceal	Amazonas Energia	Cepisa	Ceron	Boa Vista Energia	Celg-D	Total 2015
Industrial	38.150	556.396	1.661.468	218.090	430.214	18.504	2.339.855	5.262.677
Residencial	431.340	1.323.913	2.190.231	1.526.439	1.177.038	406.606	4.471.518	11.527.085
Comercial	213.734	734.369	1.373.966	702.029	645.799	185.463	2.397.834	6.253.194
Rural	45.793	180.284	81.846	152.350	304.871	13.596	1.298.175	2.076.915
Iluminação Pública	47.254	201.256	168.079	183.478	130.506	31.675	674.374	1.436.622
Outros	168.655	357.472	834.370	386.741	278.253	112.967	822.189	2.960.647
Total	944.926	3.353.690	6.309.960	3.169.127	2.966.681	768.811	12.003.945	29.517.140

7.2. Qualidade nos Serviços e Inadimplência

No exercício de 2015, as Empresas de Distribuição da Eletrobras obtiveram uma evolução positiva, de forma consolidada, no indicador de continuidade DEC em 1,2 horas quando comparado com o realizado no ano anterior, passando de 39,9 para 38,7 horas. Com relação ao indicador FEC, houve um decréscimo consolidado de 1,6 interrupção neste mesmo período, passando de 26,9 em 2014 para 25,3 em 2015.

A despeito dos atrasos em obras para melhoramento da malha elétrica, devido à dificuldade na obtenção de recursos para investimentos enfrentada em 2015, algumas ações contribuíram positivamente para estes resultados, dentre elas a construção e energização de novos circuitos de 138 kV, ampliação de potência em subestações, contratação de equipes para manutenção em linha viva nas tensões de 13,8 a 138 kV, substituição de equipamentos obsoletos em subestações e redes de distribuição, instalação de religadores nas redes de distribuição. Apesar da evolução positiva de forma consolidada, cabe destacar que a distribuidora de distribuição, automação de subestações e melhorias na gestão da operação e manutenção do sistema elétrico.

A ED Roraima apresentou desempenhos negativos nos indicadores DEC e FEC devido, principalmente, a fatores externos como a energia suprida pela Venezuela através do Sistema de Interligação Brasil-Venezuela. A empresa vem atuando fortemente junto aos agentes envolvidos buscando minimizar os impactos da deficiência do suprimento, tendo em vista o atraso nas obras de interligação de Roraima ao Sistema Interligado Nacional e atraso no Programa de Obras de Subtransmissão.

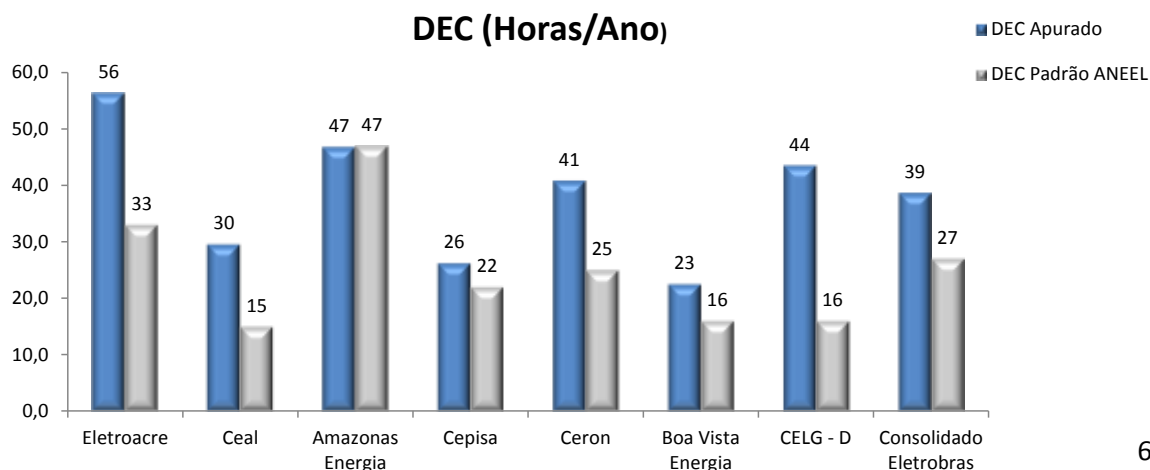
❖ Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC):

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) - Hora/Ano								
Ano	Eletroacre	Ceal	Amazonas Energia	Cepisa	Ceron	Boa Vista Energia	Celg-D	Total ELB*
2011	46,2	25,5	54,7	41,9	38,6	12,7	22,3	39,3
2012	65,9	26,3	60,1	34,2	31,4	11,9	35,7	38,7
2013	72,0	30,7	57,3	29,8	38,9	12,9	40,0	39,5
2014	63,7	36,5	61,6	33,0	29,5	14,6	40,4	39,9
2015	56,4	29,6	47,0	26,2	40,8	22,5	43,5	38,7
Variação 2015x2014 (%)	-11,4%	-18,0%	-14,9%**	-20,4%	38,4%	54,6%	7,0%	-3,0%

DEC Padrão fonte ANEEL.

*Os anos de 2014 e 2015 foram consolidados com os valores da Celg-D, nos demais a Celg-D não está incluída na consolidação.

** Ressalta-se que o Ofício Circular nº0006/2015-SRD/ANEEL de 02/02/2015, permitiu as distribuidoras retificar os dados do DEC e FEC do ano de 2014, sendo assim, a Amazonas Energia seguindo as orientações do ofício refez os cálculos e encaminhou as alterações do ano de 2014 com as devidas justificativas para a agência reguladora.

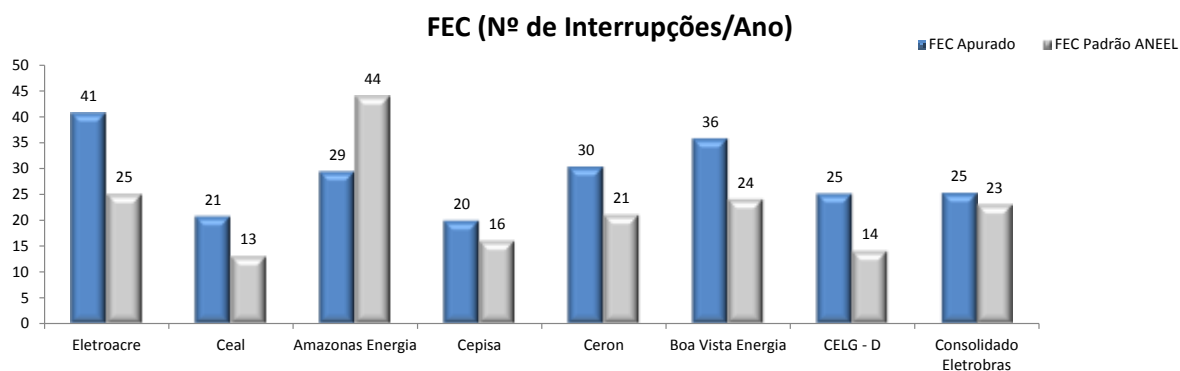


❖ **Frequência Equivalente de Interrupção (FEC):**

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) - No de Interrupções/Ano								
Ano	Eletroacre	Ceal	Amazonas Energia	Cepisa	Ceron	Boa Vista Energia	Celg-D	Total ELB*
2011	45,2	16,7	51,1	30,0	28,9	20,9	18,5	31,5
2012	55,3	20,1	50,2	26,1	26,0	23,8	24,2	31,4
2013	47,5	16,0	39,4	23,4	32,5	21,5	26,2	27,7
2014*	40,9	22,8	37,5	20,6	24,5	19,8	27,2	26,9
2015*	40,7	20,7	29,4	19,9	30,3	35,7	25,1	25,3
Varição 2015x2014 (%)	-0,5%	-9,0%	-21,7%	-3,3%	23,7%	80,1%	-8,0%	-6,0%

FEC Padrão fonte ANEEL.

*Os anos de 2014 e 2015 foram consolidados com os valores da Celg-D, nos demais a Celg-D não está incluída na consolidação.

❖ **Perdas na Distribuição:**

No ano de 2015, as Distribuidoras, com exceção da Eletroacre e da Celg D, registraram aumento das Perdas. De forma consolidada, as Perdas de Energia passaram de 23,62% em dezembro de 2014 para 24,69% em dezembro de 2015.

Empresas	Perdas Técnicas		Perdas Não Técnicas		Perdas Totais	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
ED Acre	9,85%	9,85%	13,47%	13,80%	23,32%	23,65%
ED Alagoas	10,34%	10,34%	14,89%	14,47%	25,23%	24,81%
ED Amazonas	7,77%	7,77%	32,66%	29,86%	40,43%	37,63%
ED Piauí	12,17%	12,17%	18,31%	17,13%	30,48%	29,30%
ED Rondônia	11,15%	11,15%	15,59%	12,09%	26,74%	23,24%
ED Roraima	7,04%	7,04%	4,72%	4,49%	11,76%	11,53%
Celg-D	9,38%	9,81%	2,55%	3,13%	11,93%	12,94%
Consolidado Eletrobras	9,57%	9,51%	15,12%	14,11%	24,69%	23,62%

Contribuíram para esse aumento o comportamento da população frente ao aumento das tarifas e as condições desfavoráveis da economia, bem como a diminuição da capacidade de pagamento dos clientes da Classe Residencial, onde se constatou a ampliação das ligações clandestinas em resposta às ações de suspensão do fornecimento pelo atraso no pagamento (combate à inadimplência).

Também ocorreram em várias empresas o atraso no Programa de Obras do Sistema Elétrico, em função da dificuldade de obtenção de financiamentos, devido ao cenário de

indecisão decorrente da prorrogação ou não das concessões, fazendo com que as ações de combate às Perdas Não Técnicas não fossem suficientes para compensar o crescimento das Perdas Técnicas por sobrecargas.

De maneira particular destacam-se os principais entraves para a redução das Perdas nas Empresas:

- Desde abril de 2014, a Cepisa está impedida pelo Ministério Público do Trabalho de contratar os serviços terceirizados de Inspeção e de Regularização das Unidades Consumidoras, o que só foi solucionado em dezembro de 2015, com a assinatura de um novo Termo de Ajustamento de Conduta para primarização do quadro operacional, o que permitirá a retomada dos trabalhos em 2016;
- Por restrições de recursos financeiros, as atividades de inspeção e de regularização foram reduzidas nas Empresas de Distribuição da Eletrobras;
- Na Ceron ocorreu uma situação profundamente adversa em função de decisões judiciais que limitaram o faturamento e a cobrança das autuações pela fraude nos medidores, o que só deverá ser solucionado no primeiro trimestre de 2016, com a implantação de um Laboratório no Estado para laudos. Tal solução foi obtida, mediante ação da distribuidora junto ao Ministério Público que obrigou o Estado a aparelhar o IMEQ. Com essa ação, retomam-se as atividades de combate às perdas e pode-se faturar cerca de 14.000 processos que hoje estão represados. Além disso, cabe destacar que, em função do término das obras das hidrelétricas de Jirau e Santo Antônio, que geram empregos, e da redução da atividade econômica, houve uma ampliação acelerada de ligações clandestinas e autoreligações.

Como fato positivo, ressalta-se a evolução das contratações dos Projetos do Energia +, cujos resultados deverão ser contabilizados em 2016, em especial o Centro de Inteligência da Medição em Brasília – CIM, que teve sua estruturação iniciada em agosto de 2015, constituindo parte integrante e imprescindível no contexto de implantação da Infraestrutura de Medição Avançada – AMI nas Empresas Distribuidoras da Eletrobras, uma vez que para ele convergirão todos os dados de medição de energia oriundos dos pontos de medição estabelecidos pelos subprojetos 1, 2, 4 e 6 do Projeto Energia+, bem como os pontos e soluções de medição, dotadas de infraestrutura de comunicação já existentes.

Perfazendo um investimento de R\$ 25 milhões, o CIM, cuja fase de implantação encontra-se 95% concluída, juntamente com os Centros de Supervisão Regional – CSR estabelecidos em cada EDE, serão responsáveis pelo monitoramento de aproximadamente 140.000 pontos telemedidos em unidades consumidoras, medições de faturamento e de balanço energético, permitindo uma maior confiabilidade dos dados de medição e uma melhor eficiência operacional nas rotinas de leitura, faturamento e detecção de possíveis irregularidades atualmente executadas nas empresas distribuidoras, contribuindo por fim para a redução dos atuais patamares de perdas.

Destacam-se também, pelo Projeto Energia+, os projetos de Regularização de Unidades Consumidoras (“UC”) em áreas com perdas não técnicas superiores a 50%, com investimentos de R\$ 178 milhões e o de Digitalização de Rede em Média e Baixa Tensão (MT/BT), com investimentos de R\$ 227 milhões, que contribuem significativamente com o programa de redução de perdas não técnicas.

A regularização de ligações clandestinas possibilita faturar a energia fornecida, contribui para a redução de perdas e melhoria da qualidade do serviço prestado, continuidade e segurança. De um total de 87.157 unidades consumidoras já foi realizada 12% da meta, com uma execução financeira de 21%, com a previsão para término em 2017.

Quanto à implantação do sistema de gestão da medição, medidores inteligentes, redes de comunicação e gestão de dados para monitorar de modo contínuo a rede de distribuição, já foram digitalizadas 1.570 UC em Média Tensão, com uma realização financeira de 23% para um total de 8.645 UC. As 111.370 UC de Baixa Tensão serão iniciadas em meados de 2016.

❖ Inadimplência:

Apesar das adversidades enfrentadas em 2015, com o País envolvido em um período de crise econômica e os valores das tarifas elevadas em função da crise hídrica, o que criou uma condição desfavorável à arrecadação e consequentes problemas de fluxo de recursos não permitindo a contratação de equipes de cortes suficientes para combater os clientes inadimplentes, obteve-se uma melhora no indicador INAD de 11,29% em 2014 para 10,39% em 2015. Tal comportamento se deu devido ao incremento no faturamento em 2015, em função de revisões extraordinárias, bandeiras tarifárias, reajustes anuais e consolidação da Celg D em 2015.

Esse indicador de desempenho é obtido pela divisão da Inadimplência Comercial Ativa, segundo os do Sistema Comercial Ajuri, pelo Faturamento com Energia do mesmo período.

A seguir, demonstra-se a evolução do indicador de desempenho "INAD" das Distribuidoras da Eletrobras.

INAD Consolidada das Distribuidoras (%)						
Classe	2015	20 14	2013	2012	2011	Diferença 2015x2014
Residencial	8,51%	8,67%	67,11	12,61	10,10	-0,16
Comercial	6,33%	6,73%	8,14	9,46	10,27	-0,40
Industrial	5,29%	6,62%	13,35	17,20	24,37	-1,33
Rural	9,64%	10,42%	23,19	36,07	44,01	-0,77
Poder Público	34,46%	33,83%	16,15	20,22	23,64	0,62
Serviço Público	46,84%	65,24%	101,06	107,63	128,76	-18,40
Iluminação	17,75%	14,21%	10,46	22,46	27,62	3,54
Outros	4,96%	12,25%	15,54	11,95	16,81	-7,29
Total	10,39%	11,29%	22,41	17,29	18,95	-0,91

Faturamento Consolidado das Distribuidoras (R\$ mil)						
Classe	2015	2014	2013	2012	2011	Varição 2015x2014 (%)
Residencial	7.284.899	5.069.994	451.414	2.848.049	2.297.026	43,7%
Comercial	3.914.012	2.610.829	1.423.912	1.620.771	1.308.353	49,9%
Industrial	2.587.238	1.790.862	842.854	1.077.049	945.200	44,5%
Rural	840.267	533.515	180.087	201.491	157.513	57,5%
Poder Público	950.903	723.645	654.414	628.519	472.730	31,4%
Serviço Público	463.503	309.259	185.543	221.117	175.695	49,9%
Iluminação Pública	566.446	341.376	211.384	167.258	136.623	65,9%
Outros	114.223	76.812	49.218	68.054	52.084	48,7%
Total	16.721.491	11.456.292	3.998.825	6.832.308	5.545.225	46,0%

Inadimplência Consolidada das Distribuidoras (R\$ mil)						
Classe	2015	2014	2013	2012	2011	Variação 2015x2014 (%)
Residencial	620.219	439.524	302.962	359.118	232.059	41,1%
Comercial	247.645	175.671	115.965	153.288	134.395	41,0%
Industrial	136.820	118.502	112.485	185.212	230.392	15,5%
Rural	81.038	55.578	41.757	72.683	69.317	45,8%
Poder Público	327.663	244.844	105.699	127.106	111.757	33,8%
Serviço Público	217.088	201.748	187.511	237.998	226.225	7,6%
Iluminação Pública	100.533	48.516	22.113	37.566	37.732	107,2%
Outros	5.668	9.409	7.649	8.131	8.757	-39,8%
Total	1.736.673	1.293.792	896,142	1.181.101	1.050.635	34,2%

7.3. Expansão e Investimentos

As Empresas Eletrobras investiram R\$ 1,1 bilhão em distribuição em 2015, o que representa cerca de 60% dos R\$ 1,7 bilhões previstos. Em 2015, foram incorporadas 193.398 novas unidades, um crescimento de 2,9% em relação a 2014, atendendo a 700 municípios dos estados do Amazonas, Acre, Alagoas, Piauí, Rondônia, Goiás e do município de Boa Vista.

No ano de 2015, o desempenho na expansão não foi tão significativo quanto em anos anteriores, a exceção da Celg D. Algumas adversidades tiveram que ser vencidas para que os programas de expansão não sofressem desalinhamento com os programas sociais do governo. O andamento dos Programas de Obras de Expansão foi prejudicado devido a ausência de fonte de financiamento, em substituição ao extinto fundo Reserva Global de Reversão – RGR. Apesar dessas dificuldades, as obras que envolviam riscos operacionais foram executadas mas o ritmo de execução dessas obras foi adequado ao “caixa” das distribuidoras, por conta da utilização de recursos financeiros próprios, assim como os recursos do Banco Mundial (Projeto Energia+ Contrapartida). No que respeita a Celg D, em 2015, o Plano de Investimentos obteve uma realização de 92% do que foi aprovado no orçamento anual, sendo considerado um ano bastante positivo em relação aos investimentos para reforço e melhoria do Sistema Elétrico, portanto não havendo muitas dificuldades ao longo do ano.

Apesar de todas essas dificuldades, obras importantes do Programa de Expansão foram realizadas ou se encontram em andamento. As principais obras do realizadas ou em construção, no ano de 2015, estão relacionadas a seguir:

❖ Ceal:

- Equipamentos (Religadores, Bancos Reguladores de Tensão e Bancos Capacitores) – Projetos 7 e 8 - Energia + BIRD;
- Instalação de 197 Religadores Trifásicos Automáticos tipo distribuição 13,8 kV, alcançando uma Realização Física de 96%;
- Instalação de 16 Bancos Reguladores de Tensão tipo distribuição 13,8 kV, alcançando uma Realização Física de 100%;
- Instalação de 44 Bancos Capacitores tipo distribuição 13,8 kV, alcançando uma Realização Física de 106% (parte dos BCs que foram depredados em Fev/14, durante roubo ao almoxarifado da Companhia, foram recuperados);
- Adquiridos mais 95 Religadores Trifásicos Automáticos 13,8 kV, através de adesão ao Registro de Preço nº 0262013/04 CERON.

- Regularização de Consumidores Clandestinos - Projeto 5 - Energia + BIRD:Regularizados 5.112 consumidores, alcançando uma Realização Física de 58% e Financeira de 54%;
- Programa Luz para Todos: Iniciada, em setembro de 2015, a execução de obras da 9º Tranche do Programa Luz para Todos, através do qual foram ligados 1.117 novos consumidores, alcançando uma Realização Física de 10%.
- Subestações de Energia 69/13,8 kV: Iniciada a Ampliação e Reforma da SE Delmiro Gouveia 69/13,8 kV - 15 MVA (Construção de 9 Novos Bays);Iniciada a Ampliação e Reforma da SE Olho d'Água das Flores 69/13,8 kV - 10 MVA (Construção 5 Novos Bays); Iniciada a Ampliação da SE Santana de Ipanema 69/13,8 kV - 15 MVA (Construção de 1 Novo Bay).
- Linhas de Distribuição 69 kV: Iniciada a Construção da LD 69 kV Delmiro Gouveia / Olho d'Água das Flores - 80 km; Iniciada a Construção da LD 69 kV Maceió II (Chesf) / Benedito Bentes - 8 km.

❖ **Cepisa:**

- Regularização de Consumidores Clandestinos Projeto 5 - Energia + BIRD: Regularizados 991 consumidores
- Construção Linha de Distribuição 69 kV: Nazária - São Pedro, 68 km, para resolver os problemas de qualidade no fornecimento de energia da Região do Médio Parnaíba, com conclusão prevista para janeiro/2016;
- Obras de subestações em andamento, com previsão de conclusão em maio/2016: Ampliação da SE São Pedro 69/34,5 kV- 12,5 MVA - 69/13,8 - 20 MVA;Ampliação da SE Nazária 69/13,8 kV - 32,5 MVA
- Instalação de Banco de Capacitores de 13,8kV, 6 MVar - Subestações de Jockey e Macaúba;
- Construção de 62,9 km de redes em média tensão, que fazem parte dos alimentadores das subestações de Renascença, Polo Industrial, Ribeiro Gonçalves, Parnaíba II e Parnaíba I;
- Construção de 29,6 km de extensão de pequenas obras, na própria rede de baixa tensão;
- Qualidade de Energia Instalação de Equipamentos: 32 Bancos de Capacitores; 04 Bancos de Reguladores; 122 Religadores;
- Programa Luz para Todos - PLPT: Execução de obras para atendimento a domicílios rurais, tendo alcançado: Consumidores Atendidos - 1.900; Postes Implantados - 8.232; Construção de Rede de Média Tensão (MT) - 789,41 km; Construção de Redes de Baixa Tensão (BT) - 66,37 km.

❖ **Ceron:**

- Obras do Sistema de Alta Tensão - SDAT;
- Construção das Subestações: Ji-Paraná III 69/34,5/13,8 kV - 65,7 MVA; Ariquemes II 69/13,8 kV - 25 MVA;Centro 69/13,8 kV - 79,8 MVA; Itapuã 69/13,8 kV -25 MVA;Triunfo Entroncamento 69/34,5/13,8 kV - 12,5 MVA; Triunfo

34,5/13,8 kV – 6,25 MVA; Bom Futuro 69/34,5/13,8 kV- 26,25 MVA; Machadinho (rural) 13,8/34,5 kV -6,25 MVA;

- Construção Linha de Distribuição 69 kV: Construção de 150 km de um total de 228 km, para interligação de 6 novas Subestações, com previsão de energização para o primeiro semestre de 2016; Construídos 30 km de redes de MT 34,5kV para interligação da subestação Triunfo e desativação de Usina Térmica;
- Obras do Sistema de Média Tensão – SDMT/BT: Construídos 205 km de redes MT, 13,8 kV, e 100 km de BT 220V; Realizados seccionamentos de circuitos, com instalação de 350 novos transformadores de 45 kVA;
- Qualidade de Energia Instalação de Equipamentos: Instalados 50 bancos de capacitores nas redes MT 13,8 kV (Projeto energia+ BIRD); Instalados 50 bancos de Reguladores de tensão nas redes MT de 13,8 e 34,5 kV (Projeto energia+ BIRD); Instalados 80 Religadores nas redes MT de 13,8 e 34,5 kV (Projeto energia+ BIRD).
- Programa Luz para Todos – PLPT: Execução de obras para atendimento a domicílios rurais, tendo alcançado: Consumidores Atendidos – 1.028; Investimentos realizados – R\$ 6,36 milhões.

❖ **Boa Vista:**

- Em 2015, foram concluídos os quatro últimos projetos sociais do Governo Federal referente à “Minha Casa Minha Vida” em Roraima, referente as obras: Conjunto Habitacional Vila Jardim; Conjunto Habitacional Pérola VII; Conjunto Habitacional Pérola VI; Conjunto Habitacional Ajuricaba;
- Foram instalados: 78 Trafos de Distribuição 13,8/0,22 kV; 7,5 km de adequações em redes de MT; 2,2 km em adequações em baixa tensão.
- Houve evolução na liberação da Faixa de servidão que pertence a Universidade Federal de Roraima, através de um acordo de cooperação técnica, as demais áreas será através de liminar.

❖ **Eletroacre:**

- Construídos 10,6km de Alimentadores MT-13,8kV e 5,92km de redes de distribuição MT-13,8kV e instalados 70 Trafos de Distribuição 13,8/0,22 kV (Contrapartida Banco Mundial);
- Recondutoramento de 14,7km MT 13,8kV e Reforço de 2,01km de Redes de BT (Contrapartida Banco Mundial);
- Construção de 0,83km de Redes de 13,8 kV e 6,44km de Redes de BT e instalados 15 transformadores trifásicos para atender 1.566 unidades habitacionais na Cidade do Povo - Programa Minha Casa Minha Vida (Recurso Próprio);
- Elaboração dos Projetos Executivos e Planilha de Quantitativo e Orçamento das Linhas de Distribuição entre as referidas Subestações: Quinari/Acrelândia, Sena Madureira/Manoel Urbano, Epitaciolândia/Assis Brasil, Seccionamento da LD Rio Branco/Epitaciolândia (Quinari/Quinari), Rio Branco/Quinari, Feijó/Envira, Feijó/Tarauacá, Cruzeiro do Sul/Juruá, Tangará/Alto Alegre, Alto Alegre/Porto Acre;
- Elaboração dos Projetos Executivos e Planilha de Quantitativo e Orçamento das Subestações: Epitaciolândia, Manoel Urbano, Sena Madureira, Assis Brasil, Quinari,

Entroncamento, Envira, Tarauacá, Juruá, Alto Alegre, Porto Acre e bay de Saída da Tangará;

- Licitação da Contratação e Início da Construção das Obras de Ampliação da Subestação Epitaciolândia, bem como, do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) da mesma;
- Instalados 75 Bancos de Capacitores nas redes MT 34,5 e 13,8 kV, totalizando 100 Bancos de Capacitores (Projeto Energia+ BIRD);
- Instalados 15 Bancos de Reguladores de tensão nas redes MT de 34,5 e 13,8 kV (Projeto Energia+ BIRD) totalizando 25 Bancos de Reguladores de Tensão;
- Instalados 75 Religadores nas redes MT de 13,8 e 34,5 kV, totalizando 280 Religadores (Projeto Energia+ BIRD).

❖ Amazonas Energia:

- Implantação da SE COMPENSA 138/13.8 KV – 80 MVA;
- Energização da LT CACHOEIRA GRANDE/COMPENSA –C1 – 10,2 Km;
- Substituição de 1 Trafo de 13,3 MVA por 1 Trafo de 26,6 MVA na subestação Iranduba;
- Extensão de 6,38 km de alimentadores Subestações Existentes 69 kV;
- Recondutoramento de 4,12 km de alimentadores - Subestações 69 kV Existentes;
- Extensão de Rede de 57 km de MT e BT para a regularização de consumidores clandestinos;
- Programa Luz para Todos – PLPT: Devido às peculiaridades da área de concessão da Amazonas Energia, principalmente as associadas à sua geografia econômica, dimensões territoriais continentais, logística de transportes e dificuldades de acesso, a execução do programa está requerendo um grande esforço de todos os setores da Companhia envolvidos na execução do Programa, no sentido de que as dificuldades específicas dessa região sejam gradativamente superadas. O quadro a seguir demonstra o resumo físico das obras realizadas pelo Programa desde o início de sua execução (2004 – 2015).

Quantidade de Obras	Domicílios		Extensão da Rede (km)			Postes	Nº de Transformadores	Potência Instalada (kVA)
	Em 2015	Até 2015	MT	BT	Total			
3.081	2.857	106.804	18.360,52	856,62	19.217,13	220.022	49.484	261.473

❖ Celg-D:

- Obras de Alta Tensão – AT: A execução das obras de linhas de distribuição em AT teve bom desempenho permitindo a conclusão da LDAT Palmeiras – Cezarina C2. Encontra-se em andamento dentro dos prazos previstos as linhas: Inhumas – Itaberá 138 kV, que será energizada em fevereiro/16 e a linha Rio Vermelho – Luziânia 138 kV prevista para em abril/16; Rio Vermelho – Cristalina ; Niquelândia (Furnas) e Corumbá – Pirenópolis.
- Quanto ao programa de obras de Subestações de alta tensão (SDAT's) foram realizadas as seguintes, as quais algumas já se encontram energizadas: Daia;

Cezarina; Palmeiras; Cristalina; Firminópolis; Niquelândia; Real (substituição do trafo); Rio Vermelho; Carajás; Anhanguera;

- Instalação provisória de transformação 69/13,8 kV para eliminação de sobrecarga do TR 69/34.5 kV da SE Uruaçu;
- Realizadas as substituições dos transformadores em sobrecarga nas seguintes subestações: Nerópolis – TR 69/13.8 kV; Cabriuva (Rio Verde) – TR 69/13.8 kV; São João d’Aliança – TR 138/34.5 kV;
- Obras de Média e Baixa Tensão – MT/BT: As obras vinculadas ao atendimento de Santa Rita do Araguaia estão energizadas. O sistema Dorcelino, composto por duas subestações 34,5/13,8 kV, cerca de 30 km de linhas de 34,5kV, e mais de 50 km de redes de 13,8 kV encontra-se em andamento, conclusão prevista primeiro trimestre de 2016;
- Adequação de 300 religadores instalados em 146 subestações de distribuição de média tensão, bem como o Centro de Operação da Distribuição – COD e a aquisição e instalação de 237 Módulos Terminais de Acesso GPRS (General Pocket Radio Service) e 63 Rádios Digitais de 900 MHz para a automação de religadores instalados nas subestações de distribuição de média tensão;
- Aquisição, instalação e automação de 50 religadores na rede de distribuição de 13,8 kV na região metropolitana de Goiânia;
- Desmembramento de circuitos secundários na rede de distribuição da região metropolitana de Goiânia, com a instalação de 216 transformadores de 45 kVA e mais 27 transformadores de 75 kVA;
- Encontra-se em andamento a Aquisição, instalação e automação de 200 religadores em redes de distribuição de média tensão, sendo 156 religadores na região metropolitana de Goiânia e 44 religadores na região da cidade de Anápolis. Conclusão prevista para até 30 de abril de 2016;
- Programa Luz para Todos – PLPT: Em 2015, a CELG D prosseguiu com a execução do Programa, na zona rural do Estado de Goiás, com investimento de R\$ 19,7 milhões. Foram realizados 582 atendimentos, cobertura de 353 km de rede de Alta Tensão e 0,446 km de rede de Baixa Tensão;
- Além disso, em 2015, a CELG D, em cumprimento ao que está estabelecido no artigo nº 47 da Resolução ANEEL 414/2010, atendeu a 4.818 unidades habitacionais de loteamentos de interesse social.

8. Operações Internacionais

8.1. Presença no Mundo

De forma alinhada com a diretriz estratégica de expansão sustentável elencada no Planejamento Estratégico 2015-2030, a Eletrobras buscou aumentar sua expressão nos negócios de geração (ênfase em eólica e hidrelétrica) e transmissão (ênfase em interconexões internacionais) 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 empresa vem criando uma carteira de projetos no exterior, privilegiando parcerias locais, com foco na criação de valor, garantindo retorno adequado aos investimentos internacionais.

Em 2015, 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 eólicos no Uruguai, bem como os referentes a sistemas de transmissão internacional na região das Guianas, envolvendo o Brasil, denominado "Arco Norte", que será abordado no item 8.2 a seguir.



Destaca-se, em 2015, a entrada em operação do Parque Eólico Artilleros (65 MW) em sua totalidade. Localizado no Departamento de Colonia, Uruguai, Artilleros é fruto da associação entre a Eletrobras e a Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) na SPE uruguaia Rouar S.A. Trata-se do primeiro empreendimento internacional da Eletrobras a entrar em operação.

No que tange ao processo de integração elétrica regional, a Eletrobras atuou no fortalecimento das relações com agentes regionais. Como resultado, destacam-se o contrato de fornecimento de energia com a UTE, assinado em dezembro de 2015, a intensificação dos trabalhos envolvendo a exploração do potencial energético na região de fronteira com a Bolívia, bem como o avanço dos estudos no âmbito do Projeto Arco Norte.

Em fevereiro de 2015, foi assinada a Licença de Geração com o governo da Nicarágua, iniciando o período de concessão de 39 anos para construção e operação do Projeto Tumarín, usina hidrelétrica de 253 MW localizada na Região Autônoma do Caribe Sul. Esta usina gerará em média 1.184 GWh/ano, o que deverá significar cerca de 21% da demanda da eletricidade da Nicarágua em 2019, bem como substituirá parte da energia elétrica de fonte térmica à óleo, contribuindo para uma matriz energética mais limpa e renovável. O projeto Tumarín teve o início da execução das obras preliminares no 1º semestre de 2015.

No continente africano, a Eletrobras segue prospectando oportunidades de inserção no mercado de energia em empreendimentos de transmissão e geração limpa e renovável em Moçambique, Nigéria e República do Congo, tendo em vista o relevante potencial hidrelétrico da região e a enorme carência de energia no continente. Essa busca de oportunidade tem avançado com assinatura de acordos e diálogos com governos dos países em questão, bem como de players privados com interesse em parcerias na região.

Em dezembro de 2015, a Carteira de Projetos Internacionais era composta por 11 projetos. O total de ativos existentes na Carteira era de 9.280 MW em geração e 900 km em linhas de transmissão, no mesmo período.

Participação Estratégica em Entidades Internacionais:

A Eletrobras exerce o papel de agente executivo do Comitê Brasileiro da Comissão de Integração Energética Regional (BRACIER), que congrega cerca de 40 empresas do setor elétrico brasileiro, sendo um dos 11 comitês da Comissão de Integração Energética Regional (CIER), tendo como associadas cerca de 270 organizações atuantes no setor elétrico da América Latina. Pesquisas e estudos nos segmentos de geração e transmissão são coordenados pela Eletrobras.

Atualmente, o Presidente da Eletrobras, Sr. José da Costa Carvalho Neto, ocupa o cargo de Chair o Comitê de Programas do World Energy Council – WEC (Conselho Mundial de Energia), associação que reúne os principais líderes e entidades do setor de energia mundial e que busca divulgar as estratégias relacionadas às questões energéticas com a realização de eventos de alto nível, a publicação de estudos e a atuação de sua rede de membros. Em 2015, a Eletrobras esteve presente nos principais eventos da WEC.

Em setembro de 2015, a Eletrobras assinou um Memorando de Entendimentos com o Southern African Power Pool (SAPP) que é um organismo de cooperação entre as empresas nacionais de eletricidade dos países da região Sul do continente Africano, objetivando trocas de experiências, possibilidades de novas parcerias ou cooperações, e, principalmente, prospecção de oportunidades de negócios mais rentáveis no continente africano.

8.2. Interligações Fronteiriças

A Eletrobras opera interligações internacionais com o Paraguai, por meio da usina de Itaipu; com a Argentina, caracterizada pela linha de transmissão em 132 kV, que interliga subestação de Uruguaiana à subestação de Paso de los Libres; com a Venezuela, por meio de uma linha de transmissão em 230 kV, com capacidade de 200 MW, que interliga Boa Vista (RR) à cidade de Santa Elena; e com o Uruguai, por meio da linha de transmissão em 230 kV que interliga a conversora de frequência de Rivera (70 MW) à subestação de Livramento.

Ao sul do Brasil, foi iniciada em março de 2015, a fase de testes 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 operação comercial em 2016.

A entrada em operação da referida interligação incrementa o potencial de energia a ser importado pelo Brasil por meio do contrato de fornecimento de energia firmado pela Eletrobras com a estatal uruguaia UTE, em dezembro de 2015.

Já na região amazônica, a Eletrobras deu sequência ao Estudo de avaliação do Projeto Arco Norte, em conjunto com o BID e outras estatais de energia elétrica do Suriname, da Guiana e da França. O Projeto representa um sistema regional de transmissão de energia elétrica, 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 BID e teve sua primeira fase (estudo base) concluída. A etapa seguinte refere-se ao Estudo de Pré-viabilidade, cuja conclusão está prevista para o 2º trimestre de 2016. Estes são os primeiros passos de um projeto que almeja a construção de uma linha de transmissão de aproximadamente 1.800 km de extensão, a fim de formar um grande arco elétrico que

garantirá o transporte da energia gerada por novos empreendimentos de geração localizados no Brasil, na Guiana, no Suriname e na Guiana Francesa.

9. Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

9.1. Cepel e Investimentos em P&D+I

Criado em 1974, por iniciativa da Eletrobras, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel (www.cepel.br) vem contribuindo para a manutenção de uma infraestrutura tecnológica avançada de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P&D+I) em equipamentos e sistemas elétricos, de forma a atender às características singulares do setor elétrico brasileiro, que tem ampla base de usinas hidrelétricas de grande porte e linhas de transmissão de dimensões continentais.

Tendo como seus Associados a Eletrobras e as subsidiárias Chesf, Furnas, Eletronorte e Eletrosul, o Centro exerce a Secretaria Executiva de P&D+I e Tecnologia, da Comissão de Política Tecnológica das Empresas Eletrobras. É o executor central de linhas de pesquisa, programas e projetos, e provê consultoria e assessoramento na avaliação de resultados, na gestão do conhecimento tecnológico e sua aplicação.

Por sua abrangência, os beneficiários da sua atuação transcendem as Empresas Eletrobras. Incluem os Ministérios de Minas e Energia e da Ciência, Tecnologia e Inovação, e entidades setoriais, como a Empresa de Pesquisa Energética, o Operador Nacional do Sistema Elétrico, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e a Agência Nacional de Energia Elétrica, além de concessionárias e fabricantes de equipamentos.

Suas atividades de P&D+I, que abrangeram, em 2015, 85 projetos de grande porte da sua Carteira de Projetos Institucionais, organizam-se segundo sete grandes áreas: Otimização Energética e Meio Ambiente; Redes Elétricas; Automação de Sistemas; Linhas e Estações; Tecnologia de Distribuição; Materiais, Fontes Alternativas e Eficiência Energética; e Infraestrutura Laboratorial e de Pesquisa Experimental.

Maior instituição de pesquisas em energia elétrica no Hemisfério Sul, o Cepel conta com cerca de 408 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, em função do porte de suas instalações, como, por exemplo, aqueles com capacidade de realizar ensaios em Ultra Alta Tensão. Sua infraestrutura laboratorial com padrão de excelência internacional permite a realização de projetos de pesquisa e desenvolvimento e a execução de serviços tecnológicos para os mais variados equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Com forte apoio das Empresas Eletrobras e outros parceiros, o Cepel desenvolve e mantém, um acervo próprio de metodologias e cadeia de modelos computacionais, essencial para a gestão do sistema eletroenergético interligado, dentro de rígidos critérios de segurança. Esta cadeia de modelos computacionais contribui para a redução dos custos financeiros e ambientais, otimização dos recursos naturais, diversificação da matriz energética, minimização de emissões de carbono, confiabilidade no suprimento de energia, modicidade tarifária e segurança energética nacional, estando na base de todas as atividades de planejamento e operação do sistema elétrico nacional.

Em termos de segurança elétrica em tempo real, o programa computacional SAGE 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 (conceito Evergreen), que permitiu retirar o Brasil da dependência de sistemas fechados de hardware e software e de soluções

passíveis de esgotamento tecnológico. Com esses predicados, tornou-se o sistema padrão para a operação em tempo real das redes elétricas das Empresas Eletrobras e da maioria das concessionárias integrantes do SIN, além de núcleo do fornecimento, em parceria, da nova Rede de Gerenciamento de Energia (Reger) do ONS para o 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 ambiente para treinamento e qualificação de operadores.

Ainda com foco na melhoria do desempenho técnico-econômico e socioambiental dos ativos das Empresas Eletrobras, destaca-se a contribuição do Cepel no estabelecimento de indicadores de sustentabilidade empresarial, com base nas melhores metodologias e em critérios científicos.

O Centro participa de projetos e desenvolve estudos de geração eólica, solar, fotovoltaica, heliotérmica, células a combustível, tecnologias de produção de hidrogênio, supercondutores, sistemas híbridos de geração de energia elétrica, e técnicas de avaliação de integridade estrutural e extensão de vida útil.

Como um dos mais importantes investimentos de sua história recente, está sendo construído o Laboratório de Ultra Alta Tensão ao Tempo (LabUAT Outdoor), para pesquisa experimental e ensaios de soluções em transmissão, em níveis de até 1.100 kV CA e \pm 800 kV CC, com alta capacidade, para o transporte de grandes blocos de energia por longas distâncias. Com recursos de cerca de R\$ 100 milhões, o LabUAT Outdoor, pioneiro no continente americano e no hemisfério Sul, é fruto de apoio indispensável da Eletrobras, do MME, do MCTI, da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e do Banco Mundial. Esta iniciativa representará um novo paradigma para a transmissão de energia elétrica no Brasil e também contribuirá para o desenvolvimento sustentável da hidroeletricidade na região amazônica. O segundo Laboratório de Ultra Alta Tensão, o LabUAT Abrigado, para pesquisa experimental em condições controladas, já está em fase de projeto e conta com recursos de Furnas (R\$ 95 milhões), Chesf (R\$ 75 milhões) e Eletronorte (R\$ 50 milhões), oriundos da Lei 9.991/2000, e do Cepel (R\$ 10 milhões).

O Cepel participa como executor de projeto para implantação de uma Plataforma de Pesquisa Experimental para o desenvolvimento e demonstração de tecnologias em energia solar no Brasil. O primeiro projeto corresponde a uma planta solar de 1 MW com a tecnologia de cilindros parabólicos, no município de Petrolina (PE), e conta com o apoio do MCTI/Finep e, MME, Chesf e universidades.

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. Neste sentido, o Cepel está sendo contratado pelo MME e pelo Banco Mundial para a elaboração de metodologia para o desenvolvimento de usinas hidroelétricas sob o conceito de Usinas-Plataforma, onde as usinas serão instaladas com o mínimo impacto ambiental e se constituirão em um vetor de conservação ambiental permanente.

O Cepel lançou, no dia 27 de outubro, o relatório "Guidelines for Quantitative Analysis of Net GHG Emissions from Reservoirs: Volume 2 - Modelling", durante a Hydro 2015 - Advancing Policy and Practice, em Bordeaux, na França. O documento traz diretrizes para modelagens de emissões líquidas de Gases de Efeito Estufa (GEE) em reservatórios de hidrelétricas. O volume foi produzido no âmbito da força-tarefa de Balanço de Carbono de Reservatórios de Hidroelétricas do Grupo de Trabalho em Cooperação Tecnológica em Hidroeletricidade da Agência Internacional de Energia (IEA HYDRO), coordenado pelo Cepel, por indicação do Ministério de Minas e Energia (MME).

Em 2015, o aporte de contribuições institucionais das Empresas Eletrobras, no atendimento de sua obrigação estatutária para suporte e desenvolvimento do Cepel, somou R\$ 167 milhões. Os valores, apresentados abaixo, correspondem apenas aos montantes que foram aplicados, nos anos de 2014 e 2015, diretamente para o desenvolvimento dos projetos de pesquisa, lembrando que há outros montantes que são contabilizados como recursos aplicados, entre outros, na administração do Cepel e que não estão classificados como P&D.

Investimentos com Pesquisa, Desenvolvimento & Inovação*	R\$ (mil)		
	2015	2014	Varição (%)
Eficiência Energética	6.206	5.973	4%
Energia Distribuída	798	614	30%
Geração e Tecnologias Avançadas	29.160	28.146	4%
Serviços Inovadores relacionados à Sustentabilidade	3.994	4.397	-9%
Tecnologia de Energia Renovável	4.893	4.622	6%
Tecnologias de Transmissão e Distribuição	101.668	91.797	11%
Total	146.719	135.549	8%

*Os dados se referem apenas ao CEPEL, não contém informações referentes a outras empresas Eletrobras.

As empresas Eletronorte e Chesf assinaram, em dezembro de 2015, contrato com empresas e institutos responsáveis pela pesquisa sobre geração de energia elétrica em flutuadores no lago de usinas hidrelétricas, que será realizada em plantas-piloto nas usinas hidrelétricas Sobradinho (BA) e Balbina (AM). O cronograma de implantação e pesquisa prevê o início da execução dos projetos no primeiro semestre de 2016. Os projetos serão realizados com recursos destinados a ações de Pesquisa e Desenvolvimento pelas empresas, com previsão de investimentos de cerca de R\$ 100 milhões, em ações previstas até janeiro de 2019, para gerar 10 MWp de energia elétrica.

9.2. Gestão da Inovação e Melhoria de Processos

❖ Gestão da Inovação:

O Sistema de Inovação Corporativa contempla a captação, a avaliação, o desenvolvimento e a implementação de uma ideia, cadastrada por um colaborador. O Sistema foi implementado em 2010 e vem sendo revisado a partir do 2º semestre de 2012 com a instituição do Prêmio Boas Ideias.

O Programa Boas Ideias conta com quatro grandes temas onde são classificadas as ideias captadas através da ferramenta institucional para cadastro das mesmas. O objetivo da nova etapa do Programa Boas Ideias é a Inovação Incremental e a Melhoria de Processos, e, por isso, os resultados alcançados em 2015 estão ligados à qualidade e ao desempenho, buscando de forma proativa a solução de problemas e desafios, onde o objetivo final, sempre, é a satisfação dos clientes internos e demais lideranças envolvidas no processo. Tal aspecto busca manter a competitividade empresarial e, em geral, tem foco no curto prazo.

Além da Gestão do Programa Boas Ideias, que é operacionalizado pela própria área de Gestão da Inovação, cujos recursos financeiros previstos para o Prêmio Boas Ideias totalizam R\$ 80 mil reais, os recursos consumidos foram de R\$ 21 mil reais às ideias vencedoras do Prêmio.

Em 2015, o Programa Bons Ideias registrou 35 ideias apresentadas pelos seus colaboradores que selecionou e premiou o projeto - "Smart Busa – Uma Visão Inovadora

para os Bens da União sob Administração da Eletrobras - BUSA”, que consistiu no desenvolvimento de um sistema que tem por finalidade mostrar os imóveis de forma visual onde todos possam consultar toda a documentação de forma amigável e segura num único repositório concentrador de todas as fontes de informação relativas aos BUSA. O acesso direto e otimizado às informações gerou maior rapidez no processo de consulta, em consequência um melhor aproveitamento do valor homem/hora do processo, e uma fidedignidade na consolidação das informações para tomada de decisão. Além dessa tivemos duas ideias premiadas no tema Melhoria de Processos desenvolvidas com o apoio do Programa de Melhoria de Processos Eletrobras (PMPE).

Para 2016, é esperado um aumento da quantidade de ideias voltadas aos temas propostos em torno de 15%, em face da divulgação dos resultados alcançados em 2015 e da manutenção da filiação à Associação Nacional de Pesquisa, Desenvolvimento e Engenharia das Empresas Inovadoras – ANPEI, órgão fomentador de inovação por meio de capacitação de recursos humanos, divulgação de melhores práticas e de um intenso fluxo de informações por meio de reportagens, periódicos, artigos, entrevistas, cases e estudos sobre o tema. Além disso, haverá um novo direcionamento na atuação do Comitê de Avaliação de Ideias – CAI, formado por um integrante de cada diretoria da Eletrobras, que será capacitado internamente numa trilha de conhecimento voltada para a gestão da inovação. Com isso, os integrantes deste comitê passarão a atuar, com o conhecimento adquirido, como agentes de inovação, cuja função será a de fomentar e identificar, como representantes das diversas áreas da empresa, as iniciativas de melhoria e inovação que acontecem de forma espontânea e que necessitam ser divulgadas para servirem de exemplo e inspiração na mudança de nossa cultura de inovação.

❖ **Melhoria de Processos:**

Considerando que todas as atividades desempenhadas na Companhia fazem parte de algum processo, e que o respectivo desempenho afeta diretamente o resultado da organização, torna-se necessário simplificar, melhorar, agilizar e reduzir os custos dos processos, de forma contínua, buscando a eliminação das atividades que não agregam efetivamente valor ao negócio.

No segundo semestre de 2015, a Eletrobras lançou o Programa de Melhoria de Processos Eletrobras – PMPE, visando contribuir para a formação de uma cultura de melhoria contínua na Eletrobras.

O PMPE aproveita os analistas de processos da própria Companhia para treinar e orientar os participantes na aplicação das técnicas de melhoria de processos, sem custo para a organização.

De forma a direcionar as melhorias de processos para as necessidades da organização, foram realizados workshops com os gestores de todas as Diretorias para identificar problemas candidatos ao PMPE. Ao final, 124 problemas foram elencados e compartilhados com os empregados da organização.

A partir do conhecimento sobre os problemas identificados, o empregado pode inscrever um projeto de melhoria no PMPE. Este projeto é avaliado, e aqueles classificados com menor complexidade e maior potencial de resultado são selecionados para o ciclo vigente.

O primeiro ciclo foi iniciado em agosto de 2015 e será finalizado em fevereiro de 2016, tendo ao todo nove projetos inscritos. Deste total, seis projetos estão em desenvolvimento, um encontra-se em suspenso e dois projetos encontram-se concluídos, conforme destacados abaixo:

- Projeto de redução e treinamento do quadro de especificadores de requisições de compras foi finalizado: Este projeto tem demonstrado impacto significativo na melhoria do processo de aquisição de dispensa de licitação por valor, e também

nas demais contratações da empresa que precisem passar pelo rito de requisição de compras (criação, concordância, aprovação, especificação, homologação, e liberação). A primeira coleta de resultados do indicador, aferiu-se uma redução de 45% nas requisições de compras liberadas com especificações incorretas ou incompletas.

- Projeto de reestruturação do processo de pagamento das ações educacionais: As melhorias implementadas já permitiram a redução de aproximadamente 60% da quantidade de impressões realizadas, a definição de um padrão de monitoramento da caixa de entrada de notas fiscais, de modo a minimizar o tempo de espera entre a chegada da nota fiscal e o início de seu processamento, e a criação de um novo padrão para liberação de pedidos no SAP, de forma a agilizar a liberação dos pedidos no departamento e reduzir o tempo de envio para o contas a pagar.

Em 2016, já está programada a realização de dois novos ciclos do Programa de Melhoria de Processos Eletrobras. Ao final do ano, espera-se um aumento da quantidade de projetos de melhoria em torno de 10%, em face de uma forte campanha de divulgação dos resultados alcançados em 2015.

Vale ressaltar também que, no que se refere à melhoria dos processos, as Empresas Distribuidoras da Eletrobras vêm investindo na modernização do seu call center, que passou a contar com tecnologia utilizada pelas mais modernas centrais de atendimento do país, possibilitando a operação integrada entre as empresas. Há uma base operacional situada em cada uma das capitais dos estados onde as empresas atuam, e outra em Brasília, que centraliza parte das operações de todas as distribuidoras da Eletrobras. Assim, através do ganho em escala, possível com a integração entre as centrais, os clientes têm acesso a um atendimento ágil e de maior qualidade, propiciada pela centralização e unificação dos procedimentos comerciais.

Essa integração entre as bases operacionais é realizada através da instalação de links telefônicos e de dados, não implicando em custos adicionais, se comparada ao modelo anterior de operações isoladas. Além dos benefícios anteriormente indicados, a integração possibilita a contingência das operações de call center, agregando maior confiabilidade e segurança ao processo. Desse modo, caso apresente problemas de acesso a qualquer das centrais, ocasionados por greves, eventos da natureza, como enchentes e alagamentos, ou mesmo acidentes, as ligações dos clientes da empresa associada à central serão transferidas de modo automático para qualquer uma das demais centrais, sem afetar a disponibilidade dos serviços aos clientes. Alcançar melhores resultados na prestação de serviços é uma busca contínua em todas as distribuidoras da Eletrobras.

9.3. Governança de Tecnologia de Informação

As empresas Eletrobras vêm, desde 2011, orientando suas estratégias e ações no sentido de padronizar seus sistemas de informação corporativos com objetivo de apoiar a implantação de um novo modelo de gestão empresarial que garanta uma atuação uniforme, integrada, rentável e competitiva ao Sistema, bem como contribua para o aprimoramento da governança corporativa, baseada nas melhores práticas de mercado. Para tanto realizou processo de padronização de um sistema integrado de gestão empresarial (Enterprise Resource Planning - ERP), que culminou com a definição do sistema SAP ERP como padrão para todas as Empresas Eletrobras. De forma a viabilizar que as contratações das implantações e das adequações do sistema SAP ERP nas diferentes empresas ocorram segundo critérios uniformes, eficientes, eficazes e com os menores custos possíveis, a Eletrobras instituiu o Programa de Implantação do Padrão de ERP nas Empresas Eletrobras - ProERP.

O Programa ProERP é constituído de 7 projetos. Os projetos 1 a 5 foram concluídos em 2014. Em 2015, foram aprovadas as diretrizes corporativas e de governança do Programa

ProERP e também foi aprovado o projeto 6 com a lista dos requisitos de integração do ERP das Empresas Eletrobras.

Os principais Benefícios do Programa ProERP são: (i) Padronização e integração dos sistemas informatizados de gestão empresarial das Empresas Eletrobras; (ii) Maior agilidade na gestão dos negócios das empresas Eletrobras; (iii) Facilidade de acesso a informações, consolidação e comparação de resultados das Empresas Eletrobras; (iv) Otimização dos custos de suporte e manutenção de TI.

No que tange à Tecnologia e/ou Segurança da Informação, destaca-se, ainda, em 2015, a Implantação da tecnologia VoIP (Voz sobre IP) para o serviço de telefonia, que além de disponibilizar um serviço com alto grau de qualidade e confiabilidade, também permitirá a redução de custos de telecomunicações e a agregação de novos serviços e funcionalidades, dentre os quais pode-se destacar mobilidade, segurança, portabilidade, áudio e videoconferência.

Em 2015, houve também a aquisição de uma ferramenta de backup adequada para atender a infraestrutura de virtualização de servidores da Eletrobras holding, possibilitando backups mais confiáveis e eficientes, adicionando a replicação do backup para o site de contingência.

Foram ainda desenvolvidos: (i) o Sistema de Gestão de Assuntos Regulatórios – SIGAR, com o objetivo de manter atualizada a Diretoria Executiva das Empresas Eletrobras, a partir de relatórios semanais, sobre os assuntos regulatórios do setor elétrico que as afetem de alguma forma, permitindo adoção de ações imediatas, minimizando a possibilidade de multas, advertências e outras penalidades. As informações disponibilizadas pelo SIGAR são atualmente inseridas pela Diretoria de Regulação da Eletrobras e, em breve, serão automaticamente obtidas nos sistemas da Aneel; (ii) O Sistema para apuração e rateio de custos administrativos de Itaipu e Proinfa, com objetivo da Eletrobras aumentar o controle sobre a apuração dos seus custos administrativos com estas atividades, dado seu direito de ressarcimento financeiro, pois, desde 2012, a Aneel havia definido um montante fixo, sem atualização, dos custos administrativos que deveriam ser ressarcidos à Eletrobras em decorrência da gestão das contas de Itaipu e do Proinfa.

9.4. Eficiência Energética

A área de eficiência energética da Eletrobras é estruturada em duas grandes linhas de atuação: eficiência energética como política pública e eficiência energética com uma visão corporativa e empresarial.

Na vertente corporativa, a Eletrobras atua com atividades de eficiência energética nas Empresas Eletrobras e coordena o Comitê Integrado de Eficiência Energética das Empresas Eletrobras – “CIEESE”, que objetiva buscar soluções tecnológicas, cooperação técnica e excelência da eficiência energética empresarial. Na Holding, após a retomada das atividades em março de 2013, a Comissão Interna de Conservação de Energia – “Cice”, prosseguiu com suas atividades nos anos de 2014 e 2015, tendo como meta a redução de consumo de energia elétrica.

No âmbito da Eletrobras holding, foi alcançada uma redução de 1,8% do consumo de energia elétrica em 2015 em relação a 2014, sendo desenvolvidas as seguintes atividades:

- Estudo e busca de oportunidades de melhoria nos Centro de Processamento de Dados - CPDs;

- Otimização da iluminação em alguns andares de um dos edifícios da Eletrobras localizado na Cidade e Estado do Rio de Janeiro;
- Integração de trabalhos com a Cipa - Comissão Interna de Prevenção de Acidentes e CCS - Coleta seletiva; e
- Início dos trabalhos para nomeação de um representante da Cice por cada andar nos edifícios da Eletrobras holding.

Nas Empresas Eletrobras, por meio do CIEESE, também foram desenvolvidas diversas atividades, a fim de promover a redução do consumo de energia elétrica, inclusive através da conscientização, merecendo destaque as seguintes atividades:

- Lançamento do livro: Ações de Eficiência Energética do Sistema Eletrobras 2013/2014;
- Apoio na implementação da norma ISO 50.001 nas seguintes empresas: (i) Eletrobras Eletronorte (Tucuruí): implementação concluída – estágio atual de auditoria externa; (ii) Eletrobras Chesf (SE-Messias): manual do sistema de gestão da energia (SGE) concluído e plano de ação em desenvolvimento; e (iii) Itaipu Binacional: manual SGE concluído e planejamento energético em desenvolvimento;
- Formação de auditores internos da ISO 50.001;
- Apoio à CGTEE, em parceria com o Cepel, para levantamento de oportunidades de economia de energia;
- Elaboração de normas da série ISO 50.000 no comitê da ABNT; e
- Participação na criação do Comitê Brasileiro de Gestão e Economia de Energia da ABNT.

Na vertente de novos negócios, consta no Plano Diretor de Negócios e Gestão da Eletrobras (PDNG) 2015-2019, o projeto de implantação da venda de serviços relacionados à eficiência energética, com base nos conhecimentos e competências internas da Eletrobras notadamente nas áreas de gestão de energia e de consultoria técnica para os setores industrial e comercial.

Em 2015, em sua vertente de novos negócios de Eficiência Energética, a Eletrobras atuou em vendas de serviço, na formação de parceria e na prospecção de novos negócios, tais como exemplificamos abaixo:

- Realização de curso sobre a norma ISO 50.001 para a Sociedade Brasileira de Metrologia (SBM);
- Realização de contrato com o Instituto Brasileiro do Cobre (Procobre) para promoção do motor Premium, difusão das práticas de eficiência energética em sistemas motrizes e da norma ISO 50.001 para as Micro e Pequenas Empresas (MPEs);
- Administração dos contratos e supervisão dos projetos do Reluz em 2015; parceria com as Empresas de Distribuição da Eletrobras (EDEs) no projeto Energia +; e
- elaboração de um Plano de Ação em Eficiência Energética no setor de varejo, contemplando geração distribuída.

❖ **Vertente Política Pública:**

A vertente da eficiência energética voltada para política pública refere-se ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) e será abordado no tópico 11.2 "Gestão de Programas de Governo" deste relatório.

10. Sustentabilidade Empresarial

10.1. Desempenho Empresarial

A Eletrobras utiliza índices ambientais e sociais pactuados no Contrato de Metas e Desempenho Empresarial ("CMDE") para análise dos resultados e seus impactos na sustentabilidade da Companhia. O CMDE contém indicadores corporativos nas dimensões econômico-financeira, operacional, social e ambiental e são firmados entre a Eletrobras holding e cada uma das suas empresas desde 2010.

O CMDE tem abrangência quinquenal e possibilidade de revisão anual, sendo um instrumento do processo de planejamento e gestão das Empresas Eletrobras. Os indicadores e as metas anuais que compõem o painel do CMDE são definidos no âmbito de um processo de negociação entre as empresas e a Holding, a partir de diretrizes estabelecidas pela Diretoria Executiva da Eletrobras – DEE e pelo Conselho de Administração da Eletrobras – CAE, em conformidade com os resultados e objetivos estratégicos a serem alcançados pelo Planejamento Estratégico da Companhia.

O monitoramento dos resultados é realizado pela Eletrobras e suas empresas, sendo publicado em relatórios mensais apreciados pelas Diretorias e Conselhos de Administração. Ao final de cada exercício, é apurado, para cada empresa, o Índice Ponderado de Cumprimento de Metas – IPCM, que indica o grau de adimplência global às metas estabelecidas para o período. No ano de 2015, ressalta-se que não foram contratadas metas de desempenho para as empresas Celg-D, cujo controle acionário foi adquirido em dezembro de 2014, e para Eletrobras Amazonas Geração e Transmissão de Energia, que passou a ser contabilizada individualmente somente em julho de 2015, a partir do processo de desverticalização da Amazonas Energia.

O Painel de Indicadores do CMDE (Scorecards) e seu processo de acompanhamento e gestão têm sido listados no Dow Jones Sustainability World Index (DJSI) como benchmarking mundial, desde 2014.

A Eletrobras participa, anualmente, dos processos de avaliação do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE/Bovespa) e do Dow Jones Sustainability World Index (DJSI).

Ainda no que respeita ao desempenho empresarial, a Eletrobras realiza o monitoramento dos projetos estabelecidos no Plano Diretor de Negócios e Gestão da Eletrobras – PDNG, indicando o avanço das atividades definidas nos cronogramas e as pendências que sinalizam riscos para o sucesso desses projetos. Nesse contexto, estão incluídos todos os projetos em andamento, corporativos ou em parcerias por meio de SPEs, relacionados à expansão dos segmentos de geração, transmissão e distribuição. Esse desempenho é acompanhado pelo Escritório de Gestão de Projetos Corporativo da Eletrobras – "EGP Corporativo", que, além de difundir a cultura do gerenciamento e dar suporte a líderes de projetos, elabora e encaminha relatórios mensais de desempenho à Administração da Companhia, incluindo informações sobre o atraso médio da carteira de projetos e da Taxa Interna de Retorno – TIR, calculada periodicamente, dos projetos prioritários.

A Eletrobras, através do seu EGP Corporativo, desenvolveu metodologia para aferição do atraso médio da carteira de projetos de suas empresas com o objetivo de acompanhar o

desempenho da expansão e melhorias nos segmentos de geração, transmissão e distribuição.

Há que se destacar ainda que o questionário de avaliação de desempenho da Diretoria Executiva aborda o alinhamento da gestão à estratégia da Companhia e às diretrizes do Conselho de Administração, observando os impactos e riscos econômicos, ambientais e sociais

Os administradores da Eletrobras participam anualmente, desde 2013 (ciclo 2012/2013), de um processo de avaliação de desempenho, conforme metodologia contida no Manual de Avaliação de Desempenho do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva, como forma de garantir que estes executem seus papéis alinhados à estratégia da Companhia, observando os impactos e riscos econômicos, ambientais e sociais.

O processo de avaliação de desempenho foi implantado em todas as Empresas Eletrobras. No início de cada ano é estabelecido o plano de trabalho da avaliação de desempenho mediante aprovação, pela Diretoria Executiva e Conselho de Administração, do cronograma da avaliação, no qual estão estipulados os prazos e responsabilidades previstos em cada etapa do processo. Este cronograma aprovado é divulgado para todas as Empresas Eletrobras. Para maiores informações acerca desta avaliação, verificar o Formulário de Referência da Companhia.

O Portal de Gestão Empresarial, disponibilizado desde 2014 em fase de teste, passou a apresentar, a partir de 2015, de forma integrada e eletrônica, as informações corporativas relevantes para a alta administração. O conteúdo é um extrato dos relatórios mensais encaminhadas à Administração da Holding. Outro canal de comunicação interno disponibilizado aos colaboradores é um espaço na intranet da Companhia, onde são apresentadas informações sobre o desempenho da Holding no âmbito do seu CMDE, de forma a disseminar e buscar o comprometimento dos empregados em atuar na direção do Planejamento Estratégico da Companhia.

Além desses dois canais internos, existe ainda o Portal da Governança, espaço existente no website da Eletrobras, através do qual o Relatório Executivo do Desempenho da Eletrobras elaborado para o Conselho de Administração é disponibilizado para determinado acesso restrito e controlado.

10.2. Responsabilidade Social

A Eletrobras, sempre atenta à sua Missão de "atuar nos mercados de energia de forma integrada, rentável e sustentável", apoia projetos sociais, culturais, esportivos e institucionais relevantes para o desenvolvimento da sociedade brasileira em diversos segmentos.

O compromisso social da Eletrobras com todos seus públicos de interesse é determinante para a sustentabilidade e a evolução de seus negócios.

Por isso, em dezembro de 2015, foi lançado o Programa Eletrobras de Voluntariado com o objetivo de potencializar o exercício da cidadania em seus colaboradores, fortalecendo, assim, a cultura organizacional, a proximidade com a comunidade em que atua, o desenvolvimento humano e profissional ocasionando, assim, resultados cada vez melhores no Clima Organizacional da Empresa. Por meio de ações voluntárias junto a instituições sem fins lucrativos e de idoneidade reconhecida, os voluntários da Eletrobras disponibilizam seu tempo, conhecimento e talento, de maneira espontânea e não remunerada, para causas sociais. Desde o lançamento do Programa, em 2015, não houve valor investido.

Além disso, de maneira alinhada aos Programas do Governo Federal, às políticas públicas, à legislação e a Política de Responsabilidade Social das Empresas Eletrobras, a Eletrobras deu seguimento ao seu compromisso com a responsabilidade social e deu continuidade a projetos sociais nos campos da educação e da geração de trabalho e renda, assim como aos projetos patrocinados pela empresa, associando a marca Eletrobras a projetos que fomentam a cultura e o esporte no país, bem como os a eventos de relevância técnico-científica.

Abaixo, encontram-se os convênios de responsabilidade social celebrados pela Eletrobras holding, em 2015:

Convênio	Projeto Social	Localidade	Linha de atuação	Beneficiados	Valor repassado (R\$)
ECV-PCS-006/2012	"Semeando a Cidadania"	Candiota-RS	Educação	115	71.262,20
ECV-PCS-003/2013	"Orquestra Filarmônica de Candiota"	Candiota-RS	Educação	60	0
ECV-PCS-002/2013	CCP Leite Legal	Rurópolis / PA	Geração de Trabalho e Renda	71	0
TC-DS-C-0095/2013	Projeto de apoio e assistência aos Kayapó do Oeste	Terras indígenas Baú e Menkgragnoti / PA	Geração de Trabalho e Renda e desenvolvimento territorial	1.500	0
Total				1.746	71.262,20

Conforme verificado acima, no contexto de projetos e ações sociais, a Eletrobras deu continuidade ao projeto, de longo prazo, junto às comunidades indígenas Kayapó que vivem na margem Oeste do rio Xingu, no sul do estado do Pará, região de impacto indireto da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, em construção. Em 2015, finalizou a elaboração de projetos junto às comunidades indígenas Kayapó que vivem na margem Leste do rio Xingu e que serão executados em 2016. Esses são projetos que visam a geração de renda e de valorização da cultura dessas comunidades.

Destacam-se ainda outros projetos realizados em áreas próximas a empreendimentos da Eletrobras como a inauguração do Centro Comunitário de Produção (CCP) "Leite Legal", resultado de um convênio firmado entre Eletrobras e Cooperativa Agroliteira Transamazônica (Coopetra) cuja parceria também permitiu a implantação de 3 CCPs na cidade de Rurópolis-PA, localizada no entroncamento da Rodovia Transamazônica (BR-230) e da Rodovia Cuiabá-Santarém (BR-163), na região da bacia do Tapajós. Trata-se de projeto voltado para beneficiamento de leite, agregando valor ao produto, ocasionando incremento na renda dos produtores.

Além destes, também foram realizados 2 projetos sociais em Candiota, por ocasião do empreendimento de interligação Brasil-Uruguaí: Projeto "Semeando a Cidadania" e "Orquestra Filarmônica de Candiota". O primeiro objetiva oportunizar qualificação profissional e capacitação a jovens e adultos do município de Candiota, viabilizando disputar em iguais condições o acesso ao mercado de trabalho, promovendo assim, inclusão social e melhor qualidade de vida e promovendo desenvolvimento local e regional. O segundo projeto visa proporcionar acesso à cultura e capacitar jovens do município de Candiota a aprender um instrumento musical. O resultado é a criação da orquestra filarmônica de candiota.

No âmbito especificamente dos patrocínios, tivemos como principais beneficiados, no ano de 2015, os projetos relacionados às questões energéticas (Programa de Patrocínio a Eventos do Setor Elétrico 2015) e os culturais relacionados às artes populares e música. Em 2015, de acordo com o que determina a Política de Patrocínios das Empresas

Eletrobras, buscamos apoiar projetos que concedam o retorno esperado, valorizando ações culturais inovadoras, criativas e originais que pudessem, ao mesmo tempo, agregar valor à marca das Empresas Eletrobras e valorizar a riqueza cultural nas mais variadas regiões do Brasil.

A holding Eletrobras desenvolveu uma Metodologia de Avaliação de Projetos de Patrocínio, que consiste em uma ferramenta métrica de análise do custo-benefício de projetos e os resultados alcançados após a finalização dos eventos, adequando a escolha e a análise de projetos a critérios técnicos de avaliação. No ano de 2015, a metodologia foi atualizada e otimizada e vem sendo objeto de grande interesse por outras estatais brasileiras.

A seguir encontra-se a relação dos projetos (culturais e não incentivados) patrocinados pela Eletrobras, já contratados, no ano de 2015:

Projetos Culturais Incentivados Contratados em 2015				
Contrato	Tipo de Projeto	Nome do Projeto	Beneficiário (a)	Valor Contratado (R\$) *
002/2015	Incentivado Cultural	Apresentação dos bois Garantido e Caprichoso em Parintins 2015	Maná Produções, Comunicação e Eventos LTDA	R\$ 700.000,00
006/2015	Incentivado Cultural	Roda de Zamba: Cultura Itinerante	Instituto Cultural Padre Josimo	R\$ 150.000,00
007/2015	Incentivado Cultural	Vestes Históricas Libanesas	Associação Cultural Brasil-Líbano	R\$ 80.000,00
015/2015	Incentivado Cultural	Festa Nacional da Música	VF Promoções e Publicidade Ltda	R\$150.000,00
Total dos projetos culturais incentivados contratados em 2015				R\$1.080.000,00

* O valor refere-se aos projetos contratados em 2015 e não necessariamente já faturados.

Projetos Não Incentivados Contratados em 2015				
Contrato	Tipo de Projeto	Nome do Projeto	Beneficiário (a)	Valor Contratado (R\$) *
001/2015	Não Incentivado	Usinas Hidrelétricas - passo a passo	Geraldo Magela Pereira	R\$ 20.000,00
003/2015	Não incentivado / Edital de Eventos	12º Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico - ENASE	Canal Energia Internet Ltda	R\$ 30.000,00
004/2015	Não Incentivado	V Seminário Internacional de Direito Administrativo e Administração Pública	ICP Cursos e Projetos	R\$ 80.000,00
005/2015	Não incentivado / Edital de Eventos	9ª feira Internacional de Energias Renováveis	All About Eventos LTDA	R\$ 50.000,00
008/2015	Não incentivado / Edital de Eventos	9º Seminário de Eletrônica de Potência e Controle - 9º SEPOC	Associação Grupo de Eletrônica de Potência de Controle	R\$ 30.000,00
009/2015	Não incentivado / Edital de Eventos	12º Congresso Brasileiro de Eficiência Energética e ExpoEficiência 2015	ABESCO - Associação Brasileira das Empresas de Conservação de Energia	R\$ 60.000,00
010/2015	Não incentivado / Edital de Eventos	Brazil WindPower 6ª Feira de Negócios	Canal Energia Internet Ltda	R\$ 30.000,00
011/2015	Não incentivado / Edital de Eventos	CIGRE SC D1 2015 International Meeting and Colloquium	Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica –	R\$ 40.000,00

Projetos Não Incentivados Contratados em 2015				
Contrato	Tipo de Projeto	Nome do Projeto	Beneficiário (a)	Valor Contratado (R\$) *
			CIGRE-Brasil	
012/2015	Não incentivado / Edital de Eventos	XXIII Seminário Nacional Produção E Transmissão De Energia Elétrica - SNPTEE	Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – CIGRE-Brasil	R\$ 100.000,00
013/2015	Não Incentivado	Fórum Industrial de Produtividade, Energia e Negócios-FIPEN-	CIEMG	R\$ 12.000,00
014/2015	Não incentivado / Edital de Eventos	XVIII SEPEF – Seminário de Planejamento Econômico- Financeiro do Setor Elétrico	Fundação Comitê de Gestão Empresarial	R\$ 60.000,00
016/2015	Não Incentivado	Projeto Estudo em Gerenciamento de Riscos Climáticos	Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenv.Sustentável	R\$ 10.000,00
017/2015	Não incentivado / Edital de Eventos	XVI Congresso Brasileiro de Energia	FUNDAÇÃO COORDENAÇÃO DE PROJETOS, PESQUISAS E ESTUDO TECNOLÓGICOS - COPPETEC	R\$ 60.000,00
018/2015	Não Incentivado	I Seminário de Direito Comercial	Instituto Brasiliense de Direito Público - IDP	R\$ 100.000,00
Total dos projetos não incentivados contratados em 2015				R\$ 682.000,00

* O valor refere-se aos projetos contratados em 2015 e não necessariamente já faturados.

Dentre os projetos citados acima, encontram-se os projetos selecionados pela Eletrobras holding através do edital de seleção pública das Empresas Eletrobras para eventos vinculados ao setor elétrico. Com base no mesmo edital, Chesf selecionou 1 projeto totalizando R\$ 100.000,00; Eletronuclear selecionou 5 projetos, totalizando R\$ 220.000,00; Furnas selecionou 2 projetos, totalizando R\$ 150.000,00 e Eletronorte selecionou 3 projetos, totalizando R\$ 200.000,00. Coroadado de grande êxito, o edital consolidou o trabalho desenvolvido ao longo dos anos para um processo seletivo baseado em princípios de isonomia e transparência, visando contemplar eventos que permitem a difusão do conhecimento técnico no âmbito do setor elétrico. Espera-se como retorno não apenas na associação da marca da Eletrobras a eventos de excelência, mas também que os eventos impulsionem os principais negócios das Empresas Eletrobras.

O quadro a seguir apresenta, para o exercício de 2015, os principais dispêndios da Eletrobras holding, nas diversas categorias de projetos e ações sociais:

Indicadores Sociais Externos: Valores Repassados em 2015		Holding (R\$)	
		2015	2014
1	Categoria Projetos e Ações sociais	-	-
1.1	Educação	71.262,20	20.445,00
1.2	Saúde e Segurança Alimentar	-	-
1.3	Infraestrutura	-	-
1.4	Geração de Trabalho e Renda	-	143.196,00
1.5	Garantia dos Direitos da Criança e do Adolescente	-	-
1.6	Meio Ambiente	-	-
1.7	Cultura	-	-
1.8	Esporte e Lazer	-	-
1.9	Promoção da cidadania	-	-
1.10	Desenvolvimento Territorial e Comunidades Tradicionais (Decreto 6.040/07)	-	-
Subtotal Categoria Projetos e Ações Sociais		71.262,20	163.641,00
2	Doações	-	-
2.1	Doações de Recursos Financeiros:	-	-
2.1.1	Doação filantrópica	-	-
2.1.2	Doação ao Fundo para a Infância e Adolescência	-	-
2.1.3	Doação para situação emergencial ou de calamidade pública	-	-
2.2	Doação de bens e serviços	-	-
2.3	Doações de bens inservíveis para a empresa	-	27.501,00
Subtotal Doações		-	27.501,00
3	Voluntariado	-	-
3.1	Investimento na mobilização de voluntários	-	-
3.2	Investimentos no apoio a atividades do voluntariado	-	-
3.3	Tempo do empregado investido no voluntariado	-	-
Subtotal Voluntariado		-	-
4	Patrocínios Esportivos	-	-
4.1	Patrocínios Incentivados (Lei de Incentivo ao Esporte)	-	988.200,00
4.2	Patrocínios Não Incentivados	-	-
Subtotal Patrocínios Esportivos		-	988.200,00
5	Patrocínios Culturais e Institucionais	-	-
5.1	Patrocínios Culturais Não Incentivados	-	-
5.2	Patrocínios Culturais Incentivados (Lei Rouanet)	1.339.087,06	8.942.000,00
5.3	Patrocínios Institucionais	639.460,00	2.436.221,62
Subtotal patrocínios culturais e institucionais		1.978.547,06	11.378.221,62
Total de investimentos		2.049.809,26	12.557.563,62

Conforme acima demonstrado, em 2015, a Eletrobras realizou despesas em patrocínios na área cultural no valor total de R\$ 1.978.547,06; sendo R\$ 639.460,00 destinados a projetos não incentivados e R\$ 1.339.087,06 a projetos incentivados. Não houve

contratações de patrocínios para projetos esportivos incentivados ou não incentivados em 2015.

No aspecto da responsabilidade social, há que se destacar ainda que, como signatária do Pacto Global da ONU, do Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça da Secretaria Especial de Políticas para as Mulheres da Presidência da República e dos Princípios de Empoderamento das Mulheres – iniciativa conjunta da ONU Mulheres e Pacto Global - a Eletrobras aprimora progressivamente a promoção da igualdade de oportunidades para todas as pessoas, sendo esse um compromisso também expresso no Código de Ética das Empresas Eletrobras.

Os resultados que podem ser destacados desde a adesão da Eletrobras a esses compromissos são: extensão do benefício de saúde a companheiros do mesmo sexo, canal de gênero para acolher manifestações de assédio sexual e outras discriminações de gênero, inserção da diversidade na publicidade da Companhia, licença maternidade de 180 dias, ações educacionais constantes que tratam do tema gênero, raça e diversidade.

Todas as ações internas e externas de cunho social desenvolvidas e apoiadas pela Eletrobras, consideram os valores da Companhia e também aqueles advogados pelos princípios voluntários assinados pela Eletrobras como os citados acima. Esses valores, portanto, estão presentes nos critérios de seleção de projetos e em todo o seu desenvolvimento gerando resultados para a sociedade, como a melhoria de renda e educação, e para a empresa, como a melhoria do clima organizacional.

Ainda, no contexto de apoio às políticas públicas e ao Decreto Federal nº 5.940/2006, desde 2008, foi institucionalizada a Comissão da Coleta Seletiva Solidária da Eletrobras que desenvolve o Programa da Coleta Seletiva Solidária visando estimular o consumo consciente e a separação dos resíduos recicláveis para que sejam destinados a associações e cooperativas de catadores de materiais recicláveis. O Programa é desenvolvido na Eletrobras Holding e não há recursos alocados. As Cooperativas de Materiais Recicláveis que recebem os materiais são selecionadas por meio de edital de chamada pública, cujo último que foi realizado foi em 2014, com validade de 2 anos, e a cooperativa selecionada foi a Recooperar, localizada no município de Itaboraí/RJ. Em 2015, a empresa destinou mais de 33 toneladas de resíduos.

10.3. Gestão de Pessoas

❖ Quadro Funcional:

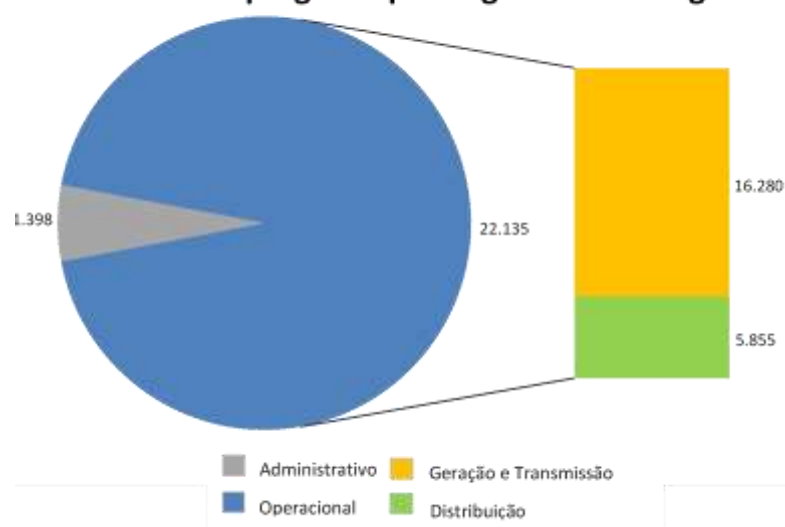
Em 2015, o total de empregados das Empresas Eletrobras e de Itaipu era de 23.533 colaboradores, excluído quadro funcional da CELG D. A Celg D será apresentada em separado, devido a decisão de venda da referida distribuidora. O total de empregados de Itaipu Binacional, em 31 de dezembro de 2015, era 3.016, sendo 1.328 referente à margem brasileira e 1.688 referente à margem paraguaia.

Empresa	Região Norte		Região Nordeste		Região Centro-Oeste		Região Sudeste		Região Sul		Total ²
	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	
Eletrobras	0	0	0	0	42	10	628	336	0	0	1.016
Cepel	0	0	0	0	0	0	290	88	0	0	378
CGTEE	0	0	0	0	0	0	0	0	506	115	621
Chesf	0	0	3.607	923	2	1	0	0	0	0	4.533
Eletronorte	1.192	164	305	41	913	365	33	4	0	0	3.017
Eletronuclear	0	0	0	0	0	0	1.571	378	0	0	1.949
Eletropar	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	4
Eletrosul	2	0	0	0	39	3	0	0	1.046	222	1.312
Furnas	10	0	0	0	383	47	2.436	498	139	7	3.520
Itaipu ³	0	0	0	0	3	2	0	0	1.065	258	1.328
Eletoacre	206	50	0	0	1	0	1	0	0	0	258
Ceal	0	0	941	143	0	0	0	0	0	0	1.084
Amazonas Energia ¹	1.872	363	0	0	0	0	0	0	0	0	2.235
Cepisa	0	0	1.050	224	2	2	1	0	0	0	1.279
Ceron	572	143	0	0	0	0	0	0	0	0	715
Boa Vista Energia	206	74	0	0	0	0	3	1	0	0	284
Total de empregados	4.060	794	5.903	1.331	1.385	430	4.965	1.307	2.756	602	23.533
Celg - D	0	0	0	0	1.951		0	0	0	0	1.951

(1) O quantitativo da Amazonas se refere a Amazonas Energia (D) e Amazonas GT devido o processo de desverticalização ainda em curso;
(2) Quadro Funcional de cada Empresa = quadro de empregados próprio – empregados cedidos + empregados requisitados + empregados reintegrados em razão da Lei 8.878/94.
(3) Controlada em conjunto.

❖ Quantitativo de Empregados por Campo de Atuação:

Número de Empregados por Segmento de Negócio



❖ **Perfil do Empregado:**

Os dados abaixo se referem aos empregados próprios da Eletrobras Holding.

Escolaridade	Quantitativo
Doutorado	13
Fundamental	49
Médio	142
Mestrado	105
Pós-Graduação	250
Superior	427
Total	986*

*Quadro próprio: Inclui todos os empregados da Eletrobras, inclusive aqueles que se encontram cedidos, não representando, portanto, o quadro funcional.

Descrição	Nível Superior			Nível Médio		
	Masculino	Feminino	Total	Masculino	Feminino	Total
Raça						
Branco	249	161	410	85	41	126
Pardo	46	26	72	53	18	71
Negro	15	6	21	16	0	16
Amarelo	1	0	1	1	0	1
Indígena	0	1	1	0	0	0
Não informado	131	44	175	58	34	92
Total	442	238	680	213	93	306
Tempo de Serviço (anos)						
0 a 5 anos	84	52	136	114	37	151
6 a 10 anos	167	104	271	27	8	35
11 a 15 anos	124	50	174	0	0	0
16 a 20 anos	6	5	11	1	0	1
21 a 25 anos	0	0	0	0	0	0
26 a 30 anos	37	21	58	57	41	98
31 a 35 anos	9	5	14	8	3	11
acima de 35 anos	15	1	16	6	4	10
Total	442	238	680	213	93	306
Nível Hierárquico						
NH-A	43	21	64	2	2	4
NH-B	65	27	92	3	2	5
NH-S	7	1	8	0	0	0
Empregados sem função	327	189	516	208	89	297
Total	442	238	680	213	93	306
Escolaridade						
Fundamental	-	-	-	46	3	49
Superior	220	120	340	100	42	142
Pós Graduação	144	80	224	49	38	87
Mestrado	70	33	103	16	10	26
Doutorado	8	5	13	2	0	2
Total	442	238	680	213	93	306
Menor salário*	7.295,20			R\$ 3.484,43		
Maior salário*	26.003,04			R\$ 15.732,38		
Pessoas com Deficiência	3			6		

* Refere-se ao salário base, sem gradificações e adicionais.

O quantitativo de empregados PCD (Pessoa com Deficiência) nas Empresas Eletrobras é de 395 colaboradores.

Empresa	Empregados PCD
Eletrobras	9
Cepel	4
CGTEE	1
Chesf	169
Eletronorte	45
Eletronuclear	15
Eletropar	0
Eletrosul	21
Furnas	24
Eletroacre	11
Ceal	11
Amazonas Energia*	3
Cepisa	33
Ceron	9
Boa Vista Energia	5
Itaipu**	35
Total	395

* O quantitativo da Amazonas se refere a Amazonas Energia(D) e Amazonas GT.

** Controlada em conjunto.

❖ Mão-de-Obra Contratada:

Empresa	Região Norte		Região Nordeste		Região Centro-Oeste		Região Sudeste		Região Sul		Total
	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	Masc.	Fem.	
Eletrobras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cepel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CGTEE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chesf	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eletronorte	66	52	0	0	81	160	1	2	0	0	362
Eletronuclear	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eletropar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eletrosul	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Furnas	7	0	0	0	110	27	655	366	11	2	1.178
Eletroacre	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
Ceal	0	0	939	92	0	0	0	0	0	0	1.031
Amazonas Energia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cepisa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ceron	936	0	0	0	0	0	0	0	0	0	936
Boa Vista Energia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Itaipu*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mão de Obra Contratada	1.014	52	939	92	191	187	656	368	11	2	3.512

Obs: O quantitativo da Amazonas se refere a Amazonas Energia(D) e Amazonas GT devido o processo de desverticalização ainda em curso.

* Controlada em conjunto.

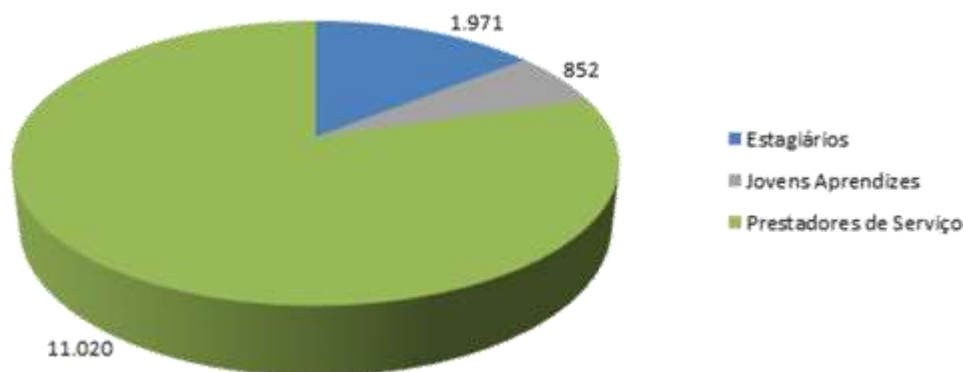
❖ Prestadores de Serviços e Outros não Concursados

A tabela a seguir representa o quantitativo de prestadores de serviços das Empresas Eletrobras, contratados através de empresa prestadoras de serviços vinculados à atividade meio, tais como vigilância, limpeza, segurança, motorista e jardinagem. Não inclui prestadores de serviços vinculados a obras.

Empresa	Prestadores de Serviço Atividade Meio
Eletrobras	652
Cepel	235
CGTEE	308
Chesf	2.509
Eletronorte	205
Eletronuclear	1.849
Eletropar	0
Eletrosul	563
Furnas	2.897
Itaipu**	563
Eletoacre	63
Ceal	133
Amazonas Energia*	652
Cepisa	187
Ceron	154
Boa Vista Energia	50
Total	11.020
Celg-D	2.224

* O quantitativo da Amazonas se refere a Amazonas Energia(D) e Amazonas GT;

** Controlada em conjunto.



❖ Turnover:

O *turnover* nas Empresas Eletrobras em 2015 foi de 1,66%, menor que o percentual de 2014, que foi de 1,70%.

Empresas	2015	2014	2013
Eletrobras	1,10%	1,70%	1,60%
Cepel	6,10%	6,20%	1,20%
CGTEE	0,70%	4,50%	2,50%
Chesf	0,40%	2,70%	2,40%
Eletronorte	0,30%	0,50%	0,50%
Eletronuclear	0,60%	1,90%	1,30%
Eletrosul	1,20%	2,00%	0,30%
Furnas	0,80%	1,10%	1,00%
Eletoacre	1,40%	2,90%	2,40%
Ceal	4,80%	1,10%	2,80%
Amazonas Energia ¹	3,50%	0,70%	0,40%
Cepisa	6,60%	1,20%	2,20%
Ceron	0,40%	1,50%	0,80%
Boa Vista Energia	1,50%	5,00%	1,30%

Itaipu ²	3,50%	1,40%	3,50%
Total Empresas Eletrobras ³	1,66%	1,70%	1,50%
Celg-D	0,23%	NA	NA

(1) O percentual da Amazonas se refere a Amazonas Energia(D) e Amazonas GT.

(2) Controlada em conjunto.

(3) Turn-over sem PID e com Anistiados

Ao longo do ano de 2015, foram realizadas 554 admissões, sendo 479 admissões de empregados concursados e 75 de empregados anistiados conforme Lei 8.878/94 ou reintegrados. Por outro lado, foram 531 demissões, sendo 27 por iniciativa da Companhia e 504 por iniciativa do empregado, incluindo as demissões pelo PID.

As admissões efetuadas nas Empresas Eletrobras de empregados concursados não caracterizaram aumento de quadro, uma vez que são consideradas reposição de pessoal.

Empresa	Admissão de Empregados Próprios	Admissão de Anistiados/Reintegrados	Total
Eletrobras	0	14	14
Cepel	37	8	45
CGTEE	0	1	1
Chesf	5	3	8
Eletronorte	0	6	6
Eletronuclear	0	8	8
Eletropar	0	0	0
Eletrosul	0	32	32
Furnas	42	3	45
Eletoacre	1	0	1
Ceal	83	0	83
Amazonas Energia	132	0	132
Cepisa	150	0	150
Ceron	0	0	0
Boa Vista Energia	6	0	6
Itaipu*	23	0	23
Total	479	75	554

Obs: O quantitativo da Amazonas se refere a Amazonas Energia(D) e Amazonas GT.

* Controlada em conjunto.

❖ Plano de Demissão Voluntária - PID:

Em 2015, a subsidiária Eletronuclear efetuou 276 desligamentos através do Plano de Demissão Voluntária - PID. O PID total a Eletronuclear recebeu 623 inscritos. Foram efetuados 341 desligamentos em 2014 e 276 desligamentos em 2015. A previsão de economia com a medida é de R\$ 177. 498.485,89 por ano.

As demais Empresas Eletrobras finalizaram este processo, de forma substancial, em 2014.

O PID implementado especificamente na Eletronuclear sofreu adequações com o objetivo garantir a manutenção da capacidade de operação nuclear da empresa, levando em consideração a complexidade do conhecimento técnico necessário (praticamente inexistente no mercado), o tempo para formação do profissional, o repasse de conhecimento e a construção de Angra 3. Assim, ficou estabelecido que os profissionais ligados às atividades administrativas e de suporte somente poderiam se desligar em 2014 e, no ano de 2015, os empregados vinculados às atividades técnico-operacionais da empresa.

Os números do PID estão descritos no quadro abaixo:

Empresas*	Total de Elegíveis	Desligados	Economia Anual**	Custo Total do PID
Eletrobras	329	196	67.106.485,80	116.266.958,53
Eletronorte	1.317	430	193.147.334,87	319.981.146,65
Furnas	1.899	1.103	319.373.099,14	591.349.349,49
Chesf	2.803	1.353	276.359.033,43	587.304.749,30
Cepel	226	152	35.194.959,31	67.186.292,30
Eletronuclear	950	623	177.498.485,89	332.120.475,80
Eletrosul	398	203	43.836.521,09	84.403.472,94
CGTEE	126	124	18.253.223,30	40.150.360,04
Eletoacre	92	71	11.690.343,29	26.275.257,41
Amazonas Energia	467	143	16.893.809,01	43.962.902,90
Cepisa	783	299	52.303.596,99	116.541.750,66
Ceron	140	88	12.236.981,79	27.715.642,45
Boa Vista Energia	47	11	3.299.094,78	5.840.578,09
Ceal	326	264	38.985.256,10	90.290.520,36
Sistema	9.903	5.060	1.266.178.225	2.449.389.457

* A Celg D não foi incluída no PID devido a decisão de venda, assim como Itaipu por ser uma empresa binacional;

** A economia anual esperada poderá ser obtida após o desligamento de todos os empregados que aderiram ao PID.

❖ **Treinamento e Desenvolvimento:**

As Empresas Eletrobras provêm o desenvolvimento dos seus empregados em consonância com as estratégias definidas pela Companhia, por meio de ações educacionais coordenadas pela Unise – Universidade das Empresas Eletrobras e pela área de Educação Corporativa de cada empresa, que podem contratar fornecedores de mercado ou ter o treinamento ministrado por educador interno, através do denominado Programa do Empregado Educador. Esse Programa consiste na alocação de empregados das próprias Empresas Eletrobras para ministrar ações educacionais para outros empregados, o que favorece a criação da cultura de transferência de conhecimento, aliando o desenvolvimento de empregados à otimização de custos e valorização dos empregados. O modelo de funcionamento da Educação Corporativa das Empresas Eletrobras tem como premissa a atuação integrada e cooperativa de todas as Empresas, em sintonia com os propósitos estratégicos de integração, competitividade e rentabilidade estabelecidos em seu Planejamento Estratégico. Assim, esse modelo é composto pela Unise e 15 Unidades de Educação Corporativa associadas, correspondentes a cada uma das Empresas que são responsáveis por desenvolver as competências específicas de seus respectivos negócios e elaborar Planos de Desenvolvimento Individual (PDIs), resultantes de avaliações de lacunas de competências evidenciadas após a conclusão dos ciclos do Sistema de Gestão de Desempenho (SGD) dos seus respectivos colaboradores. Dessa forma, as Unidades e a Unise se completam para oferecer ações educacionais adequadas e eficazes aos seus empregados.



A Unise mapeia as competências críticas a serem desenvolvidas, alinhadas ao PDNG das Empresas Eletrobras e o Plano de Carreira e Remuneração - PCR, e assim, oferta ações educacionais para os empregados. O Plano de Educação Corporativa – PEC 2015-2019, contempla as ações em ordem de prioridade que serão ofertadas ao longo dos 4 anos previstos. A cada ano, em função da dinamicidade da natureza dos nossos negócios, o PEC é reavaliado com novas demandas estratégicas. Em 2015, a atualização do PEC inseriu novas ações educacionais tais como Gestão de Projetos das Empresas Eletrobras, Capacitação do Novo Sistema ERP a ser implantado, Gestão de Sociedades de Propósitos Específicos, Compliance, entre outras.

A Unise está estruturada em 5 Escolas – Excelência Operacional, Estratégias de Mercado, Gestão, Liderança e Responsabilidade Social Corporativa - e 18 Pilares de Formação associados às Escolas, conforme apresentado no quadro a seguir.

Temas Transversais	Escola	Pilar de Formação
Integração, Competitividade e Sustentabilidade	1. Excelência Operacional	1. Geração 2. Transmissão 3. Distribuição 4. Programas Governamentais
	2. Estratégias de Mercado	1. Comercialização 2. Internacionalização 3. Novos Empreendimentos 4. P&D e Inovação 5. Regulação Setorial
	3. Gestão	1. Tecnologia de Gestão 2. Suporte ao Negócio 3. Comunicação 4. Governança Corporativa
	4. Liderança	1. Formação e Desenvolvimento de Líderes 2. Gestão de Pessoas
	5. Responsabilidade Social Corporativa	1. Cultura e Valores 2. Responsabilidade Socioambiental 3. Segurança do Trabalho

As Escolas são grandes eixos de conhecimento que refletem as orientações estratégicas das Empresas Eletrobras. Já os Pilares de Formação são núcleos temáticos, desdobrados das Escolas, que orientam a definição dos programas educacionais para o desenvolvimento das competências profissionais críticas, que viabilizarão essas estratégias.

Em 2015, apesar do contexto de restrições de custos, mas entendendo a importância e o diferencial que certas ações presenciais possuem para a educação corporativa, principalmente as ações voltadas para o desenvolvimento comportamental dos profissionais e do corpo gerencial, a Unise buscou adotar soluções que buscassem a otimização dos recursos em Educação. Assim, para manter orçamento adequado e oferta das ações de forma coerente e viável, a Unise focou nas seguintes medidas:

- Estratégia de Pólos, que tem por objetivo reduzir/eliminar os custos de deslocamentos e hospedagens, sem a perda total da integração das Empresas.

Neste sentido, sempre que possível, as ações educacionais foram ofertadas nas localidades do Rio de Janeiro, Brasília e Recife;

- Estreitamento com parceiros renomados, buscando agregação de valor às ações educacionais e a criação de padrão único de qualidade, tais como a Fundação Dom Cabral (Fdc), Fundação Getúlio Vargas (Fgv), Instituto Brasileiro de Governança (Ibgc), Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras (Fipecafi), Amana-key, Fia/Usf, Fundação Coge, entre outras;
- Utilização de economia de escalas, na medida em que as ações são negociadas de forma unificada.

Em 2015, a Unise desenvolveu 34 ações educacionais distribuídas nas suas Escolas, com investimento total de R\$ 3.270.179,93, conforme quadro abaixo. Para 2016, espera-se alcançar patamar semelhante, e incluir novas ações em formato de treinamento à distância, com o intuito de aumentar ainda mais a abrangência das ações da Unise, a custos otimizados.

Unise 2015				
Escola	Investimento (R\$)	Qtde de Ações	Participações	Carga Horária
Excelência Operacional	1.440,00	8	94	2.752
Estratégias de Mercado	596.020,00	6	167	12.796
Gestão	1.338.804,93	12	364	12.362
Liderança	1.319.415,00	6	128	19.942
Responsabilidade Social Corporativa	14.500,00	2	75	288
Total	3.270.179,93	34	828	48.140
Horas Treinadas por participação				58,1
Investimento por participação				R\$ 3.949,49

No quadro a seguir, demonstramos todas as ações educacionais das Empresas Eletrobras, abrangendo as ações da Unise citadas acima e de todas as Unidades de Educação, o qual destacamos investimento total de R\$ 38.547.337,12.

Unise + Unidades de Educação 2015					
Ações	Investimento	Qtde de Ações	Participantes	Participações	Carga Horária
Pós - Graduação Stricto Sensu	R\$ 319.133,33	27	35	37	15.526
Pós - Graduação Lato Sensu	R\$ 3.779.657,93	107	359	491	64.261
Demais Ações Educacionais	R\$ 15.986.310,69	5.652	18.000	59.102	975.026
Congressos e Seminários	R\$ 2.490.383,94	463	2.324	3.251	51.209
Cursos de Idiomas	R\$ 1.659.414,58	290	750	2.037	38.201
Viagens e Deslocamentos	R\$ 14.312.436,65	-	-	-	-
TOTAL	R\$ 38.547.337,12	6.539	21.468	64.918	1.144.223
Horas Treinadas por participação					17,63
Investimento por participação					R\$ 593,79

No que respeita o Programa do Empregado Educador, em 2015, foram treinados 74 empregados em 4 ações do referido Programa, gerando uma economia estimada em R\$ 62.000,00. Para 2016, espera-se potencializar esse Programa, em especial no âmbito dos treinamentos decorrentes do Plano de Desenvolvimento Individual (PDI).

❖ Saúde, Bem-estar e Segurança no Trabalho:

O Programa Eletrobras Saudável visa a prevenção de doenças, a promoção da saúde e da qualidade de vida dos seus colaboradores. O referido Programa contempla ações voltadas para a redução dos fatores de risco de doenças crônicas, estimulando a prática de atividade física e a promoção de hábitos alimentares saudáveis, além de proporcionar suporte aos empregados elegíveis à aposentadoria. O custo com as ações do Programa Eletrobras Saudável foi de cerca de R\$ 370 mil.

Além disso, foram realizados exames ocupacionais nos empregados com a disponibilização de uma clínica de *check-up*, com um custo, em 2014, de R\$ 1.530.227,00 e, em 2015, de R\$ 1.429.368,00, além de terem sido prestados 3.150 atendimentos sociais e 3.744 atendimentos médicos e de enfermagem no âmbito da saúde ocupacional.

Em segurança do trabalho, na Eletrobras Holding, foram mantidos os atendimentos das normas de riscos ambientais e de periculosidade. Além disso, foram feitas inspeções físicas de obras e empreendimentos.

Abaixo, encontram-se, as estatísticas de acidentes de trabalho, comparadas com o exercício social anterior.

Empresa	Óbitos Empregados		Taxa de Frequência*		Taxa de Gravidade**	
	2014	2015	2014	2015	2014	2015
Eletrobras	0	0	1,48	1,11	31,03	4,43
Cepel	0	0	0	2,47	0	28,38
CGTEE	0	0	3,11	4,98	32,64	60,64
Chesf	0	0	2,23	2,55	64,04	28
Eletronorte	0	0	2,7	0,51	68	69
Eletronuclear	0	0	0,79	0,99	9,32	10
Eletrosul	0	0	3,95	4,49	371,72	282
Furnas	0	0	1,55	1,56	70	7
Eletroacre	0	0	11,38	5,7	823,45	22,8
Ceal	0	0	6,24	6,56	778,67	865
Amazonas Energia	0	0	1,66	0,47	31,38	22
Cepisa	0	0	3,44	3,73	112,95	160
Ceron	0	0	8,18	1,42	252	9
Boa Vista Energia	0	0	2,06	2,35	8,23	12
Itaipu Binacional	0	0	4,66	4,8	169,55	112

(*) Taxa de Frequência: Número de acidentes típicos com afastamento por milhão de horas-homem de exposição ao risco relativo a empregados pertencentes ao Quadro Próprio em uma empresa.

(**) Taxa de Gravidade: Tempo computado por milhão de horas-homem de exposição ao risco relativo a empregados pertencentes ao Quadro Próprio em uma empresa.

(***) Os dados da Amazonas se refere a Amazonas Energia (D) e Amazonas GT.

❖ Relações Trabalhistas e Sindicais:

O Acordo Coletivo de Trabalho - ACT 2015/2016, que abrange todos os empregados das Empresas Eletrobras, foi concluído com a mediação da Vice-Presidência do Tribunal Superior do Trabalho.

Em tal Acordo foram renovadas as cláusulas já existentes do ACT anterior, com a reposição do percentual IPCA apresentado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE.

As negociações coletivas de trabalho contam com a participação de 76 sindicatos, sendo alguns abrangidos por federações conforme a seguir elencados:

Federação Nacional dos Urbanitários	Sindicatos dos Urbanitários de Alagoas
Federação Nacional dos Engenheiros	Sindicatos dos Urbanitários do Rio de Janeiro
Federação Nacional dos Trabalhadores em Energia, Água e Meio Ambiente	Sindicatos dos Urbanitários de Distrito Federal
Federação Nacional dos Administradores	Sindicatos dos Urbanitários de Amapá
Federação Interestadual do Sindicato de Engenheiros	Sindicatos dos Urbanitários de Rondônia
Federação Nacional dos Técnicos Industriais	Sindicatos dos Urbanitários de Roraima
Federação Regional dos Urbanitários do Nordeste	Sindicatos dos Urbanitários de Maranhão
Federação Nacional das Secretárias e Secretários	Sindicatos dos Urbanitários de Amazonas
Sindicato Nacional dos Advogados e Procuradores de Empresas Estatais	Sindicatos dos Urbanitários de Mato Grosso

❖ Fundos de Seguridade e Outros Planos Sociais:

As Empresas Eletrobras patrocinam planos de pensão para seus colaboradores, os quais são geralmente financiados por pagamentos a seguradoras ou fundos fiduciários determinados por cálculos atuariais periódicos. A Eletrobras Holding possui planos de benefício definido e, também, de contribuição definida conforme apresentado na tabela abaixo:

Fundos de Seguridade e Outros Planos Sociais	Beneficiários na Eletrobras Holding (em unidades)				
	2015	2014	2013	2012	2011
Plano de previdência na modalidade de Benefício Definido (BD)	112	114	179	190	190
Plano de previdência na modalidade de Contribuição Definida (CD)	781	789	897	925	912
Apólice de Seguro de Vida em Grupo para os empregados e assistidos*	1215	703	693	760	713
Convênio com o INSS para concessão e manutenção dos benefícios de	986	990	988	1217	1236
Plano de saúde de autogestão**	1262	1285	1288	1328	1391
Plano de Garantia de 90% da Renda Mensal Inicial (INSS + Eletros)***	204	106	109	146	230

* O número de beneficiários da Apólice do Seguro de Vida contempla os empregados ativos e os aposentados (Assistidos pela Fundação Eletros). Nos anos anteriores, era informado apenas os assistidos.

** No plano de saúde de autogestão, o quantitativo se refere aos titulares.

*** O quantitativo para o item “Plano de Garantia de 90% da Renda Mensal Inicial (INSS + Eletros)” foi informado pela Eletros.

10.4. Gestão Ambiental

Conforme visto nos itens anteriores, as ações de Sustentabilidade Empresarial da Eletrobras estão alinhadas com os objetivos estratégicos e metas corporativas da Eletrobras, e conforme o PDNG 2015-2019.

No que respeita a gestão ambiental, merece destaque o objetivo estratégico da Companhia que é "Garantir que os empreendimentos do Sistema Eletrobras sejam vetores de desenvolvimento sustentável para suas áreas de entorno". Para tanto, a estratégia de alinhar práticas para garantir atuação sustentável baseia-se em três principais projetos:

- Promover estudos para avaliar o impacto das mudanças climáticas nas operações e resultados das Empresas Eletrobras;
- Implantar painel de indicadores para medir desempenho socioambiental;e
- Implementar iniciativas de uso eficiente de recursos (energia, combustível, água, etc.).

As atividades de gestão ambiental desenvolvidas pela Eletrobras compreendem suporte técnico e institucional às atividades-fim desenvolvidas pela empresa e estão alinhadas com os objetivos estratégicos e metas corporativas. Sua atuação se dá basicamente por meio da aplicação da Política Ambiental das Empresas Eletrobras, da atuação do Comitê de Meio Ambiente das empresas Eletrobras e do Sistema de Indicadores de Gestão da Sustentabilidade Empresarial (IGS).

A Política Ambiental das Empresas Eletrobras define a postura empresarial no trato de questões socioambientais associadas aos empreendimentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, respaldando as ações das empresas direcionadas à melhoria da qualidade ambiental em toda a área de atuação, contribuindo para a manutenção do meio ambiente equilibrado para as presentes e futuras gerações.

O Departamento de Meio Ambiente da Eletrobras coordena o desenvolvimento, a implantação e a manutenção do Sistema de Indicadores de Gestão da Sustentabilidade Empresarial (IGS) nas Empresas Eletrobras. O IGS é uma importante ferramenta estratégica, em contínuo desenvolvimento, que compila informações sobre seu desempenho em temas como energia, água, biodiversidade, resíduos, conformidade legal e outros.

Além da dimensão ambiental, já implantada desde 2010, em todas as empresas Eletrobras, o Sistema IGS está sendo expandido para atender a várias áreas que se relacionam com a sustentabilidade empresarial, como por exemplo, as áreas de responsabilidade social, governança e financeira.

O IGS ambiental possui 180 indicadores e envolve 558 usuários em todas as Empresas Eletrobras, num esforço contínuo de inserção de dados e avaliação do desempenho ambiental das atividades das empresas.

Considerando que as questões ambientais estão diretamente relacionadas à natureza dos negócios das empresas Eletrobras, a gestão e minimização dos impactos sobre a biodiversidade é uma diretriz estratégica que deve ser seguida desde o planejamento até a operação dos seus empreendimentos.

As empresas Eletrobras desenvolvem ações de recuperação e proteção da biodiversidade em concordância com os princípios e diretrizes da Política Ambiental da Eletrobras. Visando explorar racionalmente os recursos energéticos, mantendo o equilíbrio com o

meio ambiente, os aspectos de engenharia e os aspectos socioambientais são considerados em todas as fases dos empreendimentos, sempre atendendo aos princípios da sustentabilidade. Preconiza-se a manutenção de um processo sistemático e contínuo de melhoria nas práticas de gestão, pautado na conformidade com as políticas públicas e com os acordos internacionais dos quais o Brasil é signatário.

O Sistema IGS também permite o acompanhamento do desempenho ambiental das empresas no tema Biodiversidade.

Em 2015, a Eletrobras iniciou a participação em um projeto piloto desenvolvido por Cambridge denominado "*Natural Capital Protocol*" com o objetivo de identificar as dependências/impactos do negócio em relação à biodiversidade e da biodiversidade em relação ao negócio, bem como as oportunidades advindas desta interação visando a melhoria da gestão.

No que tange às Mudanças Climáticas, a Declaração de Compromisso sobre Mudanças Climáticas assinado pela Eletrobras, em 2012, solidificou o alinhamento da Empresa com as tendências mundiais de sustentabilidade empresarial e com as exigências do mercado e da sociedade em geral, merecendo destaque os compromissos assumidos no documento de assegurar a implantação de ações de gestão das emissões de gases de efeito estufa, a priorização de projetos de energia renovável e atuação no fomento a estudos relativos às mudanças climáticas, com o objetivo de identificar e compreender seus impactos no setor elétrico brasileiro, buscando novas tecnologias para minimizar os efeitos.

Em 2016, a Eletrobras lançará o seu oitavo "Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa", apresentando as emissões de gases de efeito estufa (GEE) das Empresas Eletrobras para o ano base 2015.

O "Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa - ano base 2015" segue a metodologia do IPCC (2006) e as diretrizes do GHG Protocol (WRI, 2004). Para o cálculo da intensidade de emissão de GEE foram considerados os escopos 1 e 2 (emissões diretas e emissões indiretas relacionadas à compra de energia), conforme preconiza o Carbon Disclosure Project (CDP) e outros instrumentos de relato de emissão de GEE.

O "Inventário Anual de Emissões de Gases de Efeito Estufa" das Empresas Eletrobras é verificado por empresa de auditoria independente, e reproduz a carta de asseguarção concedida pelos auditores.

Além da elaboração anual do Inventário de Emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) das Empresas Eletrobras, que ocorre desde 2009, a Eletrobras também estabeleceu, por meio de um esforço conjunto com suas subsidiárias, metas de redução das emissões de gases de efeito estufa para a frota veicular própria e para o consumo de energia elétrica. Estas metas projetam a redução da emissão de GEE para o ano de 2015, tendo como referencial as emissões do ano base 2012.

Não obstante os esforços empregados, os dados até então levantados para o Inventário de Emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) das Empresas Eletrobras 2015, que ainda serão finalizados, indicam uma tendência de aumento nas emissões de GEE em função do maior despacho das Usinas Térmicas pelo ONS, devido a baixa hidrologia de 2015.

❖ **Relacionamento com Comunidades Afetadas:**

As empresas Eletrobras desenvolvem projetos ambientais, obrigatórios ou voluntários, em consonância com suas declarações de compromisso, estabelecidas na Visão da Eletrobras, na Política Ambiental das Empresas Eletrobras e na Política de Sustentabilidade.

Tais projetos, além de atender às condicionantes das licenças ambientais concedidas aos empreendimentos das Empresas Eletrobras, visam também garantir que esses empreendimentos sejam vetores de desenvolvimento sustentável para suas áreas de entorno, multiplicando ao longo do tempo os efeitos benéficos de sua presença nas várias regiões brasileiras.

No âmbito do compromisso de crescimento sustentável, a Eletrobras verificou que é necessária, desde as fases iniciais de planejamento de um projeto, a realização de reuniões de esclarecimento e a construção de canais de comunicação com os diversos grupos sociais afetados. Assim, tanto nos estudos de impacto ambiental, quanto na elaboração dos programas ambientais na fase de projeto básico, as comunidades são convidadas e estimuladas a participar dos fóruns de discussão sobre o projeto, seus impactos e expor suas expectativas.

No âmbito dos Planos de Comunicação Social, inclusive aqueles relacionados ao Cadastro Socioeconômico, são previstas ações que incluem a instalação de escritórios locais proporcionando que o acesso e a troca de informações com a comunidade aconteça ao longo de toda a fase de estudos e não somente na etapa de realização das audiências públicas previstas na legislação. Para informar sobre os empreendimentos são usados os veículos locais de comunicação como jornais e rádios, reuniões com a comunidade e sítios das empresas na internet e são produzidos materiais como: folhetos, folders, cartazes, vídeos, cartilhas e boletins, dentre outros.

Destaca-se para os empreendimentos do rio Tapajós a produção de materiais (áudio e escrito) traduzidos para a língua Munduruku. Materiais como o RIMA também são distribuídos nas comunidades, associações, cooperativas e demais públicos pelas equipes de comunicação e interação social.

❖ **Destaques:**

Em 2015, a Eletrobras deu continuidade ao processo de licenciamento ambiental de diversos empreendimentos, como os empreendimentos AHEs São Luiz do Tapajós e Jatobá, no rio Tapajós, e Garabi e Panambi, no rio Uruguai.

No tratamento e gestão das questões socioambientais relacionadas aos empreendimentos em operação das Empresas Eletrobras, destacamos os seguintes projetos:

Eletrobras Eletronuclear:

- Projeto de Repovoamento Marinho da Baía da Ilha Grande – POMAR
- Programa de Monitoramento das Tartarugas Marinhas – PROMONTAR
- Parque Restinga de Mambucaba

Eletrobras Furnas:

- Furnas Educa
- P&D Educação Ambiental
- Projeto Natureza Doce

Itaipu Binacional:

- Programa Cultivando Água Boa

Eletrobras Chesf:

- Controle de queima de cana-de-açúcar sob linhas de transmissão
- Programa de Ação Socioambiental – PAS
- Programa de Recomposição de Matas Ciliares

Eletrobras Eletrosul:

- Utilização de energia renovável no edifício sede da empresa e o atendimento as metas de redução de gases de efeito estufa
- Desenvolvimento de Sistemas combinados de biodigestores, canalização a partir de substrato de biomassa residual para o arranjo técnico e comercial para geração de energia elétrica conectada a rede a partir do biogás oriundo de dejetos de suínos no município de Itapiranga/SC

Eletrobras Amazonas Energia:

- Projeto “Quelônios do Uatumã”
- Projeto Piloto de Inventário de Bifelinas Policloradas (PCB – Ascarel)

Eletrobras Piauí e Eletrobras Acre:

- Logística e Manufatura Reversa

As ações de gestão ambiental das Empresas Eletrobras podem ser mais detalhadamente verificadas no Relatório Anual de Sustentabilidade disponível no website da Companhia.

❖ Investimentos:

A seguir, encontra-se os investimentos e gastos com proteção ambiental pelas Empresas Eletrobras em 2015:

Investimentos e Gastos com Proteção Ambiental em 2015	Investimento (R\$)
Preservação e Conservação Ambiental em Empreendimentos de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	34.872.115
Adequação Ambiental das Usinas termelétricas Presidente Médici fases A e B e Candiota III	681.790
Preservação Ambiental em Empreendimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Estado do Amazonas	680.155
Total	36.234.060

10.5. Gestão da Marca, Reputação e Imagem

Em 2015, a Eletrobras, mais uma vez, obteve a primeira posição no setor de energia do ranking “As 100 Marcas de Maior Prestígio no Brasil”, da revista “Época Negócios”, figurando como líder deste *ranking* desde 2009, que considera como critérios para sua eleição o pioneirismo e a atuação de vanguarda na geração de energia limpa.

O Plano Diretor de Negócios e Gestão 2015-2019 incluiu entre seus projetos a atualização do estudo da reputação corporativa que incluirá análise de cenários, tendências, apuração do resultado dos indicadores que integram a metodologia existente e recomendações para monitoramento e gestão da reputação corporativa em alinhamento com o seu posicionamento estratégico e sua estratégia de marca. A implantação do projeto depende de liberação de recursos e contratação da empresa responsável, sendo o prazo previsto para sua conclusão 15 meses.

❖ **Publicidade Institucional e Legal:**

Em 2015, a publicidade institucional da Eletrobras teve por foco a veiculação de mensagens com o objetivo de consolidar junto ao seu público estratégico a importância da empresa para o país, conforme estabelecido em sua Lei de criação 3.890-A/1961 e em seu Planejamento Estratégico, enfatizando seus negócios, sua área de atuação e os seus significativos investimentos. A campanha apresentou o destacado papel da Eletrobras para o desenvolvimento do Brasil para os próximos anos, os empreendimentos em andamento e em fase de conclusão, a participação da Companhia no Programa de Investimentos em Energia Elétrica do Governo Federal, além de seu compromisso com a sustentabilidade por meio do incentivo às fontes de energia alternativas.

Além da campanha institucional, divulgada nos meios de comunicação TV Fechada, Out of Home, Internet e Revistas, a Eletrobras deu continuidade à divulgação de conteúdos específicos para o público estudante (ensino fundamental, médio e universitário) por meio conteúdo educativo (web séries) voltado a aprofundar informações sobre temas recorrentes nos debates sobre energia elétrica, tais como meio ambiente e sustentabilidade, conceitos e princípios fundamentais sobre energia, fontes energéticas, energias renováveis, eficiência energética nas residências, na iluminação pública e nos transportes, eficiência energética e qualidade de vida, furto de energia e perdas comerciais e técnicas. Foi verificado número significativo de visualizações dos conteúdos da Eletrobras, o que demonstra a boa recepção e o interesse do target nos assuntos apresentados.

Em 2015, atualizou-se o material de divulgação institucional da Eletrobras, com destaque para o vídeo institucional e, em âmbito interno, desenvolveu-se e produziu-se a campanha de comunicação sobre a Política de Meio Ambiente das Empresas Eletrobras.

No âmbito do "Projeto Energia+" das Empresas de Distribuição, merece destaque as peças publicitárias para regularização de Unidades Consumidoras, Infraestrutura de Medição Avançada e para a campanha de recadastramento dos consumidores nos estados onde as Distribuidoras da Eletrobras têm atuação.

A tabela ao lado traz os valores despendidos, em 2015, com Publicidade Institucional da Eletrobras, Comunicação Institucional, incluindo Comunicação interna, e ações do "Projeto Energia +, bem como o valor total de todas as ações de publicidade legais executadas pela Eletrobras, decorrentes de obrigações

legais, como a publicação das demonstrações financeiras.

Produto	Valor (em R\$)
Publicidade Institucional Eletrobras 2015	30.681.167*
Publicidade Oficial (Legal) 2015	4.588.277
Total	35.269.444

*Inclui os valores Publicidade Institucional Projeto Energia + 2015.

10.6. Compromissos Voluntários e Participação em Entidades Estratégicas

❖ **Compromissos Voluntários assumidos:**

- Pacto Global (desde 2006).
- Princípios de Empoderamento das Mulheres (Womens Empowerment Principles) (desde 2010).
- Declaração de Compromisso Corporativo no Enfrentamento da Violência Sexual Contra Crianças e Adolescentes (desde 2010).
- Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça (desde 2013).
- Declaração de Compromisso sobre Mudanças Climáticas (desde 2012).

❖ **Entidades Estratégicas:**

- Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index – Eletrobras;
- Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE); e
- Selo Pró-Equidade de Gênero e Raça

❖ **Participação em Associações:**

Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA)	Comissão de Integração Elétrica Regional (Bracier)	Instituto Ethos de Empresas e Responsabilidade Social
Associação Brasileira das Companhias Abertas (Abrasca)	Comissão de Integração Energética Regional (CIER)	Instituto Nacional de Investidores (INI)
Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica (ABCE)	Comissão de Proteção ao Programa Nuclear Brasileiro (Copron)	Instituto Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento de Empresas Inovadoras (Anpei)
Associação Brasileira de Carvão Mineral (ABCM)	Comitê Brasileiro de Barragens (CBDB)	Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas da América Latina (Ideal)
Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE)	Comitê Brasileiro de Eletricidade (ABNT/Cobe)	International Electric Research Exchange (IERE)
Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (Abrage)	Comitê Brasileiro do Conselho Mundial de Energia (CME)	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO)
Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústria de Base (Abdib)	Comitê Brasileiro do Pacto Global (CBPG)	International Energy Agency (IEA)
Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (ABRATE)	Comitê de Entidades no Combate à Fome e pela Vida (COEP)	International Hydropower Association (IHA)
Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (Abinee)	Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (Cigre)	Operador Nacional do Sistema (ONS)
Associação Brasileira das Instituições de Pesquisa Tecnológica (Abipti)	Comitê Permanente para Questões de Gênero do MME e Empresas Vinculadas	Organização das Nações Unidas para o Desenvolvimento Industrial (Onudi)
Associação Brasileira de Energia Nuclear (ABEN)	Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRÉ)	Rede Latino-americana e do Caribe para a Eficiência Energética (Red-LAC-EE)
Associação Brasileira dos Geradores Térmicos (Abraget)	Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS)	Section of the Latin American Nuclear Society (LAS)
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	Conselho Mundial da Água (CMA)	Sustainable Energy for All
Câmara de Comércio Americana (Amcham)	Fórum Nacional da Gestão de Ética das Empresas Estatais	World Association of Nuclear Operators (WANO)
Centro Internacional de Energias Renováveis-Biogás (CIBiogás-ER)	Fórum de Meio Ambiente do Setor Elétrico Brasileiro (FMASE)	World Energy Council (WEC)
Centro para Inovação e Competitividade (CIC)	Fundação Nacional da Qualidade (FNQ)	World Nuclear Association (WNA)
Comitê da Bacia Hidrográfica do São Francisco (CBHSF)	Global Sustainable Electricity Partnership (GSEP)	World Water Council (WWC) – Seção Brasil

10.7. Prêmios e Reconhecimentos

O reconhecimento por ações sustentáveis é motivo de orgulho para a Eletrobras, que tem a sustentabilidade como valor. Em 2015, pela quarta vez consecutiva, a companhia foi listada no Dow Jones Sustainability Emerging Markets Index, sendo uma das 16 empresas brasileiras que integram o grupo. A Eletrobras é avaliada no segmento "Electric Utilities", no qual apenas cinco empresas foram incluídas em todo o mundo.

Este ano a Eletrobras também celebrou o fato de ter sido listada, pelo 8º ano consecutivo, no Índice de Sustentabilidade Empresarial da Bovespa (ISE-Bovespa), além de ter feito parte, mais uma vez, do Anuário de Sustentabilidade da RobecoSAM Corporate Sustainability Assessment, empresa especializada em investimentos sustentáveis e análise comparativa.

O programa Cultivando Água Boa, desenvolvido pela Itaipu Binacional, foi apontado pela Organização das Nações Unidas (ONU) como a melhor política de gestão de recursos hídricos no planeta. A Eletrobras Distribuição Rondônia foi contemplada com o Prêmio Socioambiental Chico Mendes, na categoria "Projeto de Responsabilidade Social", pelo terceiro ano consecutivo.

Os demais valores seguidos pela empresa — "Foco em resultados"; "Ética e transparência"; "Valorização e comprometimento das pessoas"; "Empreendedorismo e inovação" — também a colocaram entre as maiores do país e do exterior. A Eletrobras ocupou a primeira posição no setor de energia do ranking "As 100 Marcas de Maior Prestígio no Brasil", da revista "Época Negócios". Eletrobras Furnas, Itaipu Binacional e Eletrosul também tiveram posição de destaque, respectivamente em 2º, 4º e 5º lugares.

A Eletrobras apareceu em diversas listagens da edição "500 Maiores Empresas da América Latina", da revista "América Economia". A empresa ocupou a 39ª posição do ranking geral e a 19ª entre as brasileiras. A Eletrobras figurou, ainda, na 10ª posição entre "As Maiores por Propriedade", junto com Itaipu Binacional e as subsidiárias Furnas, Eletronorte e Chesf, que apareceram, respectivamente, em 20º, 29º, 30º e 39º lugares.

Já na edição "Melhores e Maiores", da revista "Exame", a Eletrobras ocupou a 42ª posição entre as cem maiores empresas brasileiras de capital aberto, por valor de mercado. Entre as 20 maiores empresas em patrimônio líquido, a empresa manteve a 3ª colocação.

A Eletrobras ocupou a 15ª posição no ranking das 500 maiores empresas do Brasil, por receita líquida, considerando dados financeiros e gerenciais. O resultado faz parte do guia "Época Negócios 360º", elaborado em parceria com a Fundação Dom Cabral.

Duas distribuidoras foram premiadas pelo Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (IASC). A Distribuição Rondônia venceu na categoria região Norte e a Distribuição Alagoas, na categoria maior crescimento. Em 2015, a Eletrobras Distribuição Roraima recebeu menção honrosa pelo "Maior Desempenho no Índice de Qualidade e Satisfação de Clientes", concedida pela Comissão de Integração Energética Regional (Cier).

A transparência também mereceu destaque em 2015. Furnas e Eletrosul receberam o Troféu Transparência 2015, na categoria "Empresas de capital fechado", e a Eletronuclear recebeu o Certificado Empresa Cidadã, concedido pelo Conselho Regional de Contabilidade do Estado do Rio de Janeiro (CRC-RJ). O prêmio Empresas que Melhor se Comunicam com Jornalistas contemplou a Eletrobras pela quarta vez na categoria energia elétrica.

11. Funções De Governo: Gestão de Fundos e Programas Setoriais

Conforme estabelecido na Lei de criação da Eletrobras 3.890-A/61 e em seu Estatuto Social, a Companhia, na qualidade de sociedade de economia mista federal, foi criada com objetivo de explorar as atividades econômicas relacionadas ao setor energético, devido ao relevante interesse coletivo envolvido nas referidas atividades que envolvem inclusive a prestação de serviços públicos. As atividades exploradas economicamente pela Eletrobras foram detalhadas nos Capítulos 5,6 e 7.

A Eletrobras, entretanto, respaldada pelo interesse coletivo que justificou sua criação, também atua como braço do governo federal na implementação de programas setoriais e gestão de fundos setoriais que visam o desenvolvimento e aprimoramento da Política Energética do país, conforme veremos a seguir.

Os recursos dos Fundos Setoriais não integram as Demonstrações Financeiras da Eletrobras, a exceção da Reserva Global de Reversão – RGR. A RGR, conforme será visto a seguir, constituiu uma das principais fonte de recursos para desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, aparecendo no passivo da Eletrobras, com a respectiva contrapartida no ativo.

11.1. Gestão de Fundos Setoriais

❖ Reserva Global de Reversão (RGR):

A RGR foi criada pela Lei 5.655/1971 com a finalidade de prover recursos para os casos de reversão e encampação de serviços de energia elétrica. Porém, enquanto não utilizados para os fins a que se destinavam, poderiam ser aplicados, como fonte de recursos, na concessão de financiamentos destinados a expansão do setor elétrico brasileiro, melhoria do serviço e na realização dos programas do governo federal, o que foi realizado sob gestão da Eletrobras.

A Eletrobras a medida que saca recursos da RGR para conceder financiamentos ao setor elétrico, registra, contabilmente, em seu passivo com o conseqüente registro da contrapartida em seu ativo. A medida em que os financiamentos são pagos pelos agentes do setor, a Eletrobras repassa para a RGR, contabilizando os respectivos pagamentos no ativo e passivo.

A Medida Provisória 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, também estabeleceu que os recursos da RGR poderiam ser utilizados para indenização total ou parcial, dos investimentos não amortizados ou não depreciados durante o período de concessão.

No entanto, conforme é sabido, com a publicação da referida Medida Provisória 579/2012, ficaram desobrigadas, a partir de 1º de janeiro de 2013, do recolhimento da quota anual da RGR, as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012, e as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei 12.783/2013, restringindo uma importante fonte de financiamento para o setor. A CDE, de acordo com a referida Lei, passou a ser fonte de recursos para o déficit de recursos da RGR, que recebe também os recursos decorrentes dos financiamentos concedidos e ainda não quitados.

Na condição de gestora dos recursos oriundos da RGR, conforme legislação em vigor, a Eletrobras aplicou, no exercício financeiro de 2015, o montante de R\$ 5.349 milhões, dos quais R\$ 5.153 milhões foram destinados ao pagamento de indenizações, primordialmente aquelas referentes às concessões prorrogadas conforme Lei 12.783/2013 e determinadas pelas Portarias Interministerial nº 580/2012 e 602/2012. Além disso,

foram pagos, R\$ 170 milhões referente à transferência de recursos para a CDE e R\$ 26 milhões referente a pagamento de verba MME. No ano de 2015, não foi aprovado orçamento para concessão de financiamentos devido a restrição de recursos.

A movimentação referente aos ingressos e as aplicações dos recursos da RGR, inclusive por projetos e regiões, durante o ano de 2015, está apresentada nos quadros a seguir:

Movimentação	(R\$ milhões)
Ingressos:	5.381
Arrecadação de Quotas	839
Amortização de Empréstimos	1.236
Transferência do Fundo CDE	3.266
Outros	40
Aplicações:	5.349
Indenizações	5.153
Verba MME	26
Transferência para o Fundo CDE	170
Financiamentos	0

Recursos Aplicados por Região em 2015 (R\$ Milhões)						
Recursos Aplicados	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Total
Financiamentos	0	0	0	0	0	0
Luz Para Todos	0	0	0	0	0	0
RELUZ	0	0	0	0	0	0
Geração de Energia	0	0	0	0	0	0
Transmissão de Energia	0	0	0	0	0	0
Distribuição de Energia	0	0	0	0	0	0
Recuperação de Parques Térmicos	0	0	0	0	0	0
Repotencialização	0	0	0	0	0	0
Indenizações das Concessões (Lei 12.783)	396	1.626	2.044	1.050	38	5.153
Total	396	1.626	2.044	1.050	38	5.153

❖ **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE):**

A CDE foi criada pela Lei 10.438/2002 com o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.

Devido a restrição de recursos da RGR, a CDE também passou a ser utilizada para: Garantir os recursos necessários para atendimento da subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda; prover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; Promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, destinando-se à cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos em operação até 6 de fevereiro de 1998, e de usinas enquadradas no § 2º do art. 11 da Lei no 9.648/1998; Promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural; Prover recursos para

compensar descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica, conforme regulamentação do Poder Executivo; Prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, conforme regulamentação do Poder Executivo, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição; e Cobrir o custo adicional para as concessionárias de distribuição decorrente do despacho de usinas termelétricas acionadas em razão de segurança energética, conforme decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico.

Para atender as finalidade acima, os recursos da CDE poderão ser transferidos à Reserva Global de Reversão – RGR e à Conta de Consumo de Combustível - CCC.

O papel da Eletrobras, como gestora do fundo CDE, está limitado a cobrar e recolher as quotas das concessionárias e permissionárias conforme é determinado previamente pela Aneel e aplicar os recursos conforme previsão legal, sempre limitada à restrição de orçamento imposta pela Aneel.

O orçamento da CDE de 2015 – bem como dos demais fundos setoriais, a saber, RGR e CCC – foi determinado pela Aneel através da Nota Técnica 033/2015-SGT-SRG de 26/02/2015, resultado da Audiência Pública 003/2015.

No ano de 2015, os repasses dos subsídios foram prejudicados devido a 33 distribuidoras terem obtido liminar judicial para realização de compensação dos créditos que tinham a receber do Fundo CDE com as quotas que deveriam recolher ao referido fundo.

Foram arrecadados pela CDE, em 2015, R\$ 20.447 milhões com destaque para a arrecadação de quotas, que representou 85,8% desse montante, os créditos transferidos pelo Tesouro Nacional, com 6,1%, as quotas da UBP, com 3,0% e as multas da Aneel com 1,1%. Há ainda uma rubrica denominada "Outras Fontes" que arrecadou R\$ 800 milhões, que engloba resgate da conta de aplicação UBP, conforme determinação da CGU de 11/09/15, parcelamentos, transferência do fundo RGR, transferência do MME para projetos das obras olímpicas e rendimentos de aplicações financeiras.

Em 2015, foi liberado, a título de subvenção econômica, recursos da CDE no montante de R\$ 10.972 milhões, dos quais R\$6.270 milhões para subsídios tarifários, R\$ 2.215 milhões para subvenção do Programa Baixa Renda e R\$ 1.225 milhões para Carvão Mineral. Além disso, o Fundo CDE repassou ao Fundo CCC R\$ 5.476 milhões e para o Fundo RGR R\$ 3.266 milhões. Abaixo demonstramos a movimentação financeira da CDE em 2015:

Movimentação	(R\$ milhões)
Ingressos: CDE+UBP+Multas Aneel	20.447
Arrecadação de Quotas CDE	17.542
Arrecadação de Quotas UBP	621
Crédito Transferido do Tesouro Nacional	1.250
Multa Aneel	234
Outras Fontes	800
Aplicações:	19.714
Subvenção Baixa Renda	2.215
Carvão Mineral	1.225
Subvenção Luz para Todos	657
Subvenção Equalização da Redução Tarifária	584
Subsídios Tarifários	6.270
Obras Olímpicas	11
Kit de Instalação	9
Transferência de Recursos para o Fundo CCC	5.476
Transferência de Recursos para o Fundo RGR	3.266
Outras Aplicações	1

Recursos Aplicados até 31/12/2015 (R\$ Milhões)						
Projeto	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Total
Subvenção para o Programa de Baixa Renda	242,7	1.115,7	580,8	148,9	126,7	2.214,8
Carvão Mineral	0,0	0,0	0,0	1.224,8	0,0	1.224,8
Subvenção para Programa Luz Para Todos	269,9	353,6	1,8	1,9	29,5	656,8
Subvenção para Equalização da Redução Tarifária	540,3	8,2	8,9	26,0	0,8	584,3
Subsídios Tarifários	187,9	967,4	3.000,0	1.601,8	512,8	6.269,8
Subvenção CVA*	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
Kit de Instalação	0,2	6,5	1,5	0,7	0,1	9,0
Subvenção Obras Olímpicas	0,0	0,0	10,8	0,0	0,0	10,8
Total	1.241,6	2.451,4	3.603,8	3.004,2	669,9	10.970,9

*Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A.

❖ **Conta de Consumo de Combustíveis (CCC):**

A CCC tem por finalidade subsidiar os 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 a ilha de Fernando de Noronha, no oceano Atlântico.

Os subsídios correspondem a uma parcela 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 faz parte da cobertura pelo Fundo 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.

A partir da publicação da Lei 12.783/2013, a CDE passou a ser a fonte de recursos da CCC, não havendo mais a cobrança de quotas mensais recolhidas pelos agentes de distribuição, transmissão e permissionários.

Existe ainda uma receita residual proveniente de quotas mensais não recolhidas à época pelos Agentes, que foram repactuadas, no montante de R\$ 136 milhões. Também deve ser considerada a receita proveniente de aplicações financeiras da ordem de R\$ 930 mil.

Ao longo de 2015, foram feitos repasses da ordem de R\$ 5.646 milhões, sendo R\$ 5.496 milhões na rubrica custo total de geração e o restante, R\$ 149 milhões, para os empreendimentos sub-rogados ao Fundo. Ainda foi repassado R\$ 885 mil, a título de devolução a um consumidor, por determinação da ANEEL, através do Despacho nº 180, de 27 de janeiro de 2015.

Importante citar que, face a escassez de recursos da CCC ao longo do ano de 2014, a Eletrobras ficou impossibilitada de efetivar a liberação de subsídios tempestivamente naquele ano para as subsidiárias de distribuição da Eletrobras que são beneficiárias desses recursos por atuarem no Sistema Isolado. Devido a esse fato, conforme Portaria Interministerial dos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda nº 652/2014, foram celebrados 2 Contratos de Confissão de Dívida com as referidas distribuidoras, nos montantes de R\$ 4.259 milhões e R\$ 2.296 milhões, alongando o perfil da dívida para 10 anos.

A seguir, apresentamos a movimentação financeira do Fundo CCC, em 2015, cujo saldo final, em 31 de dezembro de 2015, era de R\$ 1.372.478,31, considerando o saldo inicial de R\$ 34.211.423,27, em 31 de dezembro de 2014:

Movimentação	R\$ Milhões
Receitas	5.613
Transferência do Fundo CDE	5.476
Parcelamentos	136
Aplicações Financeiras	1
Despesas	5.646
Custo Total de Geração	5.496
Sub-rogações	149
Outras Aplicações	1

Recursos Aplicados por Região em 2015 (R\$ Milhões)						
Projeto	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Total
Custo Total da Geração	5.471	22	0	0	3	5.496
Sub-rogações	100	0	0	0	49	149
Outras Aplicações	0	0	1	0	0	1
Total	5.571	22	1	0	52	5.646

11.2. Gestão de Programas de Governo

❖ Luz para Todos:

O Programa Luz Para Todos ("LPT") 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.

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 2015, os recursos investidos no LPT totalizaram R\$ 22,85 bilhões, sendo R\$ 16,6 bilhões (73%) referentes aos recursos setoriais administrados pela Eletrobras.

Em 2015, foi liberado R\$ 0,66 bilhão com recursos da CDE. Desde 2004, já foi liberado um montante de R\$ 13,90 bilhões, com recursos da CDE e RGR, de um total contratado de cerca de R\$ 16,6 bilhões, ou seja, 84% do total de recursos contratados.

A seguir, são apresentados os montantes de recursos contratados e liberados de 2004 a 2015, distribuídos por região:

Região	Recursos Setoriais até 31/12/2015 (R\$ milhões)					
	Contratados			Liberados		
	CDE	RGR	CDE+RGR	CDE	RGR	CDE+RGR
Norte	4.171,97	318,29	4.490,26	3.295,31	284,30	3.579,61
Nordeste	6.818,83	942,14	7.760,97	5.865,02	837,42	6.702,44
Centro-Oeste	864,24	589,77	1.454,01	746,95	526,96	1.273,91
Sudeste	858,13	1.174,51	2.032,64	737,80	942,98	1.680,78
Sul	346,24	511,90	858,14	276,59	387,26	663,85
Brasil	13.059,41	3.536,61	16.596,02	10.921,67	2.978,92	13.900,59

No ano de 2015, foram realizadas 57.676 ligações no âmbito do LPT, acumulando um montante de 3.258.086 ligações efetuadas desde 2004, o que corresponde a mais de 15,6 milhões de pessoas beneficiadas no meio rural brasileiro. Com relação às metas assumidas para o final de 2015, foram realizados 99% da meta global de 3.278.430 ligações, computados os compromissos dos executores com a Eletrobras e com os governos estaduais.

❖ Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica:

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 através do Decreto 5.025/04, iniciando o processo de sua implantação em 2004.

O Proinfa tem cumprido seu objetivo de promover a diversificação da matriz energética brasileira a partir do aumento da participação de empreendimentos com base em 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 Proinfa 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 Proinfa adicionou ao Sistema Interligado Nacional 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), 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 2015, a contribuição do Proinfa para o sistema em termos de volume de energia gerada foi de aproximadamente 70 milhões MWh.

Fontes	Empreendimentos em operação 2014		Empreendimentos em operação 2015	
	Empreendimentos	Potência (MW)	Empreendimentos	Potência (MW)
PCH	60	533,34	60	1.159,24
Eólica	52	1.282,52	52	1.282,52
Biomassa	19	1.159,24	19	533,34
Outras Fontes	-	-	-	-
Total	131	2.975,10	131	2.975,10

A contratação de energia de empreendimentos encerrou-se em 31 de dezembro de 2011.

Com relação ao ano de 2016, para fins de estabelecimento das quotas anuais de energia elétrica referentes às concessionárias de distribuição e de transmissão, a Resolução Homologatória 2003, de 15 de dezembro de 2015 definiu que o montante a ser rateado no ano é de 11.192.200 MWh com um custo previsto de R\$ 3,64 bilhões.

❖ Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel):

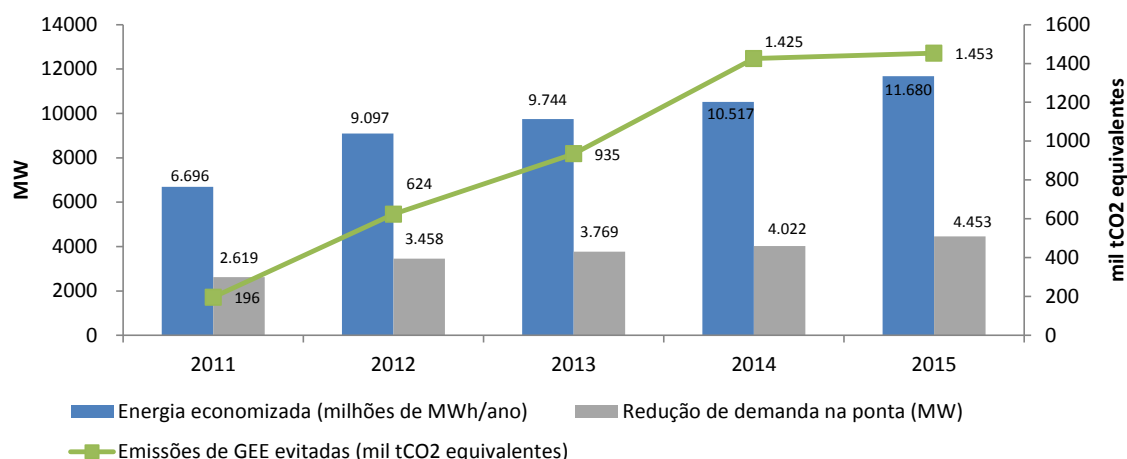
O Procel é o Programa do Governo Federal destinado a promover o uso eficiente da energia elétrica no país, com a Eletrobras desempenhando a função de Secretaria Executiva. O Procel atua em todo Brasil através de programas setoriais nas áreas de tecnologia, educação e disseminação de informação, edificações, saneamento ambiental, gestão energética municipal, iluminação pública e indústria.

As informações acerca dos subprogramas do Procel podem ser verificados no website <http://www.elektrobras.com/pci>

Os benefícios gerados pelo Programa podem ser contabilizados tanto pela economia de energia quanto pelos investimentos postergados na expansão do parque de geração de energia elétrica que se revertem em benefícios para a sociedade.

Em 2015, o Procel contribuiu, principalmente através do Selo Procel, para uma economia de 11,68 milhões de megawatts-hora (MWh), equivalente ao consumo anual de 6 milhões de residências. Evitou-se ainda a emissão de 1,453 milhão tCO₂ equivalentes.

Indicador / Ano	2015	2014	2013	2012	2011
Energia economizada (milhões de MWh/ano)	11.680	10.517	9.744	9.097	6.696
Emissões de GEE evitadas (mil tCO ₂ equivalentes)	1.453	1.425	935	624	196
Redução de demanda na ponta (MW)	4.453	4.022	3.769	3.458	2.619



No que tange aos recursos aplicados no Procel, desde 1985, cerca de 70% dos recursos aplicados eram provenientes da RGR e 30% recursos do Fundo de Desenvolvimento Tecnológico da Eletrobras. Com a redução dos recursos da RGR, em virtude da Lei 12.783/2013, a Eletrobras passou apenas a honrar com os compromissos referente à parte dela nos convênios já assinados, por meio do FDT.

Em 2015, a Eletrobras despendeu no Programa, recursos próprios da ordem de R\$ 17,09 milhões.

12. Desempenho Econômico e Financeiro

12.1. Destaque do Resultado Consolidado

- ✓ Receita Operacional Líquida consolidada de R\$ 32.589 milhões;
- ✓ EBITDA Ajustado de R\$ 2.853 milhões;
- ✓ Provisões operacionais líquidas no montante de R\$ 14.639 milhões; e
- ✓ Resultado Financeiro líquido de R\$ 1.699 milhões.

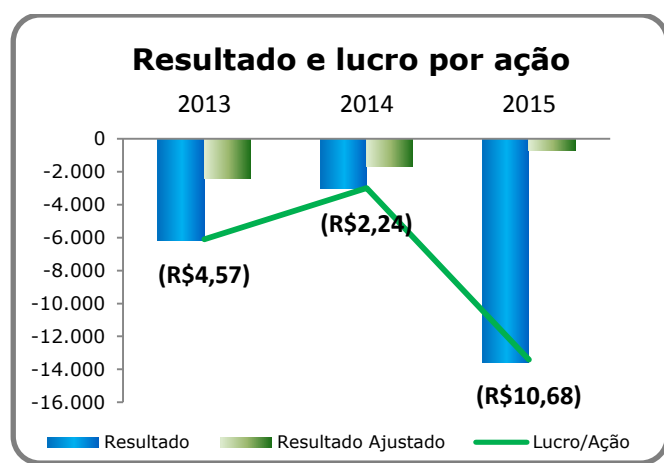
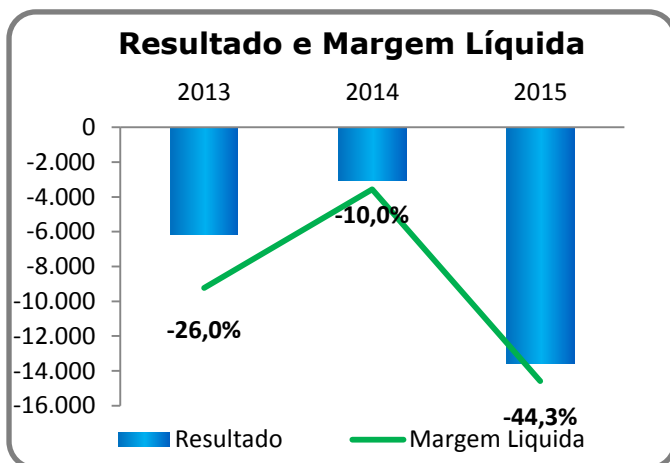
12.2. Resultado 2015 X 2014

A Eletrobras apresentou, no resultado de 2015, prejuízo líquido atribuído aos controladores de R\$ 14.442 milhões, em comparação com um prejuízo líquido de R\$ 3.031 milhões registrado em 2014.

Esse resultado foi decisivamente influenciado por: (i) Provisão para Contingências no montante de R\$ 7.084 milhões, com destaque para a provisão relativa ao empréstimo compulsório de R\$ 5.283 milhões e aos ajustes em valores de processos judiciais de Furnas, Chesf e Eletronorte; (ii) *Impairments* de R\$ 5.991 milhões, fortemente influenciado pelo *impairment* da Usina Termonuclear de Angra 3 no montante de R\$ 4.973 milhões; e (iii) Prejuízos das empresas distribuidoras que somaram R\$ 5.195 milhões em 2015.

O Resultado de 2015 foi impactado também pelas seguintes variáveis:

- De forma positiva: (i) Reversão de provisão para perdas em investimentos no montante de R\$ 611 milhões, principalmente influenciado pela reversão de R\$ 1.100.499 relativo a processo judicial envolvendo passivos de ICMS, em razão de decisão judicial favorável à subsidiária Amazonas Energia (vide Nota Explicativa 42 das Demonstrações Financeiras); (ii) aumento de 22,5% na receita de operação e manutenção no segmento de transmissão; (iii) melhora de 146% no resultado de participações societárias; (iv) Repasse de Itaipu de R\$ 234 milhões; e (v) efeito positivo relacionado à Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA no valor de R\$ 324 milhões.
- De forma negativa: (i) redução de 53% da receita de venda de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); (ii) Despesas relativas a energia comprada para revenda no montante de R\$ 10.766 milhões; e (iii) a redução da remuneração das indenizações referente à 1ª tranche da Lei 12.783/2013, que apresentou uma variação de 89% devido à redução do saldo decorrente dos pagamentos da 1ª tranche e ao recálculo de juros e atualizações dos créditos indenizatórios.

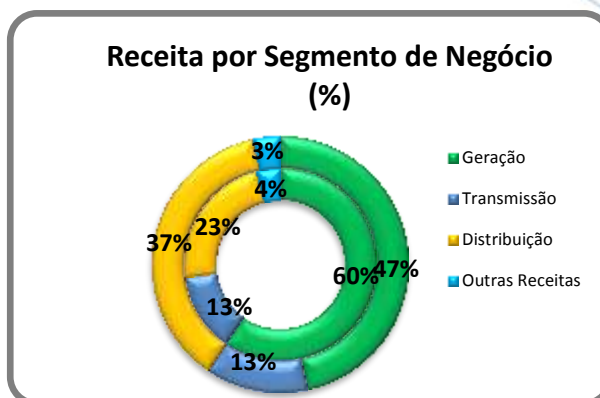


O resultado ajustado apresentado no gráfico acima desconsidera os seguintes fatores atípicos que influenciaram o resultado: provisões com contratos onerosos, *impairments*, provisão para contingências, provisão para perda do ativo financeiro, perdas em investimentos, provisão para perdas no imobilizado, PCLD e provisões e despesas relativas ao PID.

12.3. Receita Operacional

A Receita Operacional Líquida, no montante de R\$ 32.589 milhões apresentou, em 2015, um crescimento de 8,1% em relação ao ano de 2014, quando foi registrado o montante de R\$ 30.138 milhões. Na análise por segmentos, apresentamos os seguintes destaques:

- As Receitas de geração apresentaram uma redução de 6,1%, passando de R\$ 21.256 milhões em 2014 para R\$ 19.959 milhões em 2015. Essa redução é explicada pela queda da receita de venda de energia no mercado de curto prazo (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE), assim como pela redução das receitas de suprimento das subsidiárias Eletronuclear, em virtude da parada programada da Usina Termonuclear Angra 2, em outubro de 2015, e CGTEE, em função da redução na geração das suas usinas. A venda de energia no mercado de curto prazo passou de R\$ 3.818 milhões para R\$ 1.812 milhões, devido, principalmente, a venda de energia pelas controladas Furnas e Eletronorte no Leilão A-1 em 2014 e a redução do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) em 2015. A redução das vendas na CCEE foi parcialmente compensada pelo aumento de 1,1% da receita de suprimento, que passou de R\$ 12.175 milhões para R\$ 12.310 milhões, sobretudo pelo efeito da energia comercializada no citado Leilão A-1, através do qual foi comercializada energia, de longo prazo, a uma tarifa média acima do valor de mercado atual. A venda de energia pela Eletronorte no 13º Leilão de Energia de 2014 foi de 280 MW médios até dezembro de 2019, realizada por R\$ 271/MWh, e Furnas, nesse mesmo leilão, negociou a venda de 531 MW médios até dezembro de 2019, por cerca de R\$ 271/MWh e no 14º Leilão de energia de 2014, de 352 MW médios até dezembro de 2017, por cerca de R\$ 201/MWh. A receita de fornecimento também apresentou crescimento de 7,7%, passando de R\$ 3.317 milhões para R\$ 3.572 milhões. Já o volume total de energia vendida das empresas Eletrobras, excluída comercialização de curto prazo, passou de 229 TWh em 2014 para a 234 TWh em 2015. A Receita de construção tem valor equivalente contabilizado ao custo de construção.
- As Receitas de Transmissão apresentaram um crescimento de 20,2%, passando de R\$ 4.702 milhões em 2014 para R\$ 5.611 milhões em 2015, influenciadas, principalmente, pelo crescimento de 22,5% das receitas de operação e manutenção e pelo crescimento de 17,3% da atualização da taxa de retorno. Essa variação é explicada fundamentalmente pelas atualizações monetárias na Receita Anual Permitida (RAP) e pela entrada em operação de novos investimentos. A receita de construção passou de R\$ 1786 milhões em 2014 para R\$ 2.078 milhões em 2015, porém sem efeito para o resultado, uma vez que possui valor equivalente contabilizado como custo de construção.
- As Receitas do segmento de Distribuição apresentaram um aumento de 97%, passando de R\$ 8.184 milhões em 2014 para R\$ 16.171 milhões em 2015. Quando desconsideradas as receitas relativas a CELG D, as receitas do segmento de distribuição apresentam um crescimento de 26,2%, passando de R\$ 6.491 milhões para R\$ 8.193 milhões. O incremento verificado na receita de fornecimento se deve, principalmente, a implementação das bandeiras tarifárias, que tem como contrapartida um aumento de encargos setoriais. Desconsiderando as receitas da CELG D, o fornecimento de energia apresentou um aumento de 5,2%, passando de R\$ 7.310 milhões em 2014 para R\$ 7.689 milhões em 2015. A quantidade de energia vendida



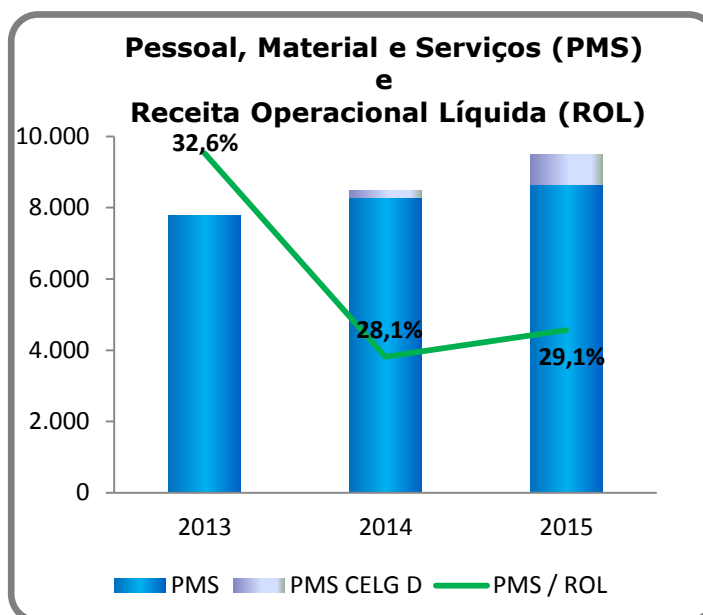
passou de 28,8 TWh em 2014 para 29,5 TWh em 2015. A Receita de construção tem valor equivalente contabilizado como custo de construção.

Receita Operacional Líquida	2015 (R\$ milhões)	2014 (R\$ milhões)
Geração – Suprimento	12.310	12.175
Geração – Fornecimento	3.572	3.317
Geração – CCEE	1.812	3.818
Geração - Receita de operação e manutenção	1.883	1.803
Geração - Receita de construção	148	240
Geração - Repasse Itaipu (vide II.3.a)	234	-98
Transmissão - Receita de operação e manutenção	2.696	2.201
Transmissão - Receita de construção	2.078	1.786
Transmissão - Atualizações da taxa de retorno	838	714
Distribuição - Fornecimento e suprimento	14.835	7.310
Distribuição - Receita de construção	1.012	873
Distribuição - CVA e outros componentes financeiros	324	38
Outras Receitas	1.484	1.339
Total	43.226	35.519
(-)Deduções da Receita	-10.637	-5.381
Receita Operacional Líquida	32.589	30.138

12.4. Custos Gerenciáveis e Não Gerenciáveis

❖ Custos Gerenciáveis:

Em 2015, a soma das contas de Pessoal, Material e Serviço (PMS) apresentou um crescimento de 11,9%, passando de R\$ 8.485 milhões em 2014 para R\$ 9.495 milhões em 2015. As contas de pessoal, material e serviços apresentaram, respectivamente, crescimento de 7,1%, 2,6% e 23,6%. Quando desconsiderados os gastos relativos a CELG D, a conta de Pessoal apresenta um crescimento de 1,0%, passando de R\$ 5.532 milhões em 2014 para R\$ 5.668 milhões em 2015, o que foi menor que a inflação do período, demonstrando o esforço da Companhia na redução de custos. A conta de Serviços cresceu 4,7% passando de R\$ 2.440 milhões em 2014 para R\$ 2.687 milhões em 2015 e a conta de material apresentou uma redução de 3,3%, passando de R\$ 307 milhões em 2014 para R\$ 300 milhões em 2015.



As Provisões operacionais passaram de R\$ 1.755 milhões em 2014 para R\$ 14.639 milhões em 2015. Em 2015, as provisões operacionais foram influenciadas, principalmente, pela provisão para contingência no montante de R\$ 7.084 milhões, com destaque para a provisão relativa a processos judiciais envolvendo empréstimo compulsório de R\$ 5.283 milhões (vide Nota Explicativa nº 31 das Demonstrações Financeiras) e aos ajustes em valores de processos judiciais de Furnas e Chesf, e pelo reconhecimento de *impairment* no montante de R\$ 5.991 milhões, fortemente impactado pelo *impairment* de Angra 3 no montante de R\$ 4.973 milhões. Vide Nota Explicativa nº 20 das Demonstrações Financeiras, destacando que o *impairment* registrado na Usina Termonuclear de Angra 3 fundamenta-se essencialmente na revisão da data de entrada

em operação e na variação da taxa de desconto utilizada para a realização do teste de recuperabilidade do ativo, em virtude das mudanças ocorridas nas condições macroeconômicas brasileiras. Em relação aos demais *impairments*, foram realizados testes em novos ativos que entraram em operação, tendo sido também relevante a variação da taxa de desconto aplicada. Ocorreu também o crescimento da provisão para créditos de liquidação duvidosa de consumidores e revendedores (PCLD), que apresentou o valor de R\$ 643 milhões, influenciada, principalmente, pela revisão do critério de PCLD nas distribuidoras e pela consolidação da CELG D. Desconsiderando as provisões da Celg D, o montante de provisões operacionais seria de R\$ 14.544 milhões em 2015.

❖ Custos não gerenciáveis:

A Energia Elétrica comprada para revenda apresentou um crescimento de 3,3%, passando de R\$ 10.425 milhões em 2014 para R\$ 10.766 milhões em 2015. Excluindo os dispêndios da Celg D com a compra de energia para revenda, observa-se uma redução de 7,1% e um montante de R\$ 7.820 milhões em 2015 contra um montante de R\$ 8.378 milhões em 2014.

Na conta de Uso da rede elétrica foi apurado um aumento de 14,1%. Em 2014, foi registrada uma despesa líquida de R\$ 1.523 milhões e em 2015 foi registrada uma despesa líquida de R\$ 1.738 milhões. Excluindo os dispêndios da Celg D na conta de Uso da rede elétrica, observa-se um crescimento de 3,2% e um montante de R\$ 1.572 milhões em 2015.

Na conta de Combustível para produção de energia elétrica foi apurado uma redução de 15,6%. Em 2014, foi registrada uma despesa líquida de R\$ 1.480 milhões, enquanto em 2015 foi registrada uma despesa líquida de R\$ 1.250 milhões, devido, principalmente, a diminuição da necessidade de geração térmica em 2015.

12.5. Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro líquido passou de uma receita líquida de R\$ 695 milhões em 2014 para uma despesa líquida de R\$ 1.699 milhões em 2015. Desconsiderando o Resultado Financeiro da Celg D, o resultado financeiro seria negativo no montante de R\$ 833 milhões em 2015, frente a um montante positivo de R\$823 milhões em 2014. Essa variação deve-se, principalmente, ao crescimento dos encargos da dívida, que passaram de R\$ 3.449 milhões em 2014 para R\$ 6.340 milhões em 2015, influenciada pelos juros e mora relativos as dívidas das distribuidoras com fornecedores de combustível em razão do recebimento de créditos da CCC. A remuneração das indenizações da 1ª tranche da Lei 12.783/2013 passou de um montante positivo de R\$ 1.019 milhões, em 2014, para um montante positivo de R\$ 115 milhões, em 2015, devido à redução do saldo decorrente dos pagamentos da 1ª tranche e ao recálculo de juros e atualizações dos créditos indenizatórios.

12.6. Participações Societárias

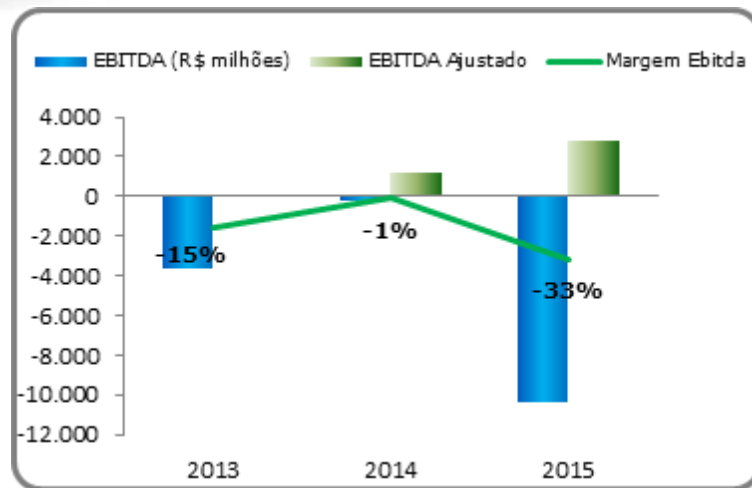
A Participação Societária registrou uma variação de 144%, resultante de contabilização de um montante negativo de R\$ 1.217 milhões em 2014, ocasionada, principalmente, pelo elevado resultado negativo da SPE Madeira Energia (UHE Santo Antonio) e de um montante positivo, em 2015, de R\$ 531 milhões em 2015.

12.7. Resultado Consolidado

Lucro Líquido	2015	2014
Receita Operacional Líquida	32.589	30.138
Custos Operacionais		
Energia Comprada para Revenda	-10.766	-10.425
Uso da rede elétrica	-1.738	-1.523
Combustível para produção de energia elétrica	-1.250	-1.480
Construção	-3.238	-2.900
Resultado Bruto	15.597	13.810
Despesas Operacionais		
Pessoal, Material e Serviços	-9.495	-8.485
Remuneração e Ressarcimento	-349	-387
Depreciação e amortização	-1.843	-1.777
Outras despesas	-2.347	-2.146
	1.563	1.015
Participações societárias	531	-1.217
Provisões operacionais	-14.639	-1.755
	-12.545	-1.957
Receita de juros e aplicações financeiras	2.251	2.092
Atualização monetária	2.403	346
Variação cambial	33	296
Encargos da dívida	-6.340	-3.449
Encargos de recursos de acionistas	-41	-87
Remuneração das indenizações - Lei 12.783/13	115	1.019
Outros resultados financeiros	-120	478
	-14.244	-1.262
Imposto de Renda e Contribuição Social	-710	-1.701
Lucro líquido do período	-14.954	-2.963
Participação atribuída aos não controladores	-512	69
Lucro líquido Consolidado	-14.442	-3.031

12.8. Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (Ebitda)

Ebitda Consolidado (R\$ milhões)	2015	2014
Resultado do Exercício	-14.954	-2.963
(+) Provisão Imposto de Renda e Contribuição Social	710	1.701
(+) Resultado Financeiro	1.699	-695
(+) Amortização e Depreciação	1.843	1.777
(=) EBITDA	-10.702	-180
AJUSTES		
Perdas em Investimentos	-611	-314
Contratos onerosos	366	-1.800
Provisão para perda do Ativo financeiro	0	-792
Impairment	5.842	149
Provisão para contingências	7.084	3.656
Provisão para perdas no Imobilizado	0	235
PCLD	659	-185
PID	214	380
= EBITDA AJUSTADO	2.853	1.150



12.9. Resultado por Segmento de Negócio

A tabela a seguir apresenta o resultado por segmento de negócio para os anos de 2015 e 2014. 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 31/12/2015
		Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M			
Receita Operacional Líquida	348	16.494	1.748	1.839	3.826	10.352	-2.018	33.589
Custos e Despesas Operacionais	-11.819	-21.212	-1.587	-3.254	4.008	-10.270	7.484	-45.665
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	-11.471	-5.718	161	-1.415	-182	82	5.466	-13.076
Resultado Financeiro	3.958	-2.361	-657	-573	-241	-1.752	-74	-1.699
Resultado de Participações Societárias	-6.092	-	-	-	-	-	6.623	531
Imposto de renda e contribuição social	-871	-127	0	257	20	11	-	-710
Lucro Líquido (prejuízo) do período	-14.475	-8.206	-496	-1.731	-404	-1.658	12.016	-14.954

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	18.266	1.555	1.998	2.979	6.664	-1.407	30.137
Custos e Despesas Operacionais	6.075	-14.030	-1.756	-1.912	-2.792	-6.457	2.143	-30.877
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	-5.993	4.236	-200	87	188	208	736	-740
Resultado Financeiro	2.463	-1.280	420	-271	-30	-596	-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	265	-1.089	3.239	-746	-367	991	-2.963

12.10. Demonstração de Valor Adicionado (DVA)

Em 2015, observa-se variação negativa de R\$ 11.991 milhões no valor adicionado para os acionistas, que passou de R\$ 2.963 milhões negativos em 2014 para R\$ 14.954 milhões negativos em 2015.

O aumento de R\$ 15.103 milhões nos valores para terceiros, reflete, principalmente: (i) o impacto do câmbio nas dívidas em moeda estrangeira, com reflexo na conta "variações cambiais passivas" (aumento de R\$ 7.220 milhões) e (ii) encargos de dívidas (aumento de R\$ 2.892 milhões), reflexo, principalmente, do maior endividamento e de atualizações de débitos com fornecedores de combustível e CDI.

O aumento de R\$ 2.956 milhões nos tributos é reflexo do aumento dos tributos sobre a receita, em especial, por causa do faturamento do segmento de distribuição, que cresceu 97%, passando de R\$ 8.183 milhões em 2014 para R\$ 16.171 milhões em 2015, fortemente influenciado pela aquisição da CELG D.

A variação de 7,1% na conta de pessoal, que passou de R\$ 5.609 milhões em 2014 para R\$ 6.005 milhões em 2015, está em linha com a inflação do período, e reflete reajuste salarial (acordo coletivo), PID da Eletronuclear, entre outros fatores. Cabe destacar que sem a CELG D a conta de pessoal apresenta crescimento de somente 1%.



Esse efeito do aumento dos valores para terceiros e tributos, teve como contrapartida: (i) aumento das receitas financeiras (R\$ 9.252 milhões), em especial da conta "variações cambiais ativas" (R\$ 6.958 milhões), por causa dos recebíveis de Itaipu, e da conta de "atualizações monetárias ativas" (R\$ 2.923 milhões), por causa da atualização de recebíveis e créditos junto aos fundos setoriais, e (ii) aumento do faturamento da distribuição.

Dessa forma, a variação de R\$ 11.991 milhões para os acionistas da Eletrobras é explicada, principalmente, pelo aumento das provisões, cabendo destacar: (i) contingências judiciais (empréstimo compulsório e outras), no montante de R\$ 7.084 milhões e (ii) impairment, no montante de R\$ 5.991 milhões (sendo R\$ 4.973 milhões para Angra 3).

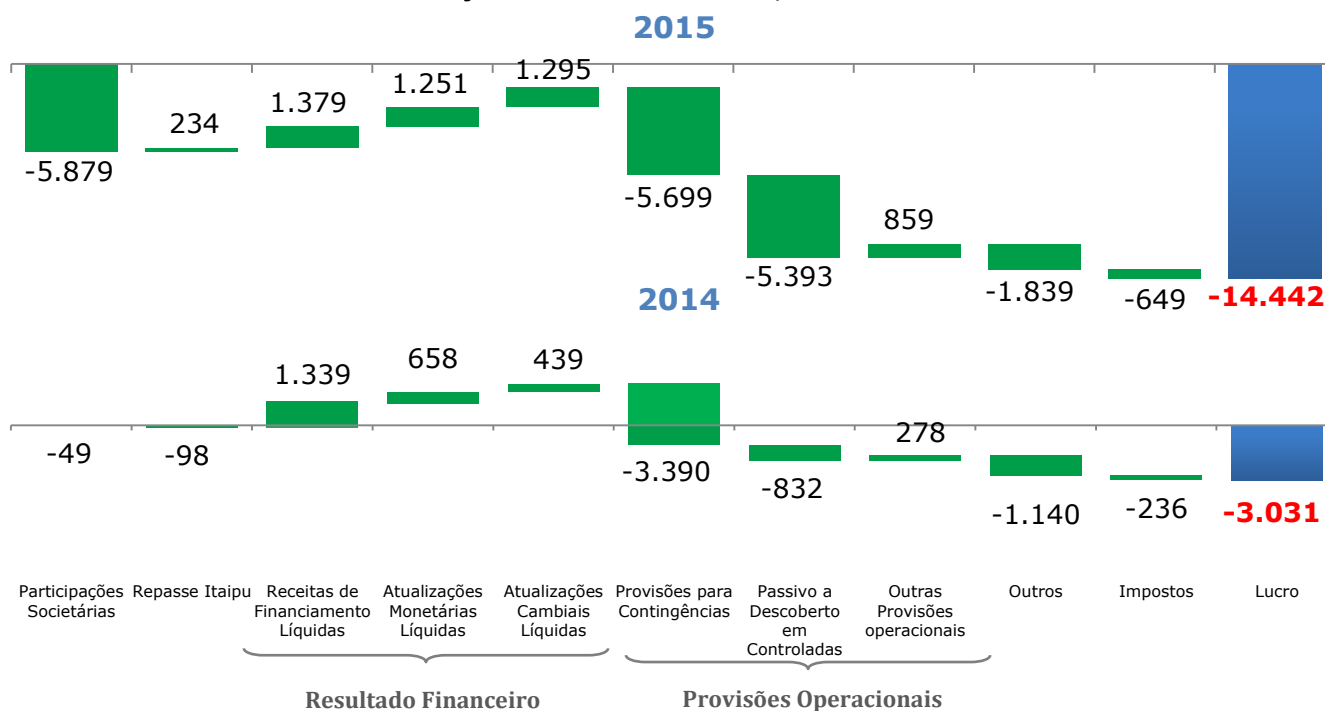
12.11. Análise do Resultado da Controladora

A Eletrobras apresentou, no resultado de 2015, prejuízo líquido atribuído aos controladores de R\$ 14.442 milhões, em comparação com um prejuízo líquido de R\$ 3.031 milhões registrado em 2014.

Esse resultado, conforme mencionado anteriormente, foi decisivamente influenciado por: (i) Provisões para contingências no montante de R\$ 5.699 milhões, decorrente, principalmente, das provisões relativas a processos judiciais envolvendo empréstimo compulsório; (ii) Passivo a descoberto em controladas no montante de R\$ 5.393 milhões; e (iii) Resultado de participações societárias, negativo no montante de R\$ 5.879 milhões, fortemente impactado pelo prejuízo da controlada Eletronuclear em função do *Impairment* da usina Termonuclear de Angra 3, no montante de R\$ 4.973 milhões.

O gráfico a seguir apresenta um comparativo do resultado da Eletrobras holding nos anos de 2015 e 2014.

Evolução do Resultado - R\$ milhões



A Receita Operacional Líquida apresentou uma leve redução em relação ao ano anterior, que se deve, principalmente, à redução de outras receitas, que passou de R\$ 161 milhões

em 2014 para R\$ 20 milhões em 2015. Todavia, em função da redução dos custos com energia comprada para revenda, que passou de R\$ 3.007 milhões em 2014 para R\$ 2.870 milhões em 2015, o Resultado Bruto apresentou uma piora, passando de R\$ 191 milhões em 2014 para R\$ 372 milhões em 2015.

Em relação às despesas operacionais, houve significativo crescimento das provisões operacionais, que passaram de R\$ 3.944 milhões em 2014 para R\$ 10.233 milhões em 2015. Dentre os principais itens, destacam-se: (i) provisão para contingências no valor de R\$ 5.699 milhões relativos, principalmente, aos empréstimos compulsórios; e (ii) passivo a descoberto nas controladas, que passou de R\$ 832 milhões em 2014 para R\$ 5.393 milhões em 2015. Conseqüentemente, o Resultado Operacional da Eletrobras antes do Resultado Financeiro passou de um prejuízo de R\$ 5.182 milhões em 2014 para um prejuízo de R\$ 11.837 milhões em 2015.

Em 2015, o Resultado Financeiro impactou de forma positiva o resultado da Controladora em R\$ 3.924 milhões, frente a R\$ 2.436 milhões em 2014. Essa variação é explicada principalmente pelo resultado da variação cambial, conforme demonstrado a seguir:

Resultado Financeiro	2015 (R\$ milhões)	2014 (R\$ milhões)
Receitas Financeiras	6.689	4.126
Receitas de juros, comissões e taxas	3.008	2.411
Receita de aplicações financeiras	592	429
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	425	91
Atualizações monetárias	1.251	658
Variações cambiais	1.295	439
Outras receitas financeiras	118	99
Despesas Financeiras	-2.764	-1.690
Encargos de dívidas	-2.448	-1.510
Encargos sobre recursos de acionistas	-27	-55
Outras despesas financeiras	-289	-124
Total	3.924	2.436

O reconhecimento dos resultados obtidos pelas empresas investidas impactou de forma negativa o resultado da Companhia em R\$ 5.879 milhões em 2015, decorrente da avaliação dos investimentos societários e um montante negativo de R\$ 49 milhões registrado em 2014, devido, principalmente, ao resultado da Equivalência Patrimonial das Empresas controladas, conforme tabela a seguir:

Resultado de Participações Societárias (R\$ milhões)	2015	2014
Investimentos em controladas		
Equivalência patrimonial	-6.438	-268
Investimentos em coligadas	407	-19
Juros sobre o capital próprio	6	11
Equivalência patrimonial	401	8
Outros investimentos	152	199
Juros sobre o capital próprio	2	20
Dividendos	62	98
Remuneração dos investimentos em parcerias	10	24
Rendimentos de capital – ITAIPU	77	56
Total	-5.879	-49

12.12. Estrutura de Capital e Endividamento Consolidado

Dívida Líquida	2015	2014*
Financiamentos a Pagar + Debentures - (RGR)	40.521	32.877
Caixa + Títulos e valores mobiliários	8.432	5.362
Financiamentos a Receber - (RGR)	15.353	12.093
Dívida Líquida	16.737	15.422

*Retificado de acordo com nova metodologia

Recursos Concedidos às Empresas Eletrobras

Empresas Eletrobras	Saldo em 31/12/2015 (R\$ milhões)			Saldo em 31/12/2014 (R\$ milhões)		
	AFAC	Financiamentos	Total	AFAC	Financiamentos	Total
CGTEE	98,79	177,96	276,75	13,79	989,88	1.003,67
Chesf	0	0	0	0	0	0
Eletronorte	0	0	0	0	0	0
Eletronuclear	0	161,56	161,56	0	445,43	445,43
Eletrosul	0	0	0	0	719,44	719,44
Eletropar	0	0	0	0	0	0
Furnas	0	0	0	0	644	644
Itaipu Binacional	0	0	0	0	0	0
ED Acre	0	36,85	36,85	0	150,87	150,87
ED Alagoas	0	157,19	157,19	0	673,93	673,93
ED Amazonas	0	675,25	675,25	0	1.545,56	1.545,56
ED Piauí	0	183,39	183,39	0	568,4	568,4
ED Rondônia	0	43,09	43,09	0	474,43	474,43
ED Roraima	0	5,75	5,75	0	45,5	45,5
Celg-D	0	258,85	258,85	0	0	0
Total Liberado	98,79	1.699,89	1.798,68	13,79	6.257,44	6.271,23

Os financiamentos liberados às Empresas Eletrobras são proveniente dos Fundos Setoriais RGR e CDE e recursos ordinários da Eletrobras (RO), conforme tabela a seguir:

Empresas Eletrobras	Saldo em 31/12/2015 (R\$ milhões)				Saldo em 31/12/2014 (R\$ milhões)			
	RGR	CDE	RO	TOTAL	RGR	CDE	RO	TOTAL
CGTEE	0	0	276,75	276,75	0	0	1.003,67	1.003,67
Chesf	0	0	0	0	0	0	0	0
Eletronorte	0	0	0	0	0	0	0	0
Eletronuclear	0	0	161,56	161,56	0	0	445,43	445,43
Eletrosul	0	0	0	0	0	0	719,44	719,44
Eletropar	0	0	0	0	0	0	0	0
Furnas	0	0	0	0	0	0	644	644
Itaipu Binacional	0	0	0	0	0	0	0	0
ED Acre	0	10,79	26,06	36,85	0	0	150,87	150,87
ED Alagoas	0	17,06	140,13	157,19	0	0	673,93	673,93
ED Amazonas	0	123,67	551,58	675,25	0	80,12	1.465,44	1.545,56
ED Piauí	0	69,87	113,52	183,39	0	25,28	543,12	568,4
ED Rondônia	0	17,78	25,31	43,09	0	0	474,43	474,43
ED Roraima	0	0	5,75	5,75	0	0,38	45,12	45,5
Celg-D	0	20,34	238,51	258,85	0	0	0	0
Total Liberado	-	259,51	1.539,17	1.798,68	-	105,78	6.165,45	6.271,23

13. Mercado de Capitais

❖ Capital Social:

Em 31 de dezembro de 2015, o capital social da Eletrobras totalizava R\$ 31.305.331 mil, representado por 1.352.634.100 ações, conforme tabela a seguir.

As ações ordinárias da Companhia são negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo - BM&FBOVESPA sob o código "ELET3" e as ações preferenciais classe "B" e classe "A" são negociadas na BM&FBOVESPA sob os códigos "ELET6" e "ELET5", respectivamente. Na Bolsa de Valores de Nova York - NYSE, as ações são negociadas através do Programa de ADR nível II, sob os códigos "EBR" e "EBR-B". Na Bolsa de Valores de Madri - Latibex, as ações são negociadas através do Programa Latibex, sob os códigos "XELTO" e "XELTB".

Acionistas	Ordinárias		Pref. "A" (%)*		Pref. "B" (%)*		Total (%)	
Acionista Controlador	826.022.020	76	0	0	45.705.317	17	871.727.337	63
União Federal	554.395.652	51	0	0	1.544	0%	554.397.196	41
BNDESpar	141.757.951	13	0	0	18.691.102	7%	160.449.053	11
BNDES	74.545.264	7%	0	0	18.262.671	7%	92.807.935	6%
FND	45.621.589	4%	0	0	0	0%	45.621.589	3%
FGHAB	1.000.000	0%	0	0	0	0%	1.000.000	0%
CEF	8.701.564	1%	0	0	0	0%	8.701.564	1%
FGI	-	-	0	0	8.750.000	3%	8.750.000	1%
Acionista não controlador	261.028.277	24	146.9	100	219.731.56	83	480.906.763	37
Custódia CBLC	259.494.572	24	81.38	55	206.903.80	78	466.479.761	35
Residente	124.893.621	11	81.38	55	90.516.497	34	215.491.501	16
Não Residente	53.229.265	6%	1	0%	95.124.435	36	148.353.701	11
Programa ADR	81.371.686	7%	0	0%	21.262.873	8%	102.634.559	8%
Demais	1.533.705	0%	65.53	45	12.827.761	5%	14.427.002	2%
Residente	1.533.459	0%	65.50	45	12.827.548	5%	14.426.516	2%
Não Residente	246	0%	27	0%	213	0%	486	0%
TOTAL	1.087.050.297	100%	146.920	100%	265.436.883	100%	1.352.634.100	100%

*As ações preferenciais de emissão da Companhia não possuem direito de tag along.

Não houve, em 2015, alteração materialmente relevante na composição do capital social da Companhia, tais como aumento, desdobramento, grupamento, bonificação ou redução no capital social da Eletrobras.

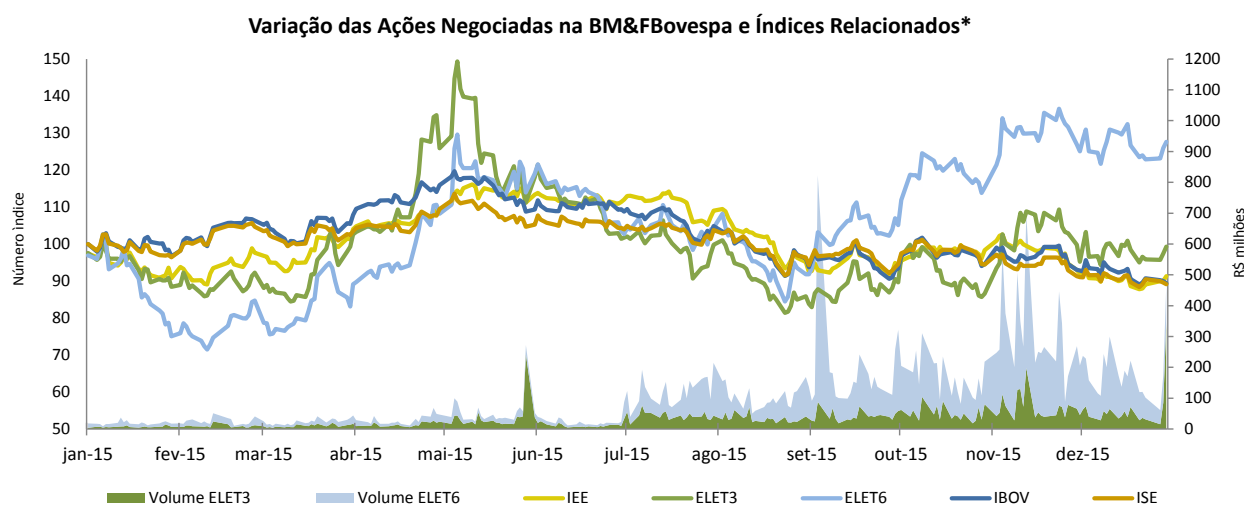
❖ Representação do Capital Social por Continente:

Continente	Ordinárias	%	PNA	%	PNB	%
Oceania	1.078.783	0%	0	0%	328.344	0%
Europa	21.500.807	2%	1	0%	38.893.312	15%
América do Norte	110.725.258	10%	27	0%	68.044.556	26%
América do Sul	952.459.800	88%	146.892	100%	149.134.260	56%
Ásia	1.285.649	0%	0	0%	9.036.411	3%
Total	1.087.050.297	100%	146.920	100%	265.436.883	100%

❖ **Ações em Circulação:**

Quantidade de Ações em Circulação				
Data base: 31/12/2015	Quantidade (Unidades)	ON	PNA	PNB
Acionistas pessoa física	82.581.236	34.769.273	88.369	47.723.594
Acionistas pessoa jurídica	1.019.064.118	917.679.827	58.523	101.325.768
Investidores institucionais	250.988.746	134.601.197	28	116.387.521

13.1. Programa Nível 1 BM&FBOVESPA – Bolsa de Valores de São Paulo (ELET3 E ELET6)



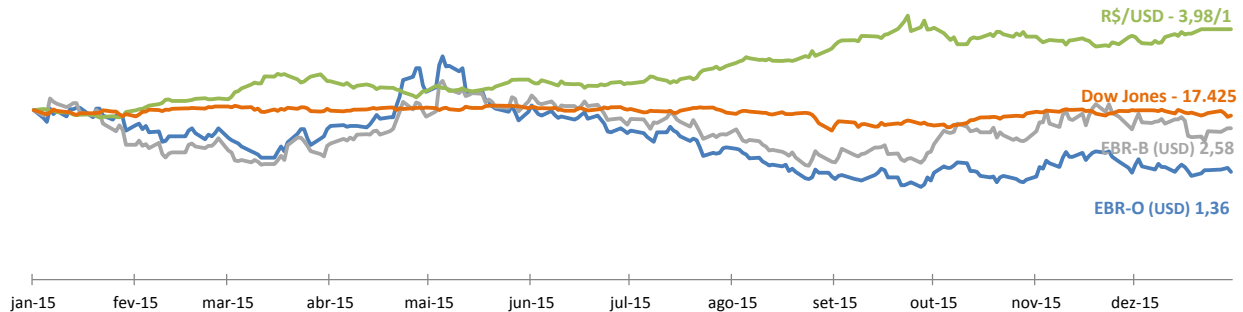
*Número índice 01/01/2015 = 100 e valores ex-dividendo.

O ano de 2015 foi marcado pelas alterações de humor nos cenários econômico e político impulsionando a volatilidade no mercados de ações. O índice Bovespa, principal indicador da bolsa, recuou 13,31% em 2015, considerando a pontuação de fechamento do dia 30 de dezembro de 2014. As ações ordinárias da Eletrobras (ELET3) apresentaram uma pequena desvalorização de 0,7% em 2015, fechando o ano a R\$ 5,76. A ação ordinária da Eletrobras alcançou sua máxima do ano em 06 de maio de 2015, fechando o dia a R\$8,66, influenciada pelas variáveis do mercado internacional e por notícias veiculadas no mercado sobre rumores que a Eletrobras teria a intenção de vender o controle acionário das distribuidoras. A cotação mínima ocorreu em 24 de agosto de 2015, influenciada por notícias veiculadas no mercado em função de temor de pouca adesão dos agentes geradores à medida de repactuação do risco hidrológico (GSF) e, no aspecto internacional, a variação atípica na Bolsa de Valores da China que influenciou todas as bolsas de valores do mundo. Já as ações preferenciais da Eletrobras (ELET6) apresentaram uma valorização de 27,6% em 2015, fechando o ano a R\$ 10,44. A ação preferencial da Eletrobras alcançou sua máxima do ano em 24 de novembro, fechando o dia a R\$ 11,17, na esteira da melhora no mercado de ações americano. A cotação mínima ocorreu em 11 de fevereiro, quando fechou o dia a R\$ 5,79, influenciada pelas notícias de risco de racionamento no Brasil e retratação do PIB.

01/01/2015 a 31/12/2015	BM&FBOVESPA (R\$)	
	Classes de Ações	
	ON	PNB
Máximo	8,66	11,17
Mínimo	4,72	5,79
Média	5,77	8,57

13.2. Programa de ADR Nível II – Bolsa de Valores de Nova Iorque (EBR e EBR-B)

Variação das Ações Negociadas no Mercado Norte-Americano e Índice Relacionado*



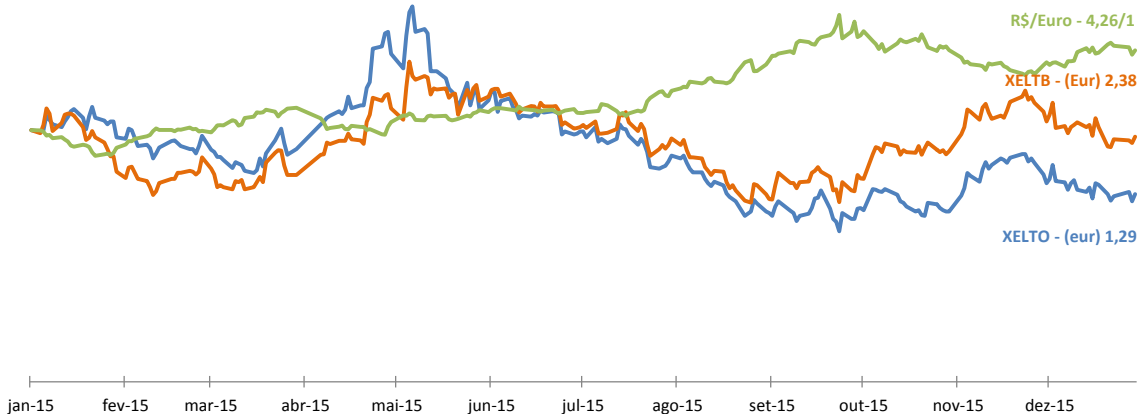
*Número índice 01/01/2015 = 100 e valores ex-dividendo.

No ano de 2015, os ADRs representativos de ações ordinárias desvalorizaram 36,45% em relação ao exercício de 2014, enquanto que os ADRs representativos de ações preferenciais desvalorizaram 10,1%. A principal razão para a variação ocorrida, em 2015, na cotação dos ADRs foi a variação do dólar americano frente ao real, que valorizou, em 2015, 46,7% em relação ao real.

NYSE - USD		
01/01/2015 a 31/12/2015	Classes de Ações	
	ON	PNB
Máximo	2,82	3,39
Mínimo	1,17	1,94
Média	1,74	2,55

13.3. Programa Latibex – Bolsa de Valores de Madrid (XELTO e XELTB)

Variação das Ações Negociadas no Mercado Europeu*



*Número índice 01/01/2015 = 100 e valores ex-dividendo.

As ações ordinárias do programa Latibex apresentaram uma valorização de 29,12%, fechando o ano a € 1,29. Já as ações preferenciais do Programa Latibex apresentaram uma desvalorização de 4,99%, fechando o ano a € 2,38. A principal razão para a variação ocorrida na cotação do Programa Latibex foi a variação do dólar americano e euro frente ao real.

Latibex – EUR		
01/01/2015 a 31/12/2015	Classes de Ações	
	ON	PNB
Máximo	2,58	3,11
Mínimo	1,04	1,74
Média	1,59	2,34

13.4. Remuneração aos Acionistas

A Eletrobras, nos últimos anos, efetuou o pagamento de remunerações, conforme previsto em seu Estatuto Social e na Lei Federal no 6.404/76, de acordo com a tabela a seguir:

Tipo de Ação	Remuneração Global por Tipo/Classe de Ação (R\$ Milhões)					
	2015	2014	2013	2012	2011	2010
Ações ordinárias	-	-	434,0	434,0	1.339,0	753,2
Ações preferenciais classe A	-	0,01	0,3	0,3	0,3	0,3
Ações preferenciais classe B	-	27,59	433,6	433,6	433,6	370,4
Total	-	27,60	867,9	867,9	1.772,9	1.123,9

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2015, por não haver lucro líquido a ser distribuído, não haverá distribuição de dividendos.

	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2015	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2014	Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2013
Lucro Líquido (R\$ Milhões)	(14.441,6)	(3.031,1)	(6.186,9)
Dividendo distribuído em relação ao lucro líquido ajustado (%)	0,0	0,0*	0,0*
Taxa de retorno em relação ao patrimônio líquido do emissor (%)	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Dividendo distribuído total (R\$ Milhões)	0	27,6	867,9
Lucro líquido retido (R\$ Milhões)	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável
Data da aprovação da retenção (R\$)	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável

* Os dividendos distribuídos foram deliberados em Assembleia Geral de Acionistas, tendo origem em reserva estatutária de lucros.

13.5. Rating (Classificação de Risco)

De acordo com as agências de classificação de risco responsáveis pela avaliação da Eletrobras, os ratings da Companhia refletem a perspectiva do rating soberano do Brasil e também a expectativa de que a Eletrobras continuará desempenhando um papel essencial no setor elétrico brasileiro e, portanto, continuará recebendo suporte do governo. Conseqüentemente, qualquer ação de rating da empresa continua espelhando o rating soberano do país.

Em 21 de maio de 2015, a Agência de Risco Moodys, rebaixou o Rating da Eletrobras de Baa3 (investment grade) para Ba1 (grau especulativo). Naquela ocasião, os principais motivos alegados por aquela agência para efetuar o rebaixamento foram alto nível de investimento (CAPEX) comparado com o atual fluxo de caixa da Eletrobras e a baixa performance financeira de seus resultados. Em seu último relatório emitido em 25 de fevereiro de 2016, a Moodys, rebaixou o rating da Eletrobras para "Ba3", com perspectiva negativa, em função do rebaixamento do rating soberano (República Federativa do Brasil).

Em 17 de fevereiro de 2016, a Standard & Poor's rebaixou o rating da Eletrobras, em função do rebaixamento do rating soberano (República Federativa do Brasil).

Agência	Classificação Nacional/Perspectiva	Último Relatório
Moody's Issuer Rating	"Ba3": / Negativa	25/02/2016
Standard & Poor's	"BB": / Negativa	17/02/2016
Fitch Ratings	"BB" : / Estável	30/11/2015

Fonte: Agências de Risco.

13.6. 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. 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.

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.

Em 2015, foram implantadas no sistema escritural do Bradesco, o montante de 303.254 ações preferenciais classe B, que correspondiam, em 30/12/2015, a avaliadas a valor de mercado, a R\$ 3,166 milhões, e enviou às empresas de distribuição de energia elétrica, para repasse aos consumidores industriais, o montante de R\$ 8,53 milhões, referente aos juros do créditos do empréstimo compulsório que ainda não foram convertido em ações. Informações detalhadas sobre o empréstimo compulsório podem ser obtidas através do email institucional emprestimo-compulsorio@eletrobras.com.

Quanto ao montante da provisão de processos judiciais envolvendo empréstimo compulsório, verificar Nota Explicativa 31 das Demonstrações Financeiras da Companhia.

13.7. Principais Eventos Societários de 2015

No ano de 2015, os principais eventos societários encontram-se a seguir:

- Alienação do controle acionário da Celg Distribuição S.A ("CELG-D"):

No ano de 2015, a Companhia depositou as ações ordinárias representativas da participação acionária da Eletrobras no capital social da Celg D no Fundo Nacional de Desestatização – FND, incluindo esta concessionária no Programa Nacional Desestatização (PND).

Através da 164ª Assembleia Geral extraordinária, foi aprovado, por maioria, a prorrogação da concessão da CELG D número ANEEL 063/2000, por mais 30 (trinta) anos, nos termos do Decreto número 8.461, de 02 de junho de 2015, do Despacho da Agência Nacional de Energia Elétrica número 3.540, de 20 de outubro de 2015, do Ofício número 3/2015-SE-MME e da minuta de instrumento contratual divulgado pela ANEEL. Além disso, na mesma Assembleia, foi aprovada, por maioria, a alienação do controle acionário da CELG Distribuição S.A. - CELG D em leilão de desestatização a ser promovido pela BM&FBOVESPA, pelo preço mínimo e condições estabelecidas na Resolução 11/2015 do Conselho Nacional de Desestatização – CND e que encontram-se descritas na Proposta de Administração da referida Assembleia.

Espera-se que leilão de desestatização a ser promovido pela BM&FBOVESPA, cujo processo encontra-se sob coordenação do BNDES, ocorra até o primeiro semestre de 2016, o que poderá injetar em torno de R\$ 1,4 bilhão no caixa da Eletrobras, sendo que a

Companhia adquiriu, em 2014, a respectiva participação acionária na CELG D por R\$ 59.532.810 (cinquenta e nove milhões, quinhentos e trinta e dois mil e oitocento e dez reais).

Em dezembro de 2015, ocorreu a assinatura do 5º Termo Aditivo do Contrato de Concessão nº 063/2000, por mais 30 anos, celebrado entre o MME e a CELG D.

A seguir, encontram-se as Metas definidas pela ANEEL através do aditivo acima citado e que deverá ser atendido pela Celg D.

Índice de Sustentabilidade Financeira – ISF

- LAJIDA \geq 0 (até o término de 2017 e mantida em 2018,2019,2020);
- $\{Dívida Líquida/ [LAJIDA (-) QRR]\} \leq 1/0,8 * SELIC$ (até término de 2019); e
- $\{Dívida Líquida/ [LAJIDA (-) QRR]\} \leq 1/1,11 * SELIC$ (até término de 2020).

DEC i – Duração Equivalente de Interrupção de origem Interna por Unidade Consumidora

FEC i – Frequencia Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora

DEC i (horas)					FEC i (interrupções)				
2020	2019	2018	2017	2016	2020	2019	2018	2017	2016
12,18	14,11	21,53	30,33	37,48	9,22	10,39	14,88	20,22	24,55

- Desverticalização dos ativos e passivos relacionados às atividades de geração e transmissão de energia da Amazonas Energia S.A, com a transferência à Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. (Amazonas GT); aprovação da emissão, pela Amazonas Energia, de debêntures conversíveis em ações de emissão da Companhia e permutáveis por ações de emissão da Amazonas GT (“Debêntures”), a serem integralmente subscritas e integralizadas pela Eletrobras;
- Alteração nos Investimentos em Coligadas, conforme descrito abaixo:

A Eletrobras possui participação acionária minoritárias em 27 empresas coligadas, conforme Nota Explicativa 16 das Demonstrações Financeiras da Companhia, que, em 2015, tiveram as variações descritas nas tabelas a seguir, quais sejam: (i) novo aporte na Energisa S.A., em 2015, decorrente de aumento de capital proposto pelo controlador; (ii) e alienação da totalidade das ações da Tangará, no âmbito de processo de quitação de dívida da mesma com a Eletrobras.

Empresas Não Negociadas em Bolsa de Valores							
Empresa	Tipo	Forma de Controle	CNPJ		31/12/2015	31/12/2014	Variação
					R\$	R\$	R\$
TANGARÁ	Coligada G	Parceria	03.573.381/00 01-96	Participação da Eletrobras no Capital Social	0.00	19.932.181,00	-19.932.181,00
				Valor Recebido pela Alienação de Participação	249.958.152,39	0.00	249.958.152,39

Empresas Não Negociadas em Bolsa de Valores							
Empresa	Tipo	Forma de	CNPJ		31/12/2015	31/12/2014	Variação

		Controle			R\$	R\$	R\$
ENERGISA	Coligada P	Sem Controle (EP)	00.864.214/00 01-06	Participação da Eletrobras no Capital Social	37.713.056,28	30.193.565,58	7.519.490,70
				Valor Aportado no Ano	7.607.366,25	7.607.366,25	0,00

Notas: Sem Controle = Sem Influência Significativa;

EP = Equivalência Patrimonial

G: Geração; T: Transmissão; D: Distribuição P: Participação

- Alteração nos Investimentos em Sociedades de Propósito Específico, conforme descrito abaixo:

Aumento do Capital Social em 2015 – Sociedade de Propósito Específico			
Empresas Eletrobras	SPE	Segmento de Negócio	Investimento no Capital em 2015 (R\$)
Eletronorte			326.671.002
Eletrobras	Norte Energia S.A	Geração	245.248.500
Chesf			245.248.500
Chesf	Energia Sustentável do Brasil S.A	Geração	195.199.800
Eletrosul			126.199.800
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S.A	Transmissão	194.040.000
Eletronorte			194.040.000
Eletronorte	Linha Verde Transmissora de Energia S.A	Transmissão	180.802.436
Eletrosul	Eólica Hermenegildo II S.A.	Geração	169.406.262
Furnas	Madeira Energia S.A	Geração	164.970.000
Furnas	Teles Pires Participações S.A	Geração	155.130.208
Chesf	Extremoz Transmissora de Energia S.A.	Transmissão	136.428.796
Eletrosul	Eólica Hermenegildo I S.A.	Geração	128.479.214
Eletrosul	Eólica Hermenegildo III S.A.	Geração	110.999.930
Eletronorte/Chesf/Furnas/Eletrosul	Demais SPEs	Geração/ Transmissão	1.761.397.109

13.8. Relacionamento com Acionistas e Investidores

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 participa de diversos encontros com acionistas e investidores.

Realiza, semestralmente, reuniões na Associação dos Analistas e Profissionais de Investimento o Mercado de Capitais – Apimec. Ao todo, no ano de 2015, foram 14 reuniões anuais nas principais praças da APIMEC do país, mais especificamente Rio de Janeiro, São Paulo, Belo Horizonte, Brasília, Porto Alegre, Florianópolis e Fortaleza. Por participar, consecutivamente, por 20 anos em Apimecs no Rio de Janeiro e em São Paulo, por 13 anos em Apimecs em Fortaleza e Brasília, e por 12 em Belo Horizonte e no Sul do país, a Eletrobras tem recebido certificados de assiduidade em todas as praças citadas.

Ademais, a Diretoria Financeira e de Relações com Investidores realizou, em 2015, diversas reuniões na Europa e nos Estados Unidos, durante 2 “roadshows”, com o objetivo de apresentar a Companhia aos investidores estrangeiros. Participou ainda diversos eventos organizados por fundos e 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), tais como XVI Brasil CEO Conference (UBS), 16ª Conferência Anual do Santander, IV Latin American Infrastructure Conference (UBS, NY), IV Latam Natural Resources (HSBC).

No ano de 2015, a Companhia realizou ainda o "Eletrobras Day" na Bolsa de Nova Iorque, e participou, mais uma vez, do Fórum Latibex na Bolsa de Valores de Madrid.

Finalmente, a Eletrobras participou, através de sua equipe de relações com investidores, de diversas reuniões e conference calls com investidores e analistas, além de ter prestado atendimento, através do Canal de Relações com Investidores disponível por meio do e-mail institucional invest@eletrobras.com e dos telefones: (21) 2514-6331 ou (21) 2514-6333.

O Calendário de Eventos da Companhia são disponibilizados no site de relações com investidores www.eletrobras.com/elb/ri/calendarioeventos

Em 2015, foram divulgados 76 comunicados ao mercado e 01 Fato Relevante, em conformidade com a Instrução CVM 358/02, , que encontram-se disponíveis no website do Órgão Regulador (<http://www.cvm.gov.br>).

13.9. Ombudsman de Relações com Investidores

O Ombudsman de RI da Eletrobras está em processo de desenvolvimento e tem previsão para entrar em funcionamento até o primeiro semestre de 2016. Será um dos mais importantes instrumentos de atendimento aos investidores da Companhia e contará com diversos canais de contato para recebimento e encaminhamento de esclarecimentos, sugestões, reclamações, elogios e solicitações, visando a melhoria dos processos internos de relações com investidores, o fortalecimento da Governança Corporativa, assim como a melhoria da reputação e da transparência das ações da Eletrobras no que se refere ao mercado de capitais.



O sistema informatizado de Ombudsman de RI atenderá a Instrução CVM Nº 529/2012 e, quando acessado pelo website www.eletrobras.com.br, enviará, automaticamente, um número de protocolo para que o manifestante acompanhe o trâmite de sua manifestação.

Atualmente, a Instrução CVM Nº 529/2012 é atendida pela Companhia, através da Ouvidoria Geral e do Canal de Relações com Investidores, sendo que o Ombudsman de RI passará a ser um canal exclusivo para o mercado de capitais.

14. Auditores Independentes

14.1. Serviços de Auditoria Externa

Em 2015, à exceção de Itaipu Binacional, todas as Empresas Eletrobras tiveram como Auditor Independente exclusivo a KPMG Auditores Independentes. O contrato com a KPMG Auditores Independentes foi assinado em 4 de fevereiro de 2014, com vigência de 36 meses, renovável por mais 2 anos. Itaipu, no que se refere ao Brasil, teve como auditores KPMG Auditores.

Em cumprimento à Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, informamos que no último exercício encerrado em 31 de dezembro de 2015, os auditores independentes da Companhia exerceram tão somente os serviços contratados de auditoria contábil externa e não receberam quaisquer outros valores a título de prestação de outros serviços.

Remuneração (Honorários e Serviços) Relacionada aos Serviços de Auditoria Externa (em R\$)			
Auditor Independente	2015	2014	2013
PricewaterhouseCoopers (R\$)	299.780,00	4.625.186,45	18.591.123,11
KPMG Transaction and Forensic Services	4.010.874,00	-	-
KPMG Auditores Independentes(R\$)	11.764.219,86	7.208.399,97	409.000,00
KPMG Auditores Independentes(R\$) - Itaipu	82.092,70	175.429,94	46.748,00
Total	16.156.966,56	12.009.016,36	19.046.871,11

Os valores pagos à KPMG Auditores Independentes pelas Empresas Eletrobras, em 2015, foram substancialmente maiores que 2014 devido ao ano de 2014 somente ter ocorrido faturamento de nove meses, posto que iniciou os trabalhos de auditoria do primeiro trimestre de 2014, divulgado em maio de 2015. Além disso, houve reajuste contratual, pela variação do IPCA de 6,75%, que representou o montante de R\$ 648.756,00, além do aditivo contratual decorrentes dos procedimentos adicionais de auditoria, realizados para fechamento das demonstrações financeiras de 2014, no valor de R\$ 1.532.229,72 e R\$ 134.223,18 relativos à auditoria do saldo de abertura da CELG D.

Os valores pagos à KPMG Auditores Independentes, em 2013, refere-se à certificação do Relatório de Sustentabilidade de 2012, que segue a metodologia do GRI – Global Reporting Initiative, a fim de certificar que existem evidências documentais que as informações constantes do relatório são fidedignas com realidade da empresa.

Quanto aos valores pagos à PricewaterhouseCoopers, não obstante a mesma ter deixado de ser auditor independente das Empresas Eletrobras a partir de 1 de janeiro de 2014, houve necessidade de reemissão de parecer de auditoria referente ao exercício de 2013, posto que 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 com 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.

14.2. Serviços Adicionais de Auditoria Forensic

O objeto do contrato KPMG Transaction and Forensic Services é a realização da Investigação ("Shadow Investigation"), que tem como objetivo complementar os procedimentos de auditoria das Demonstrações Financeiras da Companhia. Os trabalhos desenvolvidos pela Shadow Investigation não tem nenhum conflito com os trabalhos da Auditoria Contábil das Demonstrações Financeiras da Companhia e vice-versa, pelo contrário, são trabalhos complementares de auditoria, necessários para que o auditor externo obtenha o conforto necessário para emissão de seu parecer.

Na Eletrobras, o Conselho Fiscal tem a responsabilidade de analisar a independência do auditor independente a aprovar eventual prestação de outros serviços, após avaliação da área de contabilidade.

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 2015 e de 2014
(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 sete 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
- Amazonas Distribuidora de Energia S.A. – Amazonas D.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia classificou os ativos e passivos da controlada CELG D como ativo mantido para venda, uma vez que a Companhia está comprometida com a alienação do controle acionário da referida controlada e espera que a venda esteja concluída até 31 de dezembro de 2016. Maiores detalhes estão divulgados na Nota 43.

A Companhia ainda detém o controle acionário 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).

Em 1º de julho de 2015, a controlada Amazonas Energia iniciou o processo de desverticalização, no qual as atividades de geração e transmissão de energia elétrica ora exercidas pela Amazonas Distribuidora foram segregadas de sua atividade de distribuição. Dessa forma, constitui-se uma nova empresa no âmbito do Sistema Eletrobras, com o nome de Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. (“Amazonas GT”), controlada direta da Amazonas D. A segunda fase do processo de desverticalização, a qual encontra-se em andamento nesse momento, concluirá a operação de reorganização societária, na qual a Amazonas GT resultará numa subsidiária integral da Eletrobras.

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 16).

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,

Notas Explicativas

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, e Conta de Consumo de Combustível - CCC. Estes fundos financiam programas do Governo Federal de universalização de acesso à energia elétrica, de eficiência na iluminação pública, de incentivos às fontes alternativas de energia elétrica, de conservação de energia elétrica e a aquisição de combustíveis fósseis utilizados nos sistemas isolados de geração de energia elétrica, cujas movimentações financeiras não afetam o resultado da Companhia (exceto pela taxa de administração em determinados Fundos).

A Companhia atua, também, como agente de comercialização de energia elétrica da Itaipu Binacional e dos agentes participantes do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.

A emissão dessas demonstrações financeiras consolidadas foi autorizada pelo Conselho de Administração, em 30 de março de 2016.

NOTA 2 - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Eletrobras, por meio das suas empresas controladas, possui 45,391 GW* de capacidade instalada, 68,08 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 Marimondo	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 e Autorização

Concessões em Regime de Exploração - GERAÇÃO			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
UHE Sobradinho	BA / PE	1.050,3	2052
UTE Camaçari	BA	68,7	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 (7)	AM	121,1	2020
UHE Dardanelos	MT	261,0	2042
UHE Mauá	PR	177,9	2042
UHE Teles Pires	PA / MT	1.820,0	2046
UHE Jirau (1)	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
UTE Tabatinga	AM	316,4	2016
UTE Belem de Simões	AM	316,4	2016
UHE Balbina	AM	249,5	2027
UHE Aparecida	AM	282,5	2020
UTE Mauá	AM	409,5	2020
UTE Santa Cruz (6)	RJ	500,0	2015
UHE Mascarenhas de Moraes	MG	476,0	2023
UHE Itumbiara	MG / GO	2.082,0	2020
UHE Manso	MT	212,0	2035
UHE Simplício/Anta	RJ / MG	305,7	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 (5)	BA	2,0	2015
UHE Araras (5)	CE	4,0	2015
UHE Curemas	PB	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	RN	27,0	2047
EOL Junco I	RN	24,0	2047
EOL Junco II	RN	24,0	2047
EOL Caiçara II	RN	18,0	2047

Notas Explicativas



Concessões em Regime de Exploração - GERAÇÃO			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
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	29,6	2049
Ventos de Santa Joana XVI	PI	28,9	2049
Ventos de Santa Joana X	PI	29,6	2049
Ventos de Santa Joana XIII	PI	29,6	2049
Ventos de Santa Joana XII	PI	28,9	2049
Ventos de Santa Joana XV	PI	28,9	2049
Ventos de Santa Joana IX	PI	29,6	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
Carcará 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
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	31,8	2020
UTE- Senador Amon Afonso Farias	RR	86,0	2024
UTE Serra do Navio	SE	23,3	2037
Parque Eólico Miassaba 3	RN	68,5	2045

Notas Explicativas



Concessões em Regime de Exploração - GERAÇÃO			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
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	17,9	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	19,7	2049
Parque Hermenegildo - Verace 25	RS	7,2	2049
Parque Hermenegildo - Verace 26	RS	14,3	2049
Parque Hermenegildo - Verace 27	RS	16,1	2049
Parque Hermenegildo - Verace 28	RS	12,5	2049
Parque Hermenegildo - Verace 29	RS	17,9	2049
Parque Hermenegildo - Verace 30	RS	17,9	2049
Parque Hermenegildo - Verace 31	RS	9,0	2049
Parque Hermenegildo - Verace 34	RS	14,3	2049
Parque Hermenegildo - Verace 35	RS	12,5	2049
Parque Hermenegildo - Verace 36	RS	21,5	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

Notas Explicativas



Concessões em Regime de Exploração - GERAÇÃO			
Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW)(*)	Ano de Vencimento
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
UTE Nutepa (2)	RS	24,0	2015
UTE Cidade Nova (7)	AM	29,7	2015
UTE Iranduba	AM	50,0	2020
UTE Distrito (7)	AM	124,7	2015
UTE São José	AM	73,4	2016
UTE Flores	AM	124,4	2016
UTE Roberto Silveira	RJ	30,0	2027
UHE Batalha	MG / GO	52,5	2041
UHE Retiro Baixo	MG	82,0	2041
Três Irmãos	Tietê	807,5	2044
Serra do Facão	GO	212,6	2036
Santo Antonio (Mesa)	RO	3.567,50	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	2048
São Paulo	CE	17,5	2047
Bom Jesus	CE	18,0	2049
Cachoeira	CE	12,0	2049
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
Carnaúba I	RN	22,0	2049
Carnaúba II	RN	18,0	2049
Carnaúba III	RN	16,0	2049
Carnaúba 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

Notas Explicativas


Concessões em Regime de Exploração - GERAÇÃO

Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada	Ano de Vencimento
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
Nsa Sra de Fátima	CE	28,8	2047
UHE Jirau	RO	3.750,0	2043
UHE Sinop	MT	406,0	2045
UHE São Manoel	PA	700,0	2049
Brasventos Eolo	RN	58,5	2045

(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. Em janeiro de 2016, a Companhia estava com 41 Unidade Geradoras em operação comercial.

(2) Contrato de concessão nº67.

(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

(5) Usinas sem operação com contrato de concessão vencido, aguardando autorização da ANEEL para dissolução do contrato.

(6) Usina ainda não prorrogada.

(7) Usina encontra-se desativada.

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)
Ervália	6,97	07.2015	(1)
Coronel Domiciano	5,04	07.2015	(1)

(1) Tais usinas foram devolvidas ao Poder Concedente sob a responsabilidade de Furnas até a conclusão de nova licitação para concessão das PCHs.

Notas Explicativas

O contrato de concessão nº 067/2000, das UTE's Presidente Médici (Fases A e B), São Jerônimo e Nutepa da controlada CGTEE encerrou em 07 de julho de 2015.

Conforme estabelecido no contrato de concessão e na legislação atinente ao assunto, a controlada CGTEE formalizou, no tempo devido, o interesse na renovação da concessão das usinas.

Até o presente momento não há posição final do Poder Concedente sobre a manifestação da controlada, e, portanto, até que o processo esteja encerrado, a controlada CGTEE permanece explorando estas unidades nas bases atuais da referida concessão. O Poder Concedente não manifestou estimativa de prazo para conclusão do processo.

Não há, na legislação, indicação sobre quais bases a referida concessão poderá ser renovada, não sendo possível definir impactos que afetarão a receita ou ativos da controlada CGTEE. Mesmo assim, a CGTEE mensurou possível valor de indenização, com base no Valor Novo de Reposição (VNR) e mantém registrada uma provisão que reduz a zero o saldo contábil dos ativos das UTE's São Jerônimo, Nutepa e Presidente Médici (Fase A), refletindo expectativa de não indenização desses ativos em função da obsolescência deles.

A decisão sobre a renovação da concessão deverá ser objeto de análise pela Controlada CGTEE, após apresentação da posição do Poder Concedente.

Notas Explicativas



IV- 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 Pituçu/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/Banabuiu C2 (CE), em 230 kV, em circuito simples, com extensão aproximada de 110 km; Linha de transmissão Touros/Ceará MirimII (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 Ibiocoara/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 10,8km	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 Luís II / SE São Luís 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 Luís 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 Marimbondo 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	2044
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 - Ariquemes - 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



- 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. ¹	Estado de Goiás	237	2045

(*) Não auditado pelos auditores independentes

(¹) Concessão prorrogada conforme assinatura, em 29 de dezembro de 2015, do quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 63/2000 – ANEEL

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:

Descritivo	31/12/2015					Total
	Chesf	Eletronorte	Eletrosul	Furnas	CGTEE	
Geração						
Modernizações e melhorias	697.124	-	-	995.718	-	1.692.842
Geração térmica	-	-	-	557.409	356.937	914.346
Transmissão						
Rede básica - serviços existentes (RBSE)	1.588.752	1.732.910	513.455	4.530.060	-	8.365.177
Total	2.285.876	1.732.910	513.455	6.083.187	356.937	10.972.365

Descritivo	31/12/2014					Total
	Chesf	Eletronorte	Eletrosul	Furnas	CGTEE	
Geração						
Modernizações e melhorias	487.822	-	-	995.718	-	1.483.540
Geração térmica	-	186.355	-	673.030	356.937	1.216.322
Transmissão						
Modernização 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, inclusive definição sobre a forma, prazo de recebimentos e a remuneração aplicável, 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.

Notas Explicativas

A controlada Eletrosul, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL número 589, de 10/12/2013, apresentou à ANEEL, seu laudo 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, no montante de R\$ 1.061.000. Em 14 de julho de 2015, a ANEEL através do despacho nº 2.296, homologou, por deliberação de sua Diretoria, o valor de R\$ 1.007.043 referente a tais ativos, sendo que o valor contabilizado é de R\$ 513.455.

Em 3 de setembro de 2015 a controlada Eletronorte reapresentou à ANEEL o laudo de avaliação dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, 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, sendo o novo valor pleiteado de R\$ 2.926 milhões, enquanto que o valor atualmente contabilizado é de R\$ 1.733 milhões.

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, sendo que o valor contabilizado é de R\$ 1.588.752.

Em 21 de maio de 2015, a controlada Furnas 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\$ 10.699.000. Em 15 de dezembro de 2015, a ANEEL através do despacho nº 4.042, homologou, por deliberação de sua Diretoria, o valor de R\$ 8.999.520 referente a tais ativos, sendo que o valor contabilizado é de R\$ 4.530.060.

Em 2 de outubro de 2015, a controlada Furnas apresentou documentação comprobatória dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, das usinas hidrelétricas Corumbá, Funil, Furnas, Luiz Carlos de Barreto de Carvalho, Maribondo e Porto Colômbia, com potência total instalada de 4.617 MW*, cujas concessões foram renovadas à luz da Lei 12.783/2013, para fins do processo de requerimento de indenização complementar de geração. A documentação apresentada indica o valor de R\$ 1.311.900 como valor base para a citada indenização complementar, sendo que o valor contábil residual dos referidos bens, na mesma data, era de R\$ 995.718.

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, tendo em vista que parte desses valores estão sujeitos à aprovação pela ANEEL, e há indefinição sobre a forma, prazo de recebimentos e a remuneração aplicável.

Notas Explicativas

	Valor Contábil	Valor Homologado / Pleiteado	Variação
Eletrosul	513.455	1.007.043	493.588
Furnas	4.530.060	8.999.520	4.469.460
Chesf*	1.588.752	5.627.200	4.038.448
Eletronorte*	1.732.910	2.926.000	1.193.090
Total	8.365.177	18.559.763	10.194.586

*Os valores requeridos das indenizações estão sujeitos à aprovação da ANEEL.

2.2. Prorrogação das concessões de distribuição

Em 15 de outubro de 2012, as distribuidoras da Eletrobras cujas concessões venceram 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.

O Decreto número 8.461, de 02 de junho de 2015, que regulamentou a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica e autorizou o Ministério de Minas e Energia ("MME") a prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo artigo 7º da Lei número 12.783, de 11 de janeiro de 2013, por 30 (trinta) anos, estabeleceu que deverão ser observados os seguintes critérios:

I. Eficiência da qualidade do serviço, a ser apurada por meio dos indicadores Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora ("DECI") e Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora ("FECI");

II. Eficiência econômico-financeira, a ser apurada por meio do EBITDA e do nível de endividamento, que significa a capacidade da concessionária honrar com seus compromissos econômico-financeiros de maneira sustentável;

III. Racionalidade operacional e econômica; e

IV. Modicidade tarifária.

Tais critérios deverão ser alcançados por meio de métricas de melhoria contínua estabelecidas pelo Poder Concedente, a serem detalhadas pelos aditivos aos Contratos de Concessão que serão assinados pelas distribuidoras. Em 05 de novembro de 2015, o MME por meio do Ofício Circular nº 3/2015-SE-MME, informou que a minuta do Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, aprovada pela ANEEL por meio do Despacho número 3.540, de 20 de outubro de 2015, deveria ser submetida às instâncias decisórias de cada Distribuidora, juntamente com os limites anuais estabelecidos para atendimento aos critérios dos incisos I (Eficiência da qualidade do serviço) e II (Eficiência econômico-financeira) do artigo 1º do Decreto número 8.461/2015, conforme constante do Anexo II da Nota Técnica nº 0335/2015-SCT-SFE-SFF-SRDSRM.

De acordo com o Termo Aditivo, o descumprimento das metas a que se referem os itens I e II acima mencionados, pelo período de 5 (cinco) anos, a partir de 1º de janeiro

Notas Explicativas



de 2016, por 2 (dois) anos consecutivos ou se não atender qualquer dessas metas ao final do prazo de 5 (cinco) anos, acarretará a extinção da concessão.

De igual forma, a partir do 6º (sexto) ano, o descumprimento de tais metas, configurará a inadimplência da concessionária e implicará a abertura do processo de caducidade, observados o seguinte: (i) Critério I - Eficiência da qualidade do serviço: se houver descumprimento por três anos consecutivos; ou (ii) Critério II - Eficiência econômico-financeira: se houver descumprimento por dois anos consecutivos. Porém, neste caso, o concessionário poderá apresentar um plano de transferência do controle societário como forma alternativa a essa extinção, contendo a viabilidade da troca de controle e o benefício dessa medida para a adequação do serviço prestado.

O decreto estabelece ainda que as concessões não prorrogadas ou que tenham sido objeto de extinção serão licitadas conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia (MME). A indenização a ser paga para a antiga concessionária por investimentos nos bens reversíveis não depreciados e não amortizados será calculada com base no valor novo de reposição - VNR e vai considerar a entrada em operação das instalações.

Na 164ª Assembleia Geral Extraordinária da Eletrobras ocorrida em 28 de dezembro de 2015, em razão da solicitação, pelo representante da União Federal, foi retirada de pauta as matérias concernentes à prorrogação dos contratos de concessão das controladas - Cepisa, Ceal, Eletroacre, Ceron, Boa Vista e Amazonas D., pelo fato das referidas distribuidoras solicitarem, em 28 de dezembro de 2015, a prorrogação do prazo para assinatura do respectivo termo aditivo, nos termos da Medida Provisória 706, a ser deliberado em nova Assembleia Geral Extraordinária da Eletrobras a ser convocada.

A Medida Provisória 706, de 28 de dezembro de 2015, alterou a redação do parágrafo segundo do art. 11 da Lei 12.783/2012, estabelecendo que o concessionário deverá assinar o termo aditivo no prazo de até 210 dias, contados da convocação pelo Poder Concedente.

Desta forma, essas citadas distribuidoras têm um prazo até 26 de julho de 2016 para assinatura dos termos aditivos ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica e estão preparando estudos atualizados para submissão à nova Assembleia de Acionista da Eletrobras.

As concessões de distribuição dessas Empresas do grupo Eletrobras tiveram seus contratos vencidos em junho de 2015, entretanto, à luz da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, art.42 "as concessões permanecerão válidas pelo prazo necessário à realização dos levantamentos e avaliações indispensáveis à organização das licitações que precederão a outorga das concessões que as substituirão, prazo esse que não será inferior a 24 meses" (Vide Nota 19).

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.

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.

3.1.1 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.

Notas Explicativas

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) Alterações às IFRSs e as novas interpretações de aplicação obrigatória a partir do exercício corrente sem efeitos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas**

No exercício corrente, a Companhia aplicou diversas emendas e novas interpretações às IFRSs e aos CPCs emitidas pelo IASB e pelo CPC, que entram obrigatoriamente em vigor para períodos contábeis iniciados em 1º de janeiro de 2015. Tais alterações e melhorias anuais não tiveram efeitos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas.

(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:

Aplicável em ou a partir de 01 de janeiro de 2016:

Revisão IAS 16/CPC 27 e IAS 38/CPC 04 (R1) – 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.

As alterações a IAS 16/CPC 27 proíbem as empresas de usarem o método de depreciação baseada na receita para itens do imobilizado. As alterações da IAS 38/CPC 04(R1) introduzem a premissa refutável de que a receita não é uma base apropriada para determinar a amortização de um ativo intangível.

Atualmente, a Eletrobras não utiliza o método de depreciação baseado na receita gerada por uma atividade. A Administração da Companhia acredita que a aplicação dessas alterações a IAS 16 não terá impacto material nas demonstrações financeiras consolidadas da Eletrobras.

Revisão IFRS 11/CPC 19 (R2) – a alteração requer que o adquirente de uma participação em operação conjunta que constitui um negócio, conforme definido no IFRS 3/CPC 15 (R1), aplique os princípios do IFRS 3, exceto aqueles que entram em conflito com o IFRS 11. Um negócio em conjunto também requer que sejam divulgadas as informações relevantes requeridas pela IFRS 3 e outras normas de combinação de negócios.

Notas Explicativas

As alterações devem ser aplicadas prospectivamente a aquisições de participações em operações conjuntas (nas quais as atividades das operações conjuntas constituam negócios, conforme definição dada pela IFRS 3) ocorridas a partir dos períodos anuais iniciados em ou após 1o de janeiro de 2016. A Administração da Companhia acredita que a aplicação dessas alterações à IFRS 11 poderá impactar suas demonstrações financeiras consolidadas em períodos futuros, caso essas transações ocorram.

Revisão IFRS 10/CPC 36 (R3) e IAS 28/CPC 18 (R2) – 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.

A Administração da Companhia acredita que a aplicação dessas alterações à IFRS 10 e a IAS 28 poderá impactar as demonstrações financeiras consolidadas do Grupo em períodos futuros, caso essas transações ocorram.

Revisão IAS 1/CPC 26 (R1) – Esclarecimentos sobre o processo julgamental de divulgações das Demonstrações Financeiras. As alterações a IAS 1/CPC26 oferecem orientações com relação à aplicação do conceito de materialidade na prática.

A Administração da Companhia não acredita que a aplicação dessas alterações a IAS 1 terá um impacto relevante sobre as demonstrações financeiras consolidadas da Eletrobras.

Modificações às IFRSs – Ciclos de Melhorias Anuais 2012-2014

As Melhorias Anuais às IFRSs Ciclo 2012-2014 incluem diversas alterações a uma série de IFRSs, que estão resumidas a seguir:

As alterações à IFRS 5/CPC 31 introduzem orientações específicas na IFRS 5 com relação à quando uma entidade reclassifica um ativo (ou grupo de alienação) de “mantido para venda” para “mantido para distribuição para titulares” (ou vice-versa). As alterações esclarecem que essa mudança deve ser considerada como uma continuidade do plano original de alienação e, portanto, as exigências previstas na IFRS 5 com relação à alteração do plano de venda não são aplicáveis. As alterações esclarecem ainda a orientação com relação à descontinuidade da contabilização mantida para distribuição”.

As alterações à IFRS 7/CPC 40 (R1) fornecem orientações adicionais para esclarecer se um contrato de serviços constituiu envolvimento contínuo em um ativo transferido para fins das divulgações necessárias com relação a ativos transferidos.

As alterações a IAS 19/CPC 33 (R1) esclarecem que a taxa utilizada para desconto de obrigações de benefício pós-aposentadoria deve ser determinada com base nos rendimentos de mercado no final do período de reporte com relação a títulos corporativos de alta qualidade. A avaliação da profundidade de um mercado para títulos corporativos de alta qualidade deve ser ao nível da moeda (isto é, a mesma moeda na qual os benefícios serão pagos). Para moedas para as quais não haja mercado de alta liquidez para esses títulos corporativos de alta qualidade, deve-se tomar por base os rendimentos de mercado sobre títulos governamentais denominados naquela moeda no final do período de reporte.

Notas Explicativas

A Administração da Companhia não acredita que a aplicação dessas alterações tenha um efeito relevante sobre as demonstrações financeiras consolidadas da Eletrobras.

Aplicável em ou a partir de 01 de janeiro de 2018 (*):

IFRS 15 – Reconhecimento de Receita (novo pronunciamento) – especifica como e quando será feito o reconhecimento das receitas provenientes de contratos com clientes assim como requer que a entidade forneça aos usuários das demonstrações financeiras informações mais informativas e relevantes.

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 limitadas para os requerimentos de classificação e mensuração ao introduzir um critério de avaliação a “valor justo reconhecido através de outros resultados abrangentes” para alguns instrumentos de dívida simples.

A Companhia está procedendo a sua análise sobre os impactos desses novos pronunciamentos em suas demonstrações financeiras.

Aplicável em ou a partir de 01 de janeiro de 2019 (*):

IFRS 16 – Leasing (novo pronunciamento) – tem como objetivo introduzir exigências de reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação dos arrendamentos. O pronunciamento fornece um modelo único de contabilização dos arrendamentos, requerendo que o arrendatário reconheça os ativos e passivos para todos os contratos de arrendamentos, a menos que o prazo do contrato seja inferior a 12 meses ou o valor do ativo objeto do leasing tenha baixo valor. Para os arrendadores não há alterações substanciais, devendo continuar classificando os contratos de leasing como operacionais ou financeiros, conforme definido no IAS 17.

A Companhia está procedendo a sua análise sobre os impactos desse novo pronunciamentos em suas demonstrações financeiras.

(*) Essas alterações ainda não foram homologadas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis.



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.

Controladas	31/12/2015		31/12/2014	
	Direta	Indireta	Direta	Indireta
Amazonas Energia	100%	-	100%	-
Boa Vista Energia	100%	-	100%	-
Ceal	100%	-	100%	-
CELG- D (1)	51%	-	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%	-	99,99%
Coxilha Seca	-	99,99%	-	99,99%
Hermenegildo I	-	99,99%	-	99,99%
Hermenegildo II	-	99,99%	-	99,99%
Hermenegildo III	-	99,99%	-	99,99%
Linha Verde Transmissora	-	100%	-	100%
Uirapuru	-	75%	-	75%
Energia dos Ventos V (2)	-	99,99%	-	-
Energia dos Ventos VI (2)	-	99,99%	-	-
Energia dos Ventos VII (2)	-	99,99%	-	-
Energia dos Ventos VIII (2)	-	99,99%	-	-
Energia dos Ventos IX (2)	-	99,99%	-	-
Extremoz Transmissora do Nordeste S/A (3)	-	100,00%	-	-
Complexo Eólico Pindaí I				
Acauã Energia S.A.	-	99,93%	-	99,93%
Angical 2 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Arapapá Energia S.A.	-	99,90%	-	99,90%
Caititu 2 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Caititu 3 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Carcará Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Corrupião 3 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Teiú 2 Energia S.A.	-	99,95%	-	99,95%
Complexo Eólico Pindaí II				
Coqueirinho 2 Energia S.A.	-	99,98%	-	99,98%
Papagaio Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Complexo Eólico Pindaí III				
Tamanduá Mirim 2 Energia S/A(3)	-	83,01%	-	-

(1) Controlada classificada como ativo não circulante mantido para venda (Vide Nota 43)

(2) Aquisição de controle em 2015 pela controlada Furnas

(3) Aquisição de controle em 2015 pela controlada CHESF

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.

(a.1) Mudanças nas participações do Grupo em controladas existentes

Nas demonstrações financeiras, as mudanças nas participações da Companhia em controladas que não resultem em perda do controle do Grupo sobre as controladas são registradas como transações de capital. Os saldos contábeis das participações da Companhia e de não controladores são ajustados para refletir mudanças em suas respectivas participações nas controladas. A diferença entre o valor com base no qual as participações não controladoras são ajustadas e o valor justo das considerações pagas ou recebidas é registrada diretamente no patrimônio líquido e atribuída aos proprietários da Companhia.

Quando a Companhia perde o controle de uma controlada, o ganho ou a perda é reconhecido na demonstração do resultado e é calculado pela diferença entre: (i) a soma do valor justo das considerações recebidas e do valor justo da participação residual; e (ii) o saldo anterior dos ativos (incluindo ágio) e passivos da controlada e participações não controladoras, se houver. Todos os valores reconhecidos anteriormente em "Outros resultados abrangentes" relacionados à controlada são contabilizados como se a Companhia tivesse alienado diretamente os correspondentes ativos ou passivos da controlada (ou seja, reclassificados para o resultado ou transferidos para outra conta do patrimônio líquido, conforme requerido ou permitido pelas IFRSs aplicáveis). O valor justo de qualquer investimento detido na antiga controlada na data da perda de controle é considerado como o valor justo no reconhecimento inicial para contabilização subsequente pela IAS 39 Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração (equivalente ao CPC 38) ou, quando aplicável, o custo no reconhecimento inicial de um investimento em uma coligada ou joint venture.

(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.

Notas Explicativas**(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.

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 e está registrado ao custo médio de aquisição, que não excede o valor de mercado.

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

Notas Explicativas



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 residual contábil, sendo esse fator considerado na mensuração do ativo imobilizado (Vide detalhes na Nota 17).

Ativos mantidos por meio de arrendamento mercantil financeiro são depreciados pela vida útil esperada da mesma forma que os ativos próprios ou por um período inferior, se aplicável, conforme termos do contrato de arrendamento em questão.

Um item do imobilizado é baixado após alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso contínuo do ativo. Quaisquer ganhos ou perdas na venda ou baixa de um item do imobilizado são determinados pela diferença entre os valores recebidos na venda e o valor contábil do ativo e são reconhecidos no resultado do exercício.

3.9.1. 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;

Notas Explicativas

- 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.

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 18)

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.

Notas Explicativas**II – Concessões de Transmissão e Distribuição**

Os contratos de concessão regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição e de transmissão de energia elétrica pela Companhia, onde:

1) Distribuição de energia elétrica

a) O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;

b) O contrato estabelece padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e à melhoria da qualidade no atendimento aos consumidores, e o concessionário tem como obrigação, na entrega da concessão, devolver a infraestrutura nas mesmas condições em que a recebeu na assinatura desses contratos. Para cumprir com essas obrigações, são realizados investimentos constantes durante todo o prazo da concessão. Portanto, os bens vinculados à concessão podem ser repostos, algumas vezes, até o final da concessão;

c) Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização determinada 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.

Notas Explicativas



Uma concessão público-privada apresenta, tipicamente, as seguintes características:

- a) Uma infraestrutura subjacente à concessão a qual é utilizada para prestar serviços;
- b) Um acordo/contrato entre o poder concedente e o operador;
- c) O operador presta um conjunto de serviços durante a concessão;
- d) O operador recebe uma remuneração ao longo de todo o contrato de concessão, quer diretamente do poder concedente, quer dos utilizadores da infraestruturas, ou de ambos;
- e) As infraestruturas são transferidas para o poder concedente no final da concessão, tipicamente de forma gratuita ou também de forma onerosa.

De acordo com a ICPC 01, as infraestruturas de concessão enquadradas na norma não são reconhecidas pelo concessionário como ativo imobilizado, uma vez que se considera que o operador não controla tais ativos, passando a ser reconhecidas de acordo com um dos seguintes modelos contábeis, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do operador assumido pelo poder concedente no âmbito do contrato:

1) Modelo do ativo financeiro

Este modelo é aplicável quando o concessionário tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização das infraestruturas abrangidas pela concessão e resulta no registro de um ativo financeiro, o qual foi classificado como empréstimos e recebíveis (geração e transmissão) ou disponível para venda (distribuição).

2) Modelo do ativo intangível

Este modelo é aplicável quando o concessionário, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização das infraestruturas (risco de crédito e demanda) em relação à concessão e resulta no registro de um ativo intangível.

3) Modelo Misto

Este modelo aplica-se quando a concessão inclui simultaneamente compromissos de remuneração garantidos pelo poder concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infraestruturas da concessão.

Com base nas características estabelecidas nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia e suas controladas e nos requerimentos da norma, os seguintes ativos são reconhecidos sobre o negócio de distribuição elétrica:

- a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e

Notas Explicativas

- b) Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) será classificada como um ativo intangível em virtude de sua recuperação estar sujeita à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores.

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber:

- a) Parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia e potência consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e
- b) Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do poder concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

As concessões de distribuição de energia elétrica 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 partir de 1º de janeiro de 2013, as concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013, até

Notas Explicativas

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;

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

Notas Explicativas



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 20).

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.

Notas Explicativas



Ativos intangíveis com vida útil definida, adquiridos separadamente, são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida, adquiridos separadamente são registrados ao custo, deduzido das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas.

3.11.1. 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

Notas Explicativas



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 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 foi 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.

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

**Notas Explicativas**

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.

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. Ativos não circulantes mantidos para venda

Os ativos não circulantes e os grupos de ativos são classificados como mantidos para venda caso o seu valor contábil seja recuperado principalmente por meio de uma transação de venda e não através do uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando o ativo (ou grupo de ativos) estiver disponível para venda imediata em sua condição atual, sujeito apenas a termos usuais e costumeiros para venda desse ativo (ou grupo de ativos), e sua venda for considerada altamente provável. A Administração deve estar comprometida com a venda, a qual se espera que, no reconhecimento, possa ser considerada como uma venda concluída dentro de um ano a partir da data de classificação.

Quando a Companhia está comprometida com um plano de venda que envolve a perda de controle de uma controlada, quando atendidos os critérios descritos no parágrafo anterior, todos os ativos e passivos dessa controlada são classificados como mantidos para venda nas demonstrações financeiras consolidadas, mesmo se após a venda a Companhia ainda retenha participação na empresa.

Os ativos não circulantes (ou o grupo de ativos) classificados como destinados à venda são mensurados pelo menor valor entre o contábil anteriormente registrado e o valor justo menos o custo de venda. Os ativos e passivos relacionados são apresentados de forma segregada no balanço patrimonial.

3.16. Combinação 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:

Notas Explicativas



- 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 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

Notas Explicativas



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 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.

3.17. 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.

3.17.1. 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.

3.17.2. 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

Notas Explicativas



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, sendo observado também o histórico de lucratividade.

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 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.

3.18. 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.

3.18.1. 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.

Notas Explicativas

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:

- (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.

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.

Notas Explicativas**(a) 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.

(a) 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.

3.18.2. 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

Notas Explicativas



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, 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.

3.18.3. 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

Notas Explicativas



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.

3.18.4. 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 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.

3.18.5. 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.

3.18.6. 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

Notas Explicativas



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 o julgamento da administração da Companhia. As taxas recebidas são reconhecidas com base no método linear ao longo da vida da garantia. Qualquer aumento de obrigações em relação às garantias são apresentadas quando ocorridas nas despesas operacionais (Vide Nota 23).

3.18.7. Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia possui instrumentos financeiros derivativos para administrar a sua exposição a riscos de taxa de juros e câmbio, incluindo contratos de câmbio a termo, swaps de taxa de juros e de moedas. A Nota 44 inclui informações mais detalhadas sobre os instrumentos financeiros derivativos.

Os derivativos são inicialmente reconhecidos ao valor justo, na data de contratação, e são posteriormente remensurados pelo valor justo no encerramento do exercício. Eventuais ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado imediatamente, a menos que o derivativo seja designado e efetivo como instrumento de *hedge*; nesse caso, o momento do reconhecimento no resultado depende da natureza da relação de *hedge* (Vide item 3.18.9).

3.18.8. 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.

3.18.9. 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

Notas Explicativas



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.

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 44. 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



Notas Explicativas

termos contratuais designados para Contabilidade de *Hedge* e a metodologia de aferição da eficácia prospectiva e retrospectiva.

3.19. Benefícios pós-emprego

3.19.1. 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 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.

3.19.2. 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

Notas Explicativas



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.

3.19.3 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.

3.20. 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.

3.20.1. 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.

Notas Explicativas



Os valores são apropriados ao resultado do exercício a valor presente, com base em quotas anuais fixadas em dólares norte americanos, a razão de 1/40 dos gastos estimados, registrados imediatamente e convertidos pela taxa de câmbio do final de cada período de competência (vide Nota 32).

3.20.2. Provisão para obrigações legais vinculadas a processos judiciais

As provisões para contingências judiciais são constituídas sempre que a perda for avaliada como provável e o montante possa ser confiavelmente estimado. 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 jurídicos, a natureza das ações, similaridade com processos anteriores, complexidade e o posicionamento de tribunais (jurisprudência).

3.20.3. 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.

3.21. 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.

3.22. 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.

3.23. 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

Notas Explicativas



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.

3.24. 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.

3.25. 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.

3.25.1. 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



Notas Explicativas

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.



Notas Explicativas

b) Transmissão

1) Receita financeira decorrente da remuneração do ativo financeiro, até o final do período da concessão, auferida de modo pró-rata e que leva em consideração a taxa média de retorno dos investimentos.

2) Receita para cobertura dos gastos de operação e manutenção com base no custo incorrido.

3) 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 transmissão 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 transmissão de energia elétrica.

(iii) A Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas.

3.25.2. 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.

3.26. 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.

Notas Explicativas



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.

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 23.3).

3.27. 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.

3.28. 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.

3.29. Apuração do resultado do exercício

O resultado é apurado pelo regime contábil de competência dos exercícios.

3.30. 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).

3.31. 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

Notas Explicativas



dos segmentos operacionais, é o Conselho de Administração, responsável pela tomada das decisões estratégicas da Companhia, que adota os seguintes segmentos:

- (I) Geração;
- (II) Transmissão;
- (III) Distribuição; e
- (IV) Administração.

Os resultados decorrentes das atividades de comercialização são apresentados juntamente com o segmento de geração.

3.32. 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.

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. Como consequência, a Companhia pode sofrer efeitos em decorrência de imprecisão nestas estimativas e julgamentos que sejam substanciais em períodos futuros, que podem ter efeito material adverso na sua condição financeira, no resultado de suas atividades e/ou nos seus fluxos de caixa.

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 e no histórico de lucratividade. 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 considerou premissas e dados técnicos para elaboração do teste de determinação de recuperação de ativos de longa duração, a fim de verificar se seu ativo imobilizado não está registrado contabilmente por valor superior ao passível de ser recuperável no futuro, deverá ser reconhecido *impairment*, a desvalorização por meio da constituição de provisão para perdas. Nesta prática são aplicadas premissas, baseadas na experiência histórica na gestão do ativo, conjunto de ativos ou unidade geradora de caixa, e práticas de avaliação comumente utilizadas no mercado. Tais premissas 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

Notas Explicativas

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. Esses são os valores esperados de indenização ao final do prazo das concessões de geração e transmissão de energia elétrica (vide prática contábil na Nota 3.11 e movimentação das provisões efetuadas no exercício na Nota 20). A variável mais relevante foi a taxa de desconto utilizada nos fluxos de caixa, com a definição de um percentual específico para o segmento de geração, 7,00%. A taxa utilizada para a Angra 3 levou em conta características peculiares do segmento nuclear, bem como premissas de financiamento, estrutura de capital específica do projeto e beta alavancado calculado com premissas da ANEEL. O percentual utilizado foi de 5,47%.

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 adotou, 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 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 17).

V. Provisão para desmobilização de ativos

A Companhia reconhece provisão para obrigações com a desativação de ativos relativos às suas usinas term nucleares. Para determinar o valor da provisão, premissas e estimativas são feitas em relação às taxas de desconto, ao custo estimado para a desativação e remoção de toda a usina do local e à época esperada dos referidos custos (Vide Nota 32). A estimativa dos custos é baseada nos requerimentos legais e ambientais para a desativação e remoção de toda a usina assim como os preços de produtos e serviços a serem utilizados no final da vida útil.

Notas Explicativas**VI. Obrigações atuariais**

As obrigações atuariais registradas são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes com base na expectativa de vida do participante (tábua AT-2000), idade média de aposentadoria e inflação. Contudo, os resultados reais futuros dos benefícios podem ser diferentes daqueles existentes e registrados contabilmente (Vide Nota 30).

VII. Provisão para riscos trabalhistas, tributários e cíveis

As provisões para riscos trabalhistas, tributários e cíveis, quando aplicável, são constituídas para os riscos 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 31).

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 44, a Administração da Companhia utiliza técnicas de avaliação que incluem informações que não se baseiam em dados observáveis de mercado para estimar o valor justo de determinados tipos de instrumentos financeiros. A Nota 44 apresenta as informações sobre as principais premissas utilizadas na determinação do valor justo de instrumentos financeiros, bem como a análise de sensibilidade dessas premissas. A Administração da Companhia e suas controladas acredita que as técnicas de avaliação selecionadas e as premissas utilizadas são adequadas para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros.

Notas Explicativas**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, uma das estimativas críticas 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 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 e/ou dos elementos considerados dentro da taxa de desconto 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 34).

XI. Riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos**Lava Jato**

Em 2014 foi deflagrada a chamada "Operação Lava Jato", que investiga, segundo informações públicas, a existência de um suposto esquema de corrupção envolvendo empresas responsáveis, principalmente, por obras no setor de infraestrutura no Brasil.

Em razão das notícias divulgadas na imprensa em 2015 em conexão com tal Operação, envolvendo empresas que também prestam serviços para a controlada Eletrobras Termonuclear S.A. – Eletronuclear ("Eletronuclear") (UTN Angra 3) e para determinadas sociedades de propósito específico nas quais a Eletrobras ou suas controladas detêm participação, foram abertas 3 (três) comissões de correição na Eletrobras, a fim de verificar os processos de contratação de empreiteiras pelas referidas empresas. Considerando as limitações dos métodos de trabalho dessas Comissões, o Conselho de Administração da Eletrobras decidiu pela contratação de um escritório com a expertise necessária para conduzir uma investigação independente com o intuito de avaliar a eventual existência de irregularidades que violem o Foreign Corruption Practice Act (FCPA), a Lei anti-corrupção brasileira e/ou o código de ética da Eletrobras em determinados empreendimentos, tendo o escritório de advocacia Hogan Lovells sido contratado em 10 de junho de 2015 com essa finalidade.

Tal investigação independente é supervisionada por uma Comissão Independente para Gestão da Investigação, cuja criação foi aprovada pelo Conselho de Administração da Eletrobras em 31 de julho de 2015, com a finalidade de garantir a independência dos trabalhos desenvolvidos pelo escritório Hogan Lovells. Esta Comissão é composta pela Dra. Ellen Gracie Northfleet, ministra aposentada do Supremo Tribunal Federal, pelo Dr. Durval José Soledade Santos, ex-diretor da Comissão de Valores Mobiliários, e pelo Dr. Manoel Jeremias Leite Caldas, representante dos acionistas minoritários.

Notas Explicativas

Ainda sobre a Operação Lava-Jato, importa mencionar que em 29 de abril de 2015, em razão de notícias que tratavam de um suposto esquema de corrupção, o então Diretor-Presidente da Eletronuclear, Sr. Othon Luiz Pinheiro da Silva, solicitou seu licenciamento e em 04 de agosto de 2015 renunciou ao cargo. O Sr. Othon Luiz Pinheiro da Silva atualmente é réu de ação penal na qual a Eletrobras solicitou ingresso na qualidade de assistente de acusação.

Quanto à construção da Usina de Angra 3, importa mencionar que a Eletronuclear suspendeu os contratos de montagem eletromecânica e de obra civil, tendo o consórcio ANGRAMON proposto uma ação requerendo a rescisão de seu contrato. Tal ação não teve antecipação de tutela deferida e nem tampouco sentença proferida.

Outrossim, em decorrência de notícias citando o suposto envolvimento do Diretor da Eletrobras Eletronorte, o Sr. Adhemar Palocci, e do Diretor da Eletrobras, Sr. Valter Luiz Cardeal, na prática de supostos atos ilícitos em conexão com a Operação Lava-Jato, em 31 de julho de 2015 ambos solicitaram licença de seus cargos como diretores da Eletronorte e Eletrobras, respectivamente, e no dia 05 de agosto de 2015 o Sr. Valter Luiz Cardeal solicitou licença também dos Conselhos de Administração das empresas CGTEE, Amazonas GT e Eletrosul. Os Srs. Adhemar Palocci e Valter Luiz Cardeal permanecem licenciados.

Na medida em que os trabalhos de investigação conduzidos pelo escritório Hogan Lovells evoluírem e, caso conduzam a achados e produzam informações e dados suficientes para que a Companhia avalie, de acordo com a legislação do Brasil e dos Estados Unidos da América, a eventual ocorrência de impactos sobre as Demonstrações Financeiras, será dado aos mesmos o tratamento legal e regulamentar pertinente.

Atualmente, como as ações relacionadas à investigação ainda estão em andamento, não foi possível identificar e refletir nestas Demonstrações Financeiras eventuais impactos, se houver, relacionados a este tema.

Arquivamento Formulário 20-F

Em virtude dos procedimentos de investigação em curso, conforme descrito acima, a Eletrobras não pôde arquivar tempestivamente o Formulário 20-F relativo ao exercício de 2014, tendo sido concedido, pela Bolsa de Nova York, o prazo de até 18 de maio de 2016 para a Companhia proceder o referido arquivamento. O arquivamento do 20-F é um dos requisitos de governança para a manutenção da listagem da Eletrobras na referida Bolsa de Valores.

Notas Explicativas

**NOTA 5 – CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E CAIXA RESTRITO**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
I - Caixa e Equivalentes de Caixa:				
Caixa e Bancos	343.613	10.236	656.505	251.031
Aplicações Financeiras	348.106	77.958	737.468	1.156.047
	<u>691.719</u>	<u>88.194</u>	<u>1.393.973</u>	<u>1.407.078</u>
II - Caixa Restrito:				
Recursos da CCC	346.874	355.095	346.874	355.095
Comercialização - Itaipu	47.082	729.560	47.082	729.560
Comercialização - PROINFA	232.785	585.201	232.785	585.201
Recursos da RGR	20.692	73.669	20.692	73.669
	<u>647.433</u>	<u>1.743.525</u>	<u>647.433</u>	<u>1.743.525</u>
	<u>1.339.152</u>	<u>1.831.719</u>	<u>2.041.406</u>	<u>3.150.603</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 do Banco Central do Brasil, 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.

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.

Notas Explicativas



O detalhamento dos títulos e valores mobiliários se dá como se segue:

CONTROLADORA					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2015	31/12/2014
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	2.740.281	332.211
LTN	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	214.210	13.315
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	275.094	-
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	188.273	34.841
Op. Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	-	41.104
Op. Compromissadas	CEF	-	-	36.668	347
TOTAL CIRCULANTE				3.454.526	421.817

NÃO CIRCULANTE		
Titulos	31/12/2015	31/12/2014
FINOR/FINAM	916	1.240
PARTES BENEFICIÁRIAS	190.847	203.425
TOTAL NÃO CIRCULANTE	191.763	204.665

CONSOLIDADO					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2015	31/12/2014
LFT	Banco do Brasil	Após 90 dias	SELIC	195.368	310.652
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	4.691.729	1.879.832
LTN	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	214.210	13.315
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	467.735	182.029
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	191.693	51.008
Op. Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	-	1.160.926
Op. Compromissadas	CEF	-	-	1.082.039	132.583
TOTAL CIRCULANTE				6.842.774	3.730.345

NÃO CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2015	31/12/2014
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	405	352
FINOR/FINAM	-	-	-	916	1.240
PARTES BENEFICIÁRIAS	-	-	-	190.847	203.425
OUTROS	-	-	-	2.822	19.717
TOTAL NÃO CIRCULANTE				194.990	224.734

6.1 - 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:

Notas Explicativas

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Lajeado Energia	451.375	451.375
Paulista Lajeado	49.975	49.975
Ceb Lajeado	151.225	151.225
Valor de face	652.575	652.575
Ajuste a valor presente	(461.728)	(449.150)
Valor presente	190.847	203.425

Notas Explicativas

**NOTA 7 – CLIENTES**

CIRCULANTE	CONSOLIDADO					31/12/2014
	31/12/2015				Total	
	A vencer	Vencidos até 90 dias	+ de 90 dias	Créditos Renegociados (b)		
						Total
AES ELETROPAULO	18.072	-	-	-	18.072	54.004
AES SUL	24.294	-	-	-	24.294	35.904
AMPLA	26.661	-	-	-	26.661	28.902
CEA	9.271	9.782	-	225.514	244.567	202.735
CEB	5.366	454	-	-	5.820	10.370
CEEE	29.908	-	-	-	29.908	42.767
CELESC	44.085	-	-	-	44.085	41.932
CELPA	39.191	-	8.210	18.891	66.292	69.552
CELPE	22.508	-	60	-	22.568	26.046
CEMAR	23.803	-	-	-	23.803	24.630
CEMIG	37.797	-	-	-	37.797	50.591
CESP	6.428	-	-	-	6.428	2.882
COELBA	36.008	-	59	-	36.067	32.813
COELCE	30.935	-	-	-	30.935	31.450
COPEL	67.248	-	-	-	67.248	107.239
CPFL	14.082	-	165	-	14.247	42.427
EBE	7.968	-	-	-	7.968	9.035
ELEKTRO	42.180	-	-	-	42.180	56.250
ENERGISA	24.451	4.495	58.552	-	87.498	17.832
ENERSUL	14.767	-	1.601	-	16.368	18.493
ESCELSA	17.457	-	60	-	17.517	22.231
LIGHT	55.856	-	122	-	55.978	56.731
PIRATININGA	3.215	-	54	-	3.269	6.244
RGE	27.095	-	1	-	27.096	15.925
Rolagem da Dívida	-	-	-	22.840	22.840	22.076
Comercialização CCEE	126.415	292.605	20.458	-	439.478	60.366
Uso da Rede Elétrica	211.521	3.648	36.172	-	251.341	412.377
PROINFA (a)	379.214	-	-	-	379.214	399.132
Consumidor Residencial	266.504	313.916	120.646	113.311	814.377	843.953
Consumidor Industrial	317.729	43.641	183.214	94.062	638.646	608.273
Consumidor Rural	27.495	22.520	16.587	38.022	104.625	185.909
Comércio, serviços e outras atividades	196.370	82.103	60.768	75.289	414.529	371.712
Poder público	118.925	78.999	236.844	60.918	495.686	794.810
Outros	712.777	31.030	124.478	41.258	909.544	879.372
(-) PCLD (c)	(24.417)	(137.127)	(1.013.837)	(114.064)	(1.289.445)	(1.157.749)
	<u>2.961.180</u>	<u>746.067</u>	<u>(145.787)</u>	<u>576.041</u>	<u>4.137.501</u>	<u>4.427.216</u>
NÃO CIRCULANTE						
CEB	-	-	14.111	-	14.111	-
CELPA	-	-	-	19.317	19.317	35.911
Comercialização na CCEE	-	-	293.560	-	293.560	293.560
Uso da Rede Elétrica	-	-	6.276	-	6.276	6.276
PROINFA (a)	-	-	125.383	-	125.383	174.324
Rolagem da Dívida	-	-	-	489.556	489.556	930.380
Poder público	-	-	-	290.965	290.965	426.847
Consumidor Residencial	-	-	-	50.220	50.220	44.331
Consumidor Industrial	-	-	-	49.584	49.584	41.400
Consumidor Rural	-	-	-	65.673	65.673	60.196
Comércio, serviços e outras atividades	-	-	-	175.812	175.812	192.403
Outros	-	-	30.030	653.173	683.203	39.890
(-) PCLD (c)	-	-	(326.699)	(103.504)	(430.203)	(502.014)
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>142.661</u>	<u>1.690.796</u>	<u>1.833.457</u>	<u>1.743.504</u>
	<u>2.961.180</u>	<u>746.067</u>	<u>(3.126)</u>	<u>2.266.837</u>	<u>5.970.958</u>	<u>6.170.720</u>

(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 negativo no exercício de 2015 de R\$ 355.526 (31 de dezembro de 2014 – positivo em R\$ 72.113), 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\$ 504.597 do PROINFA referente à Controladora (31 de dezembro de 2014 – R\$ 573.456).

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. Representam R\$512.396 em 31 de dezembro de 2015 (R\$ 952.456 em 31 de dezembro de 2014).

(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.

As controladas que atuam no segmento de Distribuição utilizam os seguintes critérios de provisão:

Débitos Relevantes – Clientes ligados em Alta Tensão

São 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. 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
Suprimento, Consumidor Livre e PIE	60 dias

Débitos não Relevantes

Clientes ligados em Baixa Tensão: São incluídos na provisão valores correspondentes às faturas (vencidas) dos consumidores que possuam débitos vencidos conforme atinjam a seguinte escala de vencimento:

Notas Explicativas

CLASSE DE CONSUMO	IDADE DE PROVISIONAMENTO
Residencial	90 dias
Industrial, Rural, Poder Público e Serviço Público	180 dias
Comercial e Iluminação Pública	150 dias

PCLD 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

O saldo da PCLD é composto como segue:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Consumidores	609.403	651.875
Revendedores	816.685	714.328
CCEE - Energia de Curto Prazo	293.560	293.560
	1.719.648	1.659.763

A controlada Furnas mantém registrada uma provisão, constituída em 2007, no montante de R\$ 293.560. 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.

Notas Explicativas

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	<u>(340.965)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2014	<u>1.659.763</u>
(+) Constituição	832.632
(-) Reversão	(286.629)
(-) Baixa	<u>(486.118)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2015	<u>1.719.648</u>

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais (Nota 42). Os valores reconhecidos como PCLD são reconhecidos como perda definitiva quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

As principais constituições de provisão no período ocorreram nas controladas Amazonas D no valor de R\$ 137.507 e Boa Vista no valor de R\$ 197.353.

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.

Notas Explicativas



A movimentação dos montantes das indenizações a receber do poder concedente em função da Lei 12.783/2013 está demonstrada abaixo:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Saldo Inicial	3.738.295	5.496.179
Valores Recebidos	(4.027.661)	(2.773.092)
Atualização Monetária	289.366	1.015.208
Saldo Final	-	3.738.295
Total Circulante	-	3.738.295
	-	3.738.295

NOTA 9 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

	31/12/2015							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
FURNAS	7,76	29.346	428.005	3.590.369	-	-	-	-
CHESF	5,02	174	13.602	17.188	-	-	-	-
ELETROSUL	9,53	35.971	147.653	1.957.886	-	-	-	-
ELETRONORTE	6,02	26.260	373.823	2.619.958	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	9,21	11.317	165.647	1.423.301	-	-	-	-
CGTEE	11,67	24.473	319.222	2.074.115	-	-	-	-
CEAL	13,78	2.622	307.221	856.905	-	-	-	-
CERON	13,09	1.092	131.367	607.023	-	-	-	-
CEPISA	12,28	26.855	543.082	654.379	-	-	-	-
ELETROACRE	12,97	-	80.467	202.548	-	-	-	-
BOA VISTA	12,11	177	17.194	37.048	-	-	-	-
AMAZONAS D	13,29	-	141.777	1.185.390	-	-	-	-
AMAZONAS GT	15,20	-	812.873	656.214	-	-	-	-
		158.287	3.481.933	15.882.324		-	-	-
ITAIPIU	7,11	-	1.894.766	12.907.368	7,11	-	1.894.766	12.907.368
CEMIG	5,09	973	54.104	134.907	5,09	973	54.104	134.907
COPEL	6,39	471	35.102	50.744	6,39	471	35.102	50.744
CEEE	5,00	199	9.320	23.884	5,00	199	9.320	23.884
AES ELETROPAULO	10,00	338.017	10.561	-	10,00	338.017	10.561	-
CELPE	5,00	69	8.395	5.199	5,00	69	8.395	5.199
CELG	8,12	1.249	188.502	51.048	8,12	1.249	188.502	51.048
ENERGISA - MT	9,19	2.549	52.942	255.206	9,19	2.549	52.942	255.206
ENERGISA - TO	10,58	998	20.031	87.231	10,58	998	20.031	87.231
ENERGISA - MS	5,21	222	12.426	28.968	5,21	222	12.426	28.968
CELPA	5,00	70.479	248.059	274.415	5,00	70.479	248.059	274.415
CEMAR	2,12	1.080	69.842	205.017	2,12	1.080	69.842	205.017
CESP	5,09	123	5.569	15.056	5,09	123	5.569	15.056
COELCE	5,00	237	10.769	36.678	5,00	237	10.769	36.678
COSERN	5,00	23	2.161	2.499	5,00	23	2.161	2.499
COELBA	5,00	533	23.833	82.762	5,00	533	23.833	82.762
ESCELSA	5,00	206	12.593	28.609	5,00	206	12.593	28.609
GLOBAL	5,00	94.327	44.100	-	5,00	94.327	44.100	-
CELESC DISTRIB.	5,00	593	36.529	56.696	5,00	593	36.529	56.696
OUTRAS		70.840	98.983	149.186		70.852	105.470	154.108
(-) PCLD		(163.607)	(77.440)	-		(163.607)	(77.440)	-
		419.581	2.761.147	14.395.473		419.593	2.767.633	14.400.394
		577.868	6.243.080	30.277.797		419.593	2.767.633	14.400.394

Notas Explicativas



	31/12/2014							
	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	Tx. Média	ENCARGOS	PRINCIPAL		Tx. Média	ENCARGOS	PRINCIPAL	
		CIRCULANTE	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE		CIRCULANTE	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
	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>

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 8,74% ao ano.

Os financiamentos e empréstimos concedidos na controladora, com cláusula de atualização cambial, representam cerca de 42% do total da carteira (38% em 31 de dezembro de 2014). Já os que preveem atualização com base em índices que representam o nível de preços internos no Brasil atingem a 58% do saldo da carteira (62% em 31 de dezembro de 2014).

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

O aumento no saldo de recebíveis de empréstimos no exercício deve-se, principalmente, à variação cambial apurada sobre os empréstimos concedidos à Itaipu, decorrente da valorização do dólar frente ao real quando comparadas as cotações de fechamento de dezembro de 2015 e dezembro de 2014. O dólar variou positivamente em 47%.

As parcelas de longo prazo dos financiamentos e empréstimos concedidos, baseados nos fluxos de caixa previstos contratualmente, vencem em parcelas variáveis, conforme demonstrado abaixo:

	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021	Total
Controladora	5.308.612	4.660.575	4.553.474	4.458.283	4.451.743	6.845.109	30.277.797
Consolidado	2.309.541	2.501.514	2.566.158	2.584.985	2.707.376	1.730.821	14.400.394

9.1 – AES Eletropaulo/CTEEP – Ação Judicial

A Companhia possui recebíveis junto à Eletropaulo Eletricidade de São Paulo S.A. vinculados a um processo judicial em andamento entre a AES Eletropaulo e CTEEP.

Em 18 de setembro de 2015, foi publicado laudo parcial no âmbito do processo que move em face da Companhia Eletropaulo, informando que a Eletropaulo é a responsável pelo pagamento dos valores devidos decorrentes de financiamentos não honrados nos seus respectivos vencimentos junto à Eletrobras e não a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (“CTEEP”).

Com isso, a Companhia passa a ter um crédito de R\$ 2.382.255 (R\$ 2.355.584 em 31 de dezembro de 2014), sendo R\$ 348.578 (R\$ 347.926 em 31 de dezembro de 2014) já reconhecidos em seu ativo, na rubrica empréstimos e financiamentos, correspondente à parte considerada como incontroversa pela Companhia. O reconhecimento final do crédito integral deverá ocorrer quando o mesmo atingir a condição de praticamente certo.

9.2 - Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A Companhia reconhece provisões para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R\$ 241.047 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 225.293) 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\$ 14.194 (R\$ 17.614 em 31 de dezembro de 2014). Tal provisão foi considerada necessária considerando o processo de recuperação judicial da Celpa.

Notas Explicativas

As movimentações na PCLD dos financiamentos e empréstimos concedidos da Companhia são as seguintes:

	<u>Controladora</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2013	494.345
(+) Complemento	49.985
(-) Reversões / baixas	<u>(319.037)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2014	225.293
(+) Complemento	19.367
(-) Reversões	<u>(3.613)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2015	<u>241.047</u>

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais (Vide Nota 42). Os valores reconhecidos como PCLD são levados às perdas definitivas (baixados) quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

NOTA 10 - REMUNERAÇÃO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

Os valores apresentados referem-se a dividendos e juros sobre o capital próprio a receber, líquidos de Imposto de Renda Retido na Fonte, quando aplicável, decorrentes de investimentos de caráter permanente mantidos pela Companhia.

	<u>CONTROLADORA</u>		<u>CONSOLIDADO</u>	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Eletronorte	10.016	454.402	-	-
Lajeado Energia	76.325	94.810	76.325	94.810
CGTEE	73.035	64.479	-	-
CEMAR	22.911	20.754	22.911	20.754
Eletrosul	37.024	8.531	-	-
Eletropar	1.046	-	-	-
CTEEP	20	11.008	20	11.008
CEB Lajeado	16.767	14.606	16.767	14.606
Enerpeixe	-	-	34.686	26.059
Goiás Transmissão	-	-	23.857	20.051
Chapecoense	-	-	22.288	9.512
Transenergia Renovável	-	-	13.979	15.648
IE Madeira	-	-	27.589	14.917
Manaus Construtora	-	-	9.178	12.351
Transenergia São Paulo	-	-	4.275	15.934
MGE Transmissão	-	-	11.447	6.812
Serra do Facão	-	-	9.154	2.289
Baguari	-	-	2.462	7.294
Uirapuru	-	-	2.288	2.295
EAPSA	-	-	2.181	1.124
TSBE	-	-	-	2.660
Transudeste	-	-	1.033	1.033
Santa Vitória	-	-	-	1.163
Transirape	-	-	678	-
ETAU	-	-	257	39
Outros	18.325	8.954	27.985	9.215
	<u>255.468</u>	<u>677.544</u>	<u>309.360</u>	<u>289.574</u>

Notas Explicativas



Conforme estabelecido em Assembleia Geral Extraordinária da Eletronorte, em 30 de outubro de 2015, foi realizado o pagamento da parcela correspondente aos 25% dos dividendos declarados pela investida, cujo valor atualizado até a data do referido pagamento era de R\$ 502.141 mil.

NOTA 11 – TRIBUTOS A RECUPERAR E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - ATIVO

11.1 - Tributos a recuperar

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Ativo circulante:				
Imposto de renda - fonte	373.962	577.720	574.083	735.463
PIS/PASEP/COFINS compensáveis	-	13.497	58.349	99.304
ICMS a recuperar	-	-	40.538	31.084
Outros	-	-	43.681	34.580
	<u>373.962</u>	<u>591.217</u>	<u>716.651</u>	<u>900.431</u>
Ativo não circulante:				
ICMS a recuperar (a)	-	-	1.724.692	1.924.057
PIS/COFINS a recuperar (a)	-	-	877.386	601.968
Outros	-	-	21.108	12.106
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.623.186</u>	<u>2.538.131</u>

(a) ICMS, PIS/PASEP e COFINS a recuperar

A Companhia mantém registrado no ativo não circulante um montante de R\$ 2.602.078 (R\$ 2.526.025 em 31 de dezembro de 2014) referente a PIS, COFINS e ICMS a recuperar. Desse montante, R\$ 2.150.827 (R\$ 1.924.354 em 31 de dezembro de 2014) 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.

Notas Explicativas



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.

11.2 - Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Ativo circulante:				
Antecipações/ Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	928.743	374.504	1.475.598	762.726
Ativo não circulante:				
Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	1.645.382	1.464.148	1.645.382	1.464.148
IRPJ/CSLL Diferidos	-	-	1.422.209	1.003.483
	<u>1.645.382</u>	<u>1.464.148</u>	<u>3.067.591</u>	<u>2.467.631</u>
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL Diferidos	733.289	291.878	1.003.796	569.380

11.3 - Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	31/12/2015			31/12/2014		
	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)
Eletronorte	<u>1.529.640</u>	<u>(219.692)</u>	<u>1.309.948</u>	<u>1.204.951</u>	<u>(201.468)</u>	<u>1.003.483</u>
	1.529.640	(219.692)	1.309.948	1.204.951	(201.468)	1.003.483
Eletrobras	-	(733.289)	(733.289)	63.051	(354.929)	(291.878)
Eletrosul	457.629	(345.368)	112.261	271.534	(300.598)	(29.064)
Furnas	258.709	(453.084)	(194.375)	373.272	(373.272)	-
Chesf	-	(65.070)	(65.070)	-	(199.523)	(199.523)
Eletropar	-	(11.062)	(11.062)	-	(11.428)	(11.428)
Celg-D	-	-	-	152.668	(190.155)	(37.487)
	<u>716.338</u>	<u>(1.607.873)</u>	<u>(891.535)</u>	<u>860.525</u>	<u>(1.429.905)</u>	<u>(569.380)</u>

Notas Explicativas



	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Impostos diferidos ativos:				
Variação Cambial Passiva	-	1.322	-	1.322
Provisão de Juros sobre o capital próprio	-	-	-	-
Provisão para Contingências	-	36.186	68.066	131.022
Provisão de créditos de liquidação duvidosa	-	3.967	56.047	196.971
Provisão p/ ajuste ao valor de mercado	-	4.500	-	4.500
Provisões Operacionais	-	-	407.319	212.505
Gastos Estudos e Projetos / AVP	-	7.774	-	214.470
Provisão para não realização de créditos tributários	-	-	74.700	-
Créd. Tributário s/ Prejuízo Fiscal e Base Negativa	-	9.302	1.532.766	1.233.312
Outros	-	-	107.080	71.374
Total Ativo	-	63.051	2.245.978	2.065.475
Impostos diferidos passivos:				
Variação Cambial Ativa	416.810	-	416.810	-
Instrumentos Financeiros Disponíveis para venda	316.479	354.929	316.479	354.929
Depreciação acelerada	-	-	81.255	53.187
Receita de atual. créditos energia renegociados	-	-	221.871	184.890
Gastos Estudos e Projetos / AVP	-	-	488.425	553.659
Provisão para não realização de créditos	-	-	-	-
Débito tributário	-	-	258.709	373.272
Outros	-	-	44.016	111.436
Total Passivo	733.289	354.929	1.827.565	1.631.373

No ano de 2015 foi realizada uma baixa na Controladora no valor de R\$ 63.051 referente aos impostos Ativos Fiscais Diferidos devido à falta de expectativa de realização de tais valores.

11.4 - Imposto de renda e contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Impostos diferidos				
Decorrente de receitas e despesas reconhecidas em outros resultados abrangentes:				
Ajuste ganhos e perdas atuariais	-	-	-	(404.332)
Remensuração do valor justo de instrumentos de <i>hedge</i> contratados para <i>hedge</i> de fluxo de caixa	-	-	-	309
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	38.502	(26.482)	37.228	(24.855)
Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compartilhado	-	-	1.274	402.396
Total do imposto de renda e da contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes	38.502	(26.482)	38.502	(26.482)

Notas Explicativas

**NOTA 12 – DIREITOS E OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO**

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
<u>Direitos de ressarcimento</u>		
<u>ATIVO CIRCULANTE</u>		
CCC de Sistemas Isolados (a)	2.118.184	3.052.898
Energia nuclear	-	238.381
Reembolso CDE (b)	147.058	382.360
	<u>2.265.242</u>	<u>3.673.639</u>
<u>ATIVO NÃO CIRCULANTE</u>		
CCC de Sistemas Isolados (a)	8.238.140	6.109.507
Energia nuclear	-	19.916
	<u>8.238.140</u>	<u>6.129.423</u>
<u>Obrigações de ressarcimento</u>		
<u>PASSIVO CIRCULANTE</u>		
CCC de Sistemas Isolados (a)	19.423	11.238
PROINFA	299.632	655.158
Reembolso CDE (b)	77.153	36.332
	<u>396.208</u>	<u>702.728</u>
<u>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</u>		
CCC de Sistemas Isolados (a)	2.483.378	2.529.893
	<u>2.483.378</u>	<u>2.529.893</u>

a) Conta de consumo de combustível (CCC) de sistemas isolados

Com o advento da Lei 12.111/2009 e do Decreto 7.246/2010 foi alterada a sistemática de subvenção de geração de energia nos sistemas isolados. A subvenção pela CCC que até então subsidiava somente os custos com combustíveis, passa a reembolsar a diferença entre o custo total de geração da energia elétrica e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, do Sistema Interligado Nacional - SIN.

No custo total de geração de energia elétrica nos sistemas isolados, são incluídos os custos relativos a:

- contratação de energia e de potência associada;
- geração própria para atendimento da distribuição de energia elétrica;
- encargos e impostos;
- investimentos realizados; e
- 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.

Notas Explicativas

A conta de consumo de combustível de sistemas isolados refere-se aos valores a receber e recebidos da CCC nos respectivos períodos. A Companhia apresenta um valor a receber de R\$ 10.356.324 (R\$ 9.162.405 em 31 de dezembro de 2014) e um passivo de R\$ 2.502.801 (R\$ 2.541.131 em 31 de dezembro de 2014) 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.

b) 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.

Os efeitos destes itens foram registrados como redução de custo com energia elétrica comprada para revenda (Nota 41) em contrapartida a direitos de ressarcimento – Reembolso CDE/CCEE, de acordo com o CPC 07 / IAS 20 - Subvenção e Assistência Governamentais.

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	
	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE		
Elementos prontos	402.453	340.319
	<u>402.453</u>	<u>340.319</u>
NÃO CIRCULANTE		
Elementos prontos	441.223	296.269
Concentrado de urânio	7.723	130.396
Em curso - combustível nuclear	129.479	234.824
	<u>578.425</u>	<u>661.489</u>
	<u>980.878</u>	<u>1.001.808</u>

Notas Explicativas

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.

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	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Controladas				
Fumas	43.649	38.530	44.099	18.075
Chesf	-	-	348.887	590.015
Eletrosul	-	63.976	781.467	503.987
Eletronorte	-	12.984	37.079	24.556
CGTEE	120.505	18.391	-	-
Ceal	8.307	8.307	-	-
Cepisa	-	16.416	-	-
Eletoacre	12.787	12.787	-	-
	<u>185.248</u>	<u>171.391</u>	<u>1.211.532</u>	<u>1.136.633</u>
Outros investimentos	4.245	4.245	4.000	4.000
Total:	<u>189.493</u>	<u>175.636</u>	<u>1.215.532</u>	<u>1.140.633</u>

Os valores apresentados no consolidado referem-se a adiantamentos para futuro aumento de capital (AFACs) efetuado pelas controladas nas SPEs, destacando-se os AFACs na Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A., no valor de R\$ 84.847; na Chuí Holding S.A. no valor R\$ 431.913; na Livramento Holding S.A., no valor de R\$ 173.860 e na TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A., no valor de R\$ 101.000. Estes AFACs têm o objetivo de viabilizar os empreendimentos.

NOTA 15 – RISCO HIDROLÓGICO

Nos anos de 2014 e 2015 o país enfrentou condições hidrológicas adversas, fato que desencadeou uma série de consequências para o setor elétrico. Especificamente para as geradoras participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, a baixa geração de energia das usinas hidráulicas em patamares abaixo da Garantia Física do MRE ocasionou a redução do fator de ajuste do MRE ou Generation Scaling Factor – GSF.

Essa redução interferiu diretamente na entrega de energia para cumprimento dos contratos de fornecimento, pois devido à insuficiência de energia, as geradoras ficam expostas ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD no Mercado de Curto Prazo para conseguirem honrar com seus contratos, incorrendo efeitos econômico-financeiros negativos.

A Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, dentre outras questões estabelece as condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica aos agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. De acordo com o disposto no art. 1º da norma, o risco hidrológico pode ser repactuado, desde que haja anuência da ANEEL, e com efeitos retroativos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração de energia elétrica.

A ANEEL, em função do disposto na Lei, por meio da Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, estabeleceu os critérios e as demais condições para a repactuação.

Observados os critérios e condições definidas na norma, a SFF (Secretaria de Fiscalização Financeira da ANEEL) entende que as empresas interessadas na repactuação possuem condições plenas de quantificarem os montantes de energia elegíveis, tanto para o ACR quanto para o ACL. Destaca-se que não só as informações dos montantes são de conhecimento da empresa, mas como a decisão pela repactuação é de seus administradores, e ao Órgão Regulador caberia apenas homologar os valores. Uma vez que as informações fornecidas pelas empresas aderentes à repactuação estejam consistentes às premissas estabelecidas na legislação, não haveria discricionariedade por parte do regulador quanto à homologação da repactuação. O GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante que será compensando com os prêmios de risco calculados pelas controladas que optaram por aderir à repactuação – Eletronorte, Eletrosul, Furnas e Amazonas GT.

Notas Explicativas

A Lei nº 13.203/2015 é objetiva ao estabelecer que os efeitos de tal repactuação devem ser aplicados a partir de 1º de janeiro de 2015 e, sendo assim, as demonstrações financeiras de 2015, para que retratem a realidade dos fatos ocorridos no exercício, deverão refletir os efeitos da repactuação. Os elementos são: a) os montantes são fornecidos à ANEEL pela própria empresa; ii) a norma que definiu os critérios é conhecida, e foi aprovada ainda no exercício de 2015, produzindo seus efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015; iii) a decisão pela repactuação parte da administração da empresa, não havendo julgamento da decisão da administração pelo regulador; e iv) obedecidos os critérios definidos pela norma, caberá a ANEEL apenas a confirmação dos dados fornecidos pelas empresas, com a consequente homologação. A composição dos valores contabilizados em 2015 em decorrência da repactuação do risco hidrológico, referente aos contratos firmados no Ambiente de Contratação Regulado – ACR são os seguintes:

	<u>CONSOLIDADO</u>
	<u>31/12/2015</u>
UHE Tucuruí	312.414
UHE Serra da Mesa	189.367
UHE Mascarenhas de Moraes	79.076
UHE Itumbiara	67.487
UHE Simplício	54.371
UHE Batalha	25.939
UHE Balbina	24.928
UHE Mauá	14.968
UHE Manso	13.813
UHE Passo São João	5.918
UHE São Domingos	<u>5.708</u>
	793.990
Total do Ativo Circulante	195.830
Total do Ativo Não Circulante	<u>598.160</u>
TOTAL	<u>793.990</u>

Notas Explicativas

**NOTA 16 – INVESTIMENTOS**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Avaliados por Equivalência Patrimonial				
a) Controladas				
Eletronorte	11.912.412	13.158.185	-	-
Furnas	10.171.122	10.327.900	-	-
Chesf	8.811.169	9.483.869	-	-
Eletrosul	4.385.308	5.262.369	-	-
Eletropar	120.338	117.951	-	-
Eletronuclear *	-	4.792.158	-	-
Distribuidora Acre *	-	53.100	-	-
Distribuidora Rondônia *	-	104.066	-	-
CELG - D **	-	108.872	-	-
	<u>35.400.349</u>	<u>43.408.470</u>	-	-
b) Coligadas				
CTEEP	924.185	927.814	942.732	946.187
CEMAR	653.419	554.817	653.419	554.817
CEEE-GT	448.274	449.336	448.274	449.336
Energisa MT	385.318	376.031	385.318	376.031
EMAE	296.828	265.552	307.195	275.214
Lajeado Energia	219.173	206.282	219.173	206.282
Energética Águas da Pedra S.A.	-	-	208.795	184.632
CEB Lajeado	80.353	71.723	80.353	71.723
Paulista Lajeado	23.507	18.119	23.507	18.119
CEEE-D	-	7.476	-	7.476
	<u>3.031.057</u>	<u>2.877.150</u>	<u>3.268.766</u>	<u>3.089.817</u>
c) Controlada em conjunto				
Norte Energia	1.039.632	802.964	3.469.789	2.676.578
Madeira Energia S.A.	-	-	2.896.068	2.724.068
ESBR Participações S.A.	-	-	2.807.626	2.907.364
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	-	-	912.098	822.342
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	-	-	887.528	842.103
Teles Pires Participações	-	-	662.564	496.425
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	621.873	547.784
Enerpeixe S.A.	-	-	561.282	555.860
Empresa de Energia São Manoel	-	-	103.314	(594)
Chapecoense Geração S.A.	-	-	415.501	364.522
Belo Monte Transmissora de Energia	-	-	391.058	12.081
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	-	318.972	181.526
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	-	-	270.252	275.960
Goiás Transmissão S.A.	-	-	190.245	138.436
Companhia Energética SINOP S.A.	-	-	179.052	177.772
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	-	-	176.941	163.434
Integração Transmissora de Energia S.A.	-	-	175.572	169.450
Transnorte Energia S.A. Total	-	-	148.373	51.656
MGE Transmissão S.A.	-	-	136.755	118.953
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	-	-	134.739	139.719
Transenergia Renovável S.A.	-	-	128.418	96.813
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	-	-	120.873	115.568
Retiro Baixo Energia S.A.	-	-	121.774	111.906
Rouar	111.775	70.044	111.775	70.044
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	-	-	100.726	67.383
CHC	98.514	79.081	98.514	79.081
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	-	-	97.154	85.368
Transenergia São Paulo S.A.	-	-	91.141	83.116
Baguari Energia S.A.	-	-	82.721	85.815
Vamcruz Participações S.A.	-	-	73.368	-
Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	-	-	50.223	157.627
Mangue Seco II	16.889	16.726	16.889	16.726
Inambari	115	164	115	164
Outros	<u>195.241</u>	<u>132.810</u>	<u>1.445.077</u>	<u>1.275.443</u>
	<u>1.462.166</u>	<u>1.101.789</u>	<u>17.998.370</u>	<u>15.610.493</u>
SUBTOTAL	<u>39.893.572</u>	<u>47.387.409</u>	<u>21.267.136</u>	<u>18.700.310</u>
Provisão para perdas em investimentos	(98.628)	(164)	(489.866)	(164)
TOTAL	<u>39.794.944</u>	<u>47.387.245</u>	<u>20.777.270</u>	<u>18.700.146</u>

*Controlada com passivo a descoberto em 31/12/2015.

**Controlada classificada como ativo mantido para venda em 31/12/2015 (Vide Nota 43).

Notas Explicativas



	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Investimentos mantidos a valor justo				
AES Tietê	437.532	547.862	437.532	547.862
Coelce	196.429	200.868	196.429	200.868
Energisa	124.104	85.353	124.104	85.353
Cesp	87.023	168.789	87.023	168.789
Celipa	42.379	26.782	42.379	26.782
Celesc	41.513	61.897	41.513	61.897
CELPE	28.859	15.407	28.859	15.407
COPEL	24.492	38.116	24.492	38.116
CGEEP	17.662	27.199	17.662	27.199
CEB	6.130	6.021	6.130	6.021
Tangara	-	21.738	-	21.738
AES Eletropaulo	-	-	17.603	18.148
Energias do Brasil	-	-	17.888	13.327
CPFL Energia	-	-	25.861	31.500
Outros	12.020	12.110	109.785	107.364
	<u>1.018.143</u>	<u>1.212.142</u>	<u>1.177.260</u>	<u>1.370.371</u>

16.1 – Provisões para perdas em investimentos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
INAMBARI	115	164	115	164
CHC	98.513	-	98.513	-
ESBR Participações S.A.	-	-	15.500	-
Madeira Energia S.A.	-	-	97.010	-
Teles Pires Participações	-	-	230.823	-
Empresa de Energia São Manoel	-	-	47.905	-
	<u>98.628</u>	<u>164</u>	<u>489.866</u>	<u>164</u>

Em 31 de dezembro de 2015 foi constituída provisão para perdas no investimento no montante de R\$ 489.751 mil, tendo como contrapartida a conta de provisões operacionais (vide Nota 43), decorrentes de perdas por redução ao valor recuperável nas participações societárias das Companhias CHC, ESBR participações, Madeira Energia S.A, Teles Pires Participações e Empresa de Energia São Manoel.

16.2 – Ajustes de políticas contábeis em coligadas

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
CTEEP	962.995	898.827
CEEE-GT	34.695	21.184
CEEE-D	-	21.206
	<u>997.690</u>	<u>941.217</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

Notas Explicativas



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.

16.3 - Mutação dos investimentos

Segue abaixo a movimentação dos investimentos mais relevantes da Companhia:

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2014	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Outros	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2015
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA									
FURNAS	10.327.900	-	(86.799)	-	-	-	-	(69.979)	10.171.122
CHESF	9.483.869	-	(198.786)	-	-	-	-	(473.914)	8.811.169
ELETROSUL	5.262.369	-	(3.080)	63.976	(77)	(25.592)	-	(912.287)	4.385.308
ELETRONORTE	13.158.185	-	13.391	12.984	(68)	(1.373.222)	-	101.142	11.912.412
ELETRONUCLEAR	4.792.158	-	-	-	-	-	(358)	(4.791.800)	-
ELETROPAR	117.951	-	(969)	-	-	(1.046)	-	4.401	120.338
ED ACRE	53.100	-	-	-	-	-	-	(53.100)	-
ED RONDONIA	104.066	-	-	-	-	-	-	(104.066)	-
CELG D	108.872	-	-	-	-	-	-	(108.872)	-
EÓLICA MANGUE SECO	16.726	-	-	-	-	-	-	163	16.889
CHC	79.081	-	33.187	-	-	-	-	(13.753)	98.514
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	802.964	-	-	245.249	-	-	-	(8.581)	1.039.632
INAMBARI	164	-	1	-	-	-	-	(50)	115
CEEE-GT	449.336	-	(16.795)	-	-	-	1.560	14.173	448.274
EMAE	265.552	-	9.362	-	-	(1.416)	-	23.330	296.828
CTEEP	927.814	-	-	-	-	(118.442)	-	114.813	924.185
CEMAR	554.817	-	-	-	-	-	-	121.778	653.419
REDE LAJEADO	206.282	-	39	-	-	(24.162)	-	37.014	219.173
CEB LAJEADO	71.723	-	11	-	-	(8.966)	-	17.586	80.353
CEEE-D	7.476	-	2.956	-	-	-	-	(10.432)	-
PAULISTA LAJEADO	18.119	-	-	-	-	-	925	4.463	23.507
ROUAR	70.044	-	34.202	-	-	-	-	7.529	111.775
ENERGISA MT	376.031	-	587	-	-	(4.218)	-	12.918	385.318
Outros	132.810	-	62.431	-	-	-	-	-	195.241
TOTAL DE INVESTIMENTOS	47.387.409	-	(150.262)	322.209	(144)	(1.579.316)	1.202	(6.087.523)	39.893.572
MUTAÇÃO DO PASSIVO A DESCOBERTO - CONTROLADORA									
ED PIAUI	(141.056)	-	(13.521)	16.416	-	-	-	(562.987)	(701.148)
ED RORAIMA	(69.726)	-	2.199	-	-	-	-	(270.116)	(337.643)
AMAZONAS	(2.019.381)	-	(168)	-	-	-	-	(2.344.048)	(4.363.597)
ED ACRE	-	-	177	-	-	-	-	(125.593)	(125.416)
ED RONDONIA	-	-	213	-	-	-	-	(456.771)	(456.558)
CGTEE	(552.998)	-	(9.208)	-	-	-	-	(648.302)	(1.210.508)
ELETRONUCLEAR	118.790	-	(29.620)	-	-	-	-	(321.651)	(351.271)
ED ALAGOAS	(11.075)	-	16.004	-	-	-	-	(252.585)	(247.656)
TOTAL PASSIVO A DESCOBERTO	(2.794.236)	-	(33.924)	16.416	-	-	-	(4.982.053)	(7.793.798)
LÍQUIDO	44.593.173	-	(184.186)	338.625	(144)	(1.579.316)	1.202	(11.069.577)	32.099.774

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2013 (Reapresentado)	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Ganho / Perda de Capital	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	11.258.430	-	(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)	117.951
ED RORAIMA	8.294	-	(2.129)	-	-	(6.165)	-
ED ACRE	-	33.107	(408)	(12.722)	-	-	53.100
ED RONDONIA	-	-	-	-	-	104.066	104.066
CELG D	-	49.808	-	-	-	59.064	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	453.260	(1.128.396)	(23.196)	(1.140.862)	(192.792)	47.387.409
MUTAÇÃO DO PASSIVO A DESCOBERTO - CONTROLADORA							
ED PIAUI	(219.476)	-	40.484	-	-	37.936	(141.056)
ED RORAIMA	-	-	-	-	-	(69.726)	(69.726)
ED RONDONIA	(188.655)	-	-	-	-	188.655	-
AMAZONAS	(2.492.500)	-	156	-	-	472.963	(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	(3.217.273)	197.524	171.105	-	-	54.408	(2.794.236)
LÍQUIDO	46.202.122	650.784	(957.291)	(23.196)	(1.140.862)	(138.384)	44.593.173

Notas Explicativas



O valor do passivo a descoberto está registrado na rubrica Provisão para passivo a descoberto.

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2014	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Outros	Equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2015
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO									
EÓLICA MANGUE SECO	16.726	-	-	-	-	-	-	163	16.889
CHC	79.081	-	33.187	-	-	-	-	(13.753)	98.514
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	2.676.578	245.249	-	245.249	326.671	-	-	(23.958)	3.469.789
INAMBARI	164	-	1	-	-	-	-	(50)	115
CEEE-GT	449.336	-	(16.795)	-	-	-	-	14.173	448.274
EMAE	275.214	-	9.271	-	-	(1.416)	-	24.126	307.195
CTEEP	946.187	-	(949)	-	-	(120.648)	1.560	118.142	942.732
CEMAR	554.817	-	-	-	-	(23.176)	-	121.778	653.419
REDE LAJEADO	206.282	-	39	-	-	(24.162)	-	37.014	219.173
CEB LAJEADO	71.723	-	11	-	-	(8.966)	-	17.586	80.353
CEEE-D	7.476	-	2.956	-	-	-	-	(10.432)	-
PAULISTA LAJEADO	18.119	-	-	-	-	-	925	4.463	23.507
ROUAR	70.044	-	34.202	-	-	-	-	7.529	111.775
ENERGISA MT	376.031	-	587	-	-	(4.218)	-	12.918	385.318
ESBR Participações S.A.	2.907.364	180.000	-	-	-	-	-	(279.738)	2.807.626
Empresa de Energia São Manoel	(594)	105.667	-	-	-	-	-	(1.759)	103.314
Madeira Energia S.A.	2.724.068	164.970	-	-	-	-	-	7.030	2.896.068
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	842.103	-	-	-	-	-	-	45.425	887.528
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	822.342	-	-	-	-	(27.991)	-	117.747	912.098
Enerpeixe S.A.	555.860	-	-	-	-	(62.685)	-	68.107	561.282
Belo Monte Transmissora de Energia	12.081	194.040	-	-	194.040	-	-	(9.103)	391.058
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	67.383	29.400	-	-	-	-	-	3.943	100.726
Transnorte Energia S.A.	51.656	-	-	-	106.330	-	-	(9.613)	148.373
Manaus Transmissora de Energia S.A.	547.784	17.420	-	-	26.800	(50)	-	29.919	621.873
Teles Pires Participações	496.425	252.278	-	-	-	-	-	(86.139)	662.564
Chapecoense Geração S.A.	364.522	-	-	-	-	(22.288)	-	73.267	415.501
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	275.960	16.000	-	-	-	2.660	-	(24.368)	270.252
Energética Águas da Pedra S.A.	184.632	2.450	-	-	-	(3.455)	-	22.718	208.795
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	181.526	116.865	-	-	-	(5.780)	-	26.361	318.972
Companhia Energética SINOP S.A.	177.772	-	-	-	-	-	-	1.280	179.052
Integração Transmissora de Energia S.A.	169.450	-	-	-	-	(19.575)	-	25.697	175.572
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	163.434	-	-	-	-	(31.968)	-	45.475	176.941
Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	157.627	-	-	-	-	1.163	-	(108.567)	50.223
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	139.719	-	-	-	-	-	-	(4.980)	134.739
GOIÁS TRANSMISSÃO S.A.	138.436	-	-	-	-	-	-	(14.757)	66.566
MGE TRANSMISSÃO S.A.	118.953	-	-	1.960	-	(4.634)	-	20.476	136.755
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	115.568	-	-	-	-	(4.067)	-	9.372	120.873
Retiro Baixo Energia S.A.	111.906	-	-	2.695	-	-	-	7.173	121.774
Transenergia Renovável S.A.	96.813	-	-	-	-	(7.172)	-	38.777	128.418
VAMCRUZ PARTICIPAÇÕES S.A.	-	392	72.995	-	-	(523)	-	504	73.368
BAGUARI ENERGIA S.A.	85.815	-	-	-	-	(9.320)	-	6.226	82.721
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	85.368	-	-	-	-	(1.531)	-	13.317	97.154
Transenergia São Paulo S.A.	83.116	-	-	1.960	-	-	-	6.065	91.141
Outros	1.275.443	257.946	62.431	60.391	106.470	(40.229)	(151.824)	(125.551)	1.445.077
TOTAL DE INVESTIMENTOS	18.700.310	1.582.677	197.936	312.255	762.761	(433.864)	(150.264)	295.326	21.267.136

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								
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)	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
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



16.4 Informações do valor de mercado das investidas

Empresas de capital aberto	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado (*)	
			31/12/2015	31/12/2014
CTEEP	Equivalência Patrimonial	35,37%	2.589.826	2.395.593
CEMAR	Equivalência Patrimonial	33,55%	989.887	910.593
AES Tiete	Valor de mercado	7,94%	437.532	547.862
ENERGISA MT	Equivalência Patrimonial	27,52%	335.109	293.887
COELCE	Valor de mercado	7,06%	196.429	200.868
ENERGISA S.A	Valor de mercado	2,99%	116.497	85.353
CESP	Valor de mercado	2,05%	87.023	168.789
CEEE- GT	Equivalência Patrimonial	32,59%	76.904	143.783
CEEE-D	Equivalência Patrimonial	32,59%	65.302	102.492
EMAE	Equivalência Patrimonial	39,02%	60.404	54.061
CELPA	Valor de mercado	1,15%	42.379	26.782
CELESC	Valor de mercado	10,75%	41.513	61.897
AES Eletropaulo	Valor de mercado	1,25%	32.098	32.098
CELPE	Valor de mercado	1,56%	28.859	15.407
COPEL	Valor de mercado	0,56%	24.492	38.116
Energias do Brasil	Valor de mercado	0,31%	20.357	20.357
CGEEP - DUKE	Valor de mercado	0,47%	17.662	27.199
CEB	Valor de mercado	3,29%	6.130	6.021
CELGPAR	Valor de mercado	0,07%	92	184

(*) Baseado na cotação das ações na data-base.

Notas Explicativas

**EMPRESAS DE CAPITAL FECHADO**

Empresas de capital fechado	Método de Avaliação	Participação	31/12/2015	31/12/2014
Angical 2 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	-	12.727
Arapapá Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,90%	-	5.128
Carcará Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	-	12.000
Ceb Lajeado	Equivalência Patrimonial	40,07%	351.756	330.218
Lajeado Energia	Equivalência Patrimonial	40,07%	998.348	966.177
Paulista Lajeado	Equivalência Patrimonial	40,07%	108.639	95.192
Acauã Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,93%	-	7.679
Amapari Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	-	(1.542)
Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	84.316	81.219
Baguari Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	30,61%	270.222	280.329
Banda de Couro Energética S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.893	1.962
Baraúnas I Energética S/A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	35.420	(54)
Baraúnas II Energética S/A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.193	1.257
Bom Jesus Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	2.553	14.470
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,71%	243.156	227.478
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	83.257	84.553
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	135.793	136.610
Cachoeira Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.565	9.559
Caititu 2 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	-	12.728
Caititu 3 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	-	12.727
Caldas Novas	Equivalência Patrimonial	49,90%	27.175	25.744
Carnaúba I Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	17.724	17.013
Carnaúba II Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	14.094	13.763
Carnaúba III Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	12.521	12.262
Carnaúba V Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	18.515	18.277
Central Eólica Famosa I S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	15.262	14.310
Central Eólica Pau Brasil S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.946	9.518
Central Eólica Rosada S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	18.645	17.700
Central Eólica São Paulo S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	11.430	10.772
Cervantes I Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	11.228	12.336
Cervantes II Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	9.315	9.216
Chapecoense Geração S.A.	Equivalência Patrimonial	40,00%	1.038.751	911.306
Chuí Holding S.A	Equivalência Patrimonial	49,00%	(15.708)	76.521
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	-	42.500
Companhia Energética Sinop S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	500.411	355.294
Construtora Integração Ltda	Equivalência Patrimonial	49,00%	92.026	91.908
Corrupião 3 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,95%	-	12.727
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	63.984	43.899
Coxilha Seca	Equivalência Patrimonial	99,99%	-	87
Coqueirinho 2 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,98%	-	21.419
Energética Águas da Pedra S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	430.564	365.634
Energia dos Ventos I S.A. *	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	14.803
Energia dos Ventos II S.A. *	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	8.992
Energia dos Ventos III S.A. *	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	13.337
Energia dos Ventos IV S.A. *	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	19.458
Energia dos Ventos V S.A. **	Equivalência Patrimonial	99,99%	-	1.897
Energia dos Ventos VI S.A. **	Equivalência Patrimonial	99,99%	-	2.596
Energia dos Ventos VII S.A. **	Equivalência Patrimonial	99,99%	-	2.816
Energia dos Ventos VIII S.A. **	Equivalência Patrimonial	99,99%	-	1.856
Energia dos Ventos IX S.A. **	Equivalência Patrimonial	99,99%	-	1.990
Energia dos Ventos X S.A. *	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	11.851

(*) As empresas foram alienadas durante o primeiro trimestre de 2015.

(**) Em 31 de dezembro de 2015 foi concluída a operação de compra da participação da Alupar.

Notas Explicativas



Empresas de capital fechado	Método de Avaliação	Participação	31/12/2015	31/12/2014
Enerpeixe S.A.	Equivalência Patrimonial	40,00%	1.403.204	1.389.649
ESBR Participações S.A.	Equivalência Patrimonial	40,00%	7.019.063	7.268.412
Étau - Empresa de Transmissão Alto Uruguai	Equivalência Patrimonial	27,42%	89.859	92.190
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A. ***	Equivalência Patrimonial	100,00%	-	14.652
Fronteira Oeste Transmissora de Energia	Equivalência Patrimonial	51,00%	49.873	23.183
Goiás Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	388.255	282.522
Eólica Hermenegildo I	Equivalência Patrimonial	99,99%	-	(374)
Eólica Hermenegildo II	Equivalência Patrimonial	99,99%	-	(146)
Eólica Hermenegildo III	Equivalência Patrimonial	99,99%	-	(113)
Inambari Geração de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	29,40%	405	559
Integração Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	391.140	342.198
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.996.044	1.543.620
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	650.964	370.460
Linha Verde Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	100,00%	-	(67.518)
Livramento Holding S.A.	Equivalência Patrimonial	52,53%	(306.324)	(176.657)
Luziânia - Niquelândia Transmissora S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	43.227	32.699
Madeira Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	39,00%	6.755.683	6.994.900
Manaus Construtora Ltda.	Equivalência Patrimonial	49,50%	38.289	24.221
Manaus Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,50%	1.167.072	1.106.631
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	20,00%	94.893	45.214
MGE Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	279.092	242.762
Morro Branco I Energética S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	34.733	31.734
Mussambê Energética S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	44.334	40.726
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	1.809.867	1.715.791
Norte Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,98%	6.947.265	5.353.094
Papagaio Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,96%	-	13.380
Paranaíba	Equivalência Patrimonial	24,50%	411.127	275.032
Pedra Branca S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	35.902	29.094
Pitimbu Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	2.117	14.265
Puná I Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	18.362	18.187
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	81.365	87.106
Retiro Baixo Energética S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	229.872	231.880
Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	102.495	321.687
São Caetano Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	2.831	20.160
São Caetano I Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	2.320	14.395
São Galvão Eólica	Equivalência Patrimonial	49,00%	2.740	19.000
São Pedro do Lago S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	33.516	33.198
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	183.076	102.467
Serra do Facão Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,47%	91.022	3.314
Sete Gameleiras S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	46.711	42.447
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	361.105	333.540
Tamanduá Mirim 2 Energia S.A. ***	Equivalência Patrimonial	83,01%	-	21.295
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	59.569	114.169
Teles Pires Participações S.A.	Equivalência Patrimonial	49,40%	1.393.056	998.870
Transenergia Goiás S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	62.239	32.455
Transenergia Renovável S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	262.077	197.578
Transenergia São Paulo S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	186.001	173.623
Cia. Transirapé de Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	24,50%	77.798	65.853
Cia. Transleste de Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	24,00%	73.226	65.066
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	192.049	164.875
Transnorte Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	49,00%	345.706	105.417
Cia. Transudeste de Transmissão S.A.	Equivalência Patrimonial	25,00%	71.599	59.905
Triângulo Mineiro	Equivalência Patrimonial	49,00%	168.480	79.753
Teiú 2 Energia S.A.	Equivalência Patrimonial	99,90%	-	10.190
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. - TSBE	Equivalência Patrimonial	80,00%	337.815	344.950
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A. - TSLE	Equivalência Patrimonial	51,00%	264.197	273.959

(***) Em 31 de dezembro de 2015, a Chesf adquiriu o controle sobre a SPE

Notas Explicativas



Empresas de capital fechado	Método de Avaliação	Participação	31/12/2015	31/12/2014
Complexo Eólico Vamcruz	Equivalência Patrimonial	49,00%	252.689	148.971
Vale do São Bartolomeu	Equivalência Patrimonial	39,00%	144.792	41.354
Complexo Eólico Chapada do Piauí II	Equivalência Patrimonial	49,00%	249.030	179.310
Complexo Eólico Chapada do Piauí I	Equivalência Patrimonial	49,00%	205.386	196.237
Mata de Santa Genebra	Equivalência Patrimonial	49,90%	60.793	52.459
Belo Monte Transmissora	Equivalência Patrimonial	49,00%	748.076	24.336
Lago Azul Transmissão	Equivalência Patrimonial	49,90%	14.050	3.948
Ventos de São Rafael	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	(6)
Ventos de São Cirilo	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	(4)
Ventos de São Bento	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	(6)
Ventos de Santo Antônio	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	(4)
Ventos de Santa Vera	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	(4)
Ventos de Santa Marcella	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	(5)
Itaguaçu da Bahia	Equivalência Patrimonial	49,00%	24.078	(6)
Ventos de Santa Luzia	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	(5)
Ventos de Santa Madalena	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	(6)
Ventos de São João	Equivalência Patrimonial	0,00%	-	(5)
CSE Centro de Soluções Estratégicas	Equivalência Patrimonial	49,90%	2.299	3.400
Tijoa Participações e Investimentos	Equivalência Patrimonial	49,90%	11.355	1.635
Energia Olímpica S.A.	Equivalência Patrimonial	49,90%	4.984	(426)
Empresa de Energia São Manoel	Equivalência Patrimonial	33,33%	213.945	(1.782)

16.5 Resumo das informações dos empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

I - Ativo e Passivo

Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	31/12/2015											
		ATIVO					PASSIVO						
		Circulante		Não Circulante			Circulante		Não Circulante			Patrimônio líquido	Total Passivo
		Caixa e equivalente de caixa	Outros ativos	Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos	Total Ativo	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos			
Belo Monte Transmissora de Energia	49,00%	332.604	4.199	920.165	-	1.256.968	453.882	46.277	-	8.733	748.076	1.256.968	
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	49,71%	16.467	24.149	279.599	-	320.215	11.280	13.838	-	51.941	243.156	320.215	
Chapcoense Geração S.A.	40,00%	176.308	180.185	3.075.967	162.724	3.595.184	136.322	311.290	1.404.553	704.268	1.038.751	3.595.184	
Companhia Energética Sinop	49,00%	53.385	3.445	844.733	2.491	904.054	328.022	56.012	-	19.609	500.411	904.054	
Energética Águas da Pedra S.A.	49,00%	61.765	39.300	753.115	17.353	871.533	34.917	54.031	339.843	12.178	430.564	871.533	
Enxepex S.A.	40,00%	82.946	76.736	1.596.186	50.194	1.806.062	-	172.744	-	230.114	1.403.204	1.806.062	
ESBR Participações	40,00%	-	908.570	21.685.558	1.655.056	24.249.184	-	1.422.013	11.299.857	4.508.251	7.019.063	24.249.184	
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	49,00%	41.833	646.081	4.149.365	-	4.837.279	197.250	151.399	2.215.079	546.746	1.726.805	4.837.279	
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	-	33.485	1.114.685	16.723	1.164.893	-	-	339.848	174.081	650.964	1.164.893	
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	49,00%	36.235	112.742	496.085	-	645.062	31.182	9.001	120.166	93.573	391.140	645.062	
Madeira Energia S.A.	39,00%	299.963	1.308.256	22.180.387	1.182.376	24.970.982	450.779	1.700.678	14.061.238	1.507.190	7.251.097	24.970.982	
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,50%	32.198	188.813	2.376.236	9.351	2.606.598	69.707	272.606	786.943	310.270	1.167.072	2.606.598	
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	51.937	265.098	3.425.883	-	3.742.918	78.941	263.100	1.171.337	426.938	1.802.602	3.742.918	
Norte Energia S.A.	49,98%	489.804	442.450	29.964.727	271.620	31.168.601	-	719.033	23.280.595	229.708	6.939.265	31.168.601	
Santa Vitória do Palmar	49,00%	-	31.227	1.004.762	22.957	1.058.946	-	182.126	749.633	24.692	102.495	1.058.946	
Serra do Facão Energia S.A.	49,47%	31	52.441	2.044.386	99.362	2.196.220	41.126	163.051	401.137	1.499.884	91.022	2.196.220	
STM - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	-	60.313	699.181	3.866	763.360	-	-	162.093	240.162	361.105	763.360	
Teles Pires Participações	49,40%	130.877	98.058	4.886.124	236.137	5.351.196	191.893	293.229	3.392.921	80.097	1.393.056	5.351.196	
TSBE	80,00%	-	46.675	659.575	-	706.250	-	30.639	337.796	-	337.815	706.250	
TSLE	51,00%	-	49.433	914.407	-	963.840	-	91.522	495.271	112.850	264.197	963.840	
Chapada do Piauí I Holding S.A.	49,00%	-	51.418	809.359	132	860.909	-	-	523.242	160.933	176.734	860.909	
Chapada do Piauí II Holding S.A.	49,00%	-	85.298	864.913	-	950.211	-	-	512.068	189.113	249.030	950.211	
Chui Holding S.A.	49,00%	-	65.150	609.778	12.747	687.675	-	57.429	373.979	413.628	(157.361)	687.675	
Companhia Energética do Maranhão (CEMAR)	33,55%	310.893	1.963.260	2.573.627	271.559	5.119.339	253.910	711.799	1.997.641	207.715	1.948.274	5.119.339	
Lajeado Energia	40,07%	161.062	92.153	48	1.445.794	1.699.057	6.483	243.394	448.216	2.616	998.348	1.699.057	
CTEEP	35,37%	3.120	580.539	45.812	6.217.757	6.847.228	213.312	155.268	665.640	476.794	5.336.205	6.847.228	
CEEE-GT	32,59%	38.171	454.210	555.108	1.871.335	2.918.824	29.247	298.881	282.253	826.489	1.481.954	2.918.824	
Energisa MT	27,52%	192.754	1.198.769	1.909.436	1.365.792	4.666.751	170.545	918.080	1.297.616	930.884	1.349.626	4.666.751	
CEEE-D	32,59%	73.961	801.912	2.165.618	274.473	3.315.964	4.954	1.346.254	474.965	1.973.387	(483.596)	3.315.964	
Outros		1.137.504	994.618	10.606.468	1.661.908	14.400.498	1.128.125	1.838.403	3.176.337	1.836.613	6.421.018	14.400.498	

Notas Explicativas

**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
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	49,71%	277.484	13.734	16.277	51.884	223.057
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
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
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
Enpeixe 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
Madeira Energia S.A	39,00%	20.998.021	1.745.534	13.049.395	2.699.260	6.994.900
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
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
Outros		17.618.999	7.097.495	7.658.275	6.354.105	10.704.114

II - Resultado

31/12/2015						
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização
Belo Monte Transmissora de Energia	881.398	55.344	(53.783)	(8.599)	(18.260)	(52)
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	36.641	1.623	(2.473)	(9.035)	20.099	-
Chapecoense Geração S.A.	738.792	32.149	(143.821)	(119.721)	183.166	(34.867)
Companhia Energética Sinop	-	3.362	15.052	2.491	10.119	(179)
Energética Águas da Pedra S.A.	188.908	5.194	(30.325)	(7.187)	37.489	(20.430)
Enpeixe S.A.	435.627	8.389	(46.278)	(8.150)	170.269	(49.385)
ESBR Participações S.A.	2.412.946	13.446	(686.016)	348.386	(699.349)	(433.313)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	279.257	3.105	(25.245)	(27.667)	53.798	(26)
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	610.279	25.100	(249.207)	(102.072)	240.216	(103)
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	92.484	3.701	(13.744)	(13.408)	51.267	-
Madeira Energia S.A.	2.604.869	161.751	(1.128.693)	614.983	18.026	(480.611)
Manaus Transmissora de Energia S.A.	174.519	5.064	(79.158)	(29.656)	52.446	-
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	340.080	4.357	(138.058)	(63.807)	113.850	-
Norte Energia S.A	120.653	93.444	(86.679)	23.886	(40.819)	(6.195)
Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	94.618	2.061	(88.409)	(3.499)	(227.750)	(46.109)
Serra do Facão Energia S.A.	280.164	3.318	(272.574)	62.402	(135.032)	(43.587)
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	159.741	3.805	(28.589)	(23.234)	92.806	(111)
Teles Pires Participações	354.316	14.978	(184.328)	57.671	(188.695)	(57.283)
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	73.863	4.407	(35.495)	(3.442)	(31.964)	(10)
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	150.922	2.077	(63.619)	495	(19.026)	-
Chapada do Piauí I Holding S.A.	44.733	265	(44.205)	(1.455)	(19.511)	(12.104)
Chapada do Piauí II Holding S.A.	-	-	(4.590)	-	(4.813)	-
Chuí Holding S.A.	73.031	271	(23.104)	(2.348)	(233.111)	(18.222)
Companhia Energética do Maranhão (CEMAR)	2.738.793	388.912	(368.729)	(79.311)	363.803	(127.052)
Lajeado Energia	489.975	23.351	(67.944)	(26.879)	92.373	(28.767)
CTEEP	1.089.287	121.244	(125.566)	(85.270)	504.430	(7.776)
CEEE-GT	671.279	247.884	(195.384)	66.419	84.947	(26.445)
Energisa MT	3.483.404	255.036	(378.233)	(24.433)	45.246	(118.601)
CEEE-D	3.376.936	460.746	(532.921)	40.766	(514.244)	(58.633)
Outros	2.086.060	155.620	(308.281)	(126.743)	331.230	(87.497)

Notas Explicativas



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)

16.5.1 - 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. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A controlada apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 269.740 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 147.841), prejuízos acumulados de R\$ 931.295 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 678.710) e passivo a descoberto de R\$ 247.656 (R\$ 11.075 em 31 de dezembro de 2014) 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. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A controlada apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 1.010.468 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 512.717), prejuízos acumulados de R\$ 1.781.895 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 1.221.058) e passivo a descoberto de R\$ 456.558 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 104.066) 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. A principal atividade é a distribuição de energia

Notas Explicativas

elétrica. A controlada apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 754.935 (31 de dezembro de 2014 – 118.864), prejuízos acumulados de R\$ 1.966.531 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 1.403.544) e passivo a descoberto de R\$ 701.150 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 141.058) e depende do suporte financeiro da Companhia.

d) Amazonas D. – 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 controlada apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 2.447.607 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 442.063), prejuízos acumulados de R\$ 8.971.348 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 7.570.404) e passivo a descoberto de R\$ 4.363.598 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 2.962.486). Em 1º de julho de 2015, a controlada iniciou o processo de desverticalização, no qual as atividades de geração e transmissão de energia elétrica foram segregadas de sua atividade de distribuição (vide Nota 1).

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 controlada apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 432.232 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 73.865), prejuízos acumulados de R\$ 1.020.541 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 750.425) e passivo a descoberto de R\$ 337.643 (patrimônio líquido de R\$ 69.726 em 31 de dezembro de 2014) 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 controlada apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 139.542 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 21.021), prejuízos acumulados de R\$ 605.232 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 420.461) e passivo a descoberto de R\$ 129.683 (R\$ 54.906 em 31 de dezembro de 2014).

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 43). 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%. Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia classificou a referida controlada como ativo mantido para venda, uma vez que atendeu os critérios contábeis para tal classificação. (Vide Nota 43).

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,

Notas Explicativas

abrangendo uma área de 336.871 km²*, regulada pelo Contrato de Concessão nº 63, de 25 de agosto de 2000, celebrado entre a ANEEL, CELG D e o então acionista controlador.

A Celg-D teve sua concessão prorrogada conforme assinatura, em 29 de dezembro de 2015, do quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 63/2000 – ANEEL, vide Nota 2.2.

(*) informações não auditadas pelos auditores independentes.

16.5.2 – 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\$ 241.869 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 1.127.268), prejuízos acumulados de R\$ 6.877.187 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 1.759.129) e passivo a descoberto de R\$ 351.588 (patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2014 – R\$ 4.796.475) e depende do suporte financeiro da Companhia.

(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.

(c) 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.

Em 31 de dezembro de 2015, os trâmites necessários para efetiva retirada da CTEEP na composição acionária da SPE Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A. foram concluídos junto ao órgão regulador – ANEEL. Dessa forma a Controlada Chesf passou a deter 100% de participação acionária na Extremoz.

Notas Explicativas

No final de 2015, a Chesf adquiriu o controle sobre a SPE Tamanduá Mirim 2 Energia S.A., pertencente ao Complexo Eólico Pindaí III, mediante a diluição, de forma definitiva, da participação acionária do Sócio Sequoia Capital Ltda. no referido empreendimento. Sendo assim, a Controlada Chesf passou a deter o controle com 83,01% de participação acionária nesse empreendimento.

(d) 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.

(e) 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*.

(f) 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\$ 599.918 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 392.282).

A CGTEE apresentou em 31 de dezembro de 2015 um prejuízo acumulado de R\$ 2.017.708, ante um prejuízo acumulado de R\$ 1.369.341 em 31 de dezembro de 2014. O resultado determinou um passivo a descoberto de R\$ 1.210.628 (R\$ 553.052 em 31 de dezembro de 2014).

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 depende do apoio financeiro da Eletrobras para sua manutenção operacional, bem como para execução dos investimentos futuros necessários.

(g) Amazonas GT. – tem como atividades principais a geração e transmissão de energia elétrica no Estado do Amazonas. A investida apresenta capital circulante líquido

Notas Explicativas

negativo de R\$ 517.988, patrimônio líquido de R\$ 192.667 e prejuízo acumulado de R\$ 243.206 e depende do suporte financeiro da Companhia. Em 1º de julho de 2015, a investida foi constituída como controlada da Amazonas D, decorrente do processo de desverticalização da Amazonas Energia (vide Nota 1).

(*) informações não auditadas pelos auditores independentes.

16.5.3 - 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. – Eletropar - controlada pela Companhia, e tem por objeto social a participação no capital social de outras sociedades. Em 15 de dezembro de 2015, a Assembleia Geral de Credores da Eletronet S.A., a qual a Eletropar é acionista, deliberaram pela quitação das obrigações da Eletronet, tendo sido requerida a declaração judicial de extinção de obrigações e o encerramento da falência, com a retomada do exercício ordinário de suas atividades e a produção dos demais efeitos pertinentes.

c) Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT – sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE-Par, empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto explorar sistemas de produção e transmissão de energia elétrica.

d) Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D – sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE-Par, empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto a distribuição de energia elétrica em 72 municípios do Rio Grande do Sul, atendendo aproximadamente 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

Notas Explicativas

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 2015 capital circulante líquido de R\$ 350.275 (31 de dezembro de 2014 - capital circulante líquido negativo de R\$ 175.224), o resultado determinou um patrimônio líquido de R\$ 1.844.970 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 728.437) e lucros acumulados de R\$ 392.340 (31 de dezembro de 2014 - prejuízos acumulados de R\$ 392.340).

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 2015 de R\$ 112.812 (31 de dezembro de 2014 R\$ 116.473).

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.

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 2015, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 359.526 (31 de dezembro de 2014 - capital circulante líquido de R\$ 175.280).

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

Notas Explicativas

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 2015, 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\$ 543.238 mil. Para equalização da situação do capital circulante negativo, a investida conta com os aportes de recursos de seus acionistas. Parte da situação financeira da MESA é afetada pelo 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 (o acima citado direito de ressarcimento junto ao CCSA). Assim, sob o valor total do dispêndio reembolsável de R\$ 1.509.441, foi reconhecida uma provisão para perda cujo valor atualizado em 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 678.551 (R\$ 678.551 em 31 de dezembro de 2014), o que reflete o valor líquido esperado de recebimento de R\$ 830.890 (R\$ 756.227 em 31 de dezembro de 2014).

Para dirimir dúvidas quanto à utilização do limitador contratual considerado no cálculo de parte do resultado líquido da antecipação do cronograma de entrada em operação comercial da usina, prevista no 2º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), que originou o referido impairment, a Controlada requereu, perante a International Chamber of Commerce ("ICC"), a instauração de processo arbitral face ao CCSA, sendo que o mesmo é revestido de confidencialidade, nos termos do Regulamento de Arbitragem da ICC. Em 31 de dezembro de 2015, o processo aguarda constituição do tribunal arbitral.

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.

Notas Explicativas

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. Em 31 de dezembro de 2015, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 513.443 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 212.793), prejuízos acumulados de R\$ 2.112.648 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 1.413.299) e patrimônio líquido de R\$ 7.019.063 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 7.268.412).

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.
(* informações não auditadas pelos auditores independentes.

16.5.4 – 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.

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.

Notas Explicativas

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.

16.5.5 – 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:

Notas Explicativas



Investimentos em Controladas em Conjunto							
Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Situação	Sede
Sistema de Transmissão Nordeste - STN	Trasmissão	Chesf	49%	Alusa	51%	Em Operação	Brasil
Manaus Construtora Ltda.	Construção - Trasmissão	Chesf	19,5%	Abengoa Holding	50,5%	Em Operação	Brasil
		Eletronorte	30%				
Energia Sustentável do Brasil - ESBR	Geração - UHE Jirau	Chesf	20%	GDF Suez Energy Latin America Ltda.	40%	Em Operação	Brasil
		Eletrosul	20%	Mizha Participações S.A.	20%		
Intesa- Integração Transmissora de Energia	Trasmissão	Chesf	12%	FIP	51%	Em Operação	Brasil
		Eletronorte	37%				
Interligação Elétrica do Madeira S.A	Trasmissão	Chesf	24,5%	CTEEP	51%	Em Operação	Brasil
		Furnas	25%				
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A	Trasmissão	Chesf	49%	ATP Engenharia Ltda	51%	Pré-Operacional	Brasil
Norte Energia S.A	Geração - UHE Belo Monte	Chesf	15%	Petros	10%	Pré-Operacional	Brasil
		Eletronorte	19,98%	Outros	39,77%		
		Eletrobras	15%				
Empresa Transmissora do Alto Uruguai - ETAU	Trasmissão	Eletrosul	27,4%	TAESA	52,6%	Em Operação	Brasil
				DME Energetica	10%		
				CGTEE -GT	10%		
Enerpeixe S.A.	Geração - UHE Peixei Angical	Furnas	40%	EDP	60%	Em Operação	Brasil
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletronorte	49%	Abengoa Concessões Brasil Holding S.A	51%	Em Operação	Brasil

Notas Explicativas



Investimentos em Controladas em Conjunto							
Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Situação	Sede
Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A	Trasmisssão	Eletrosul	51%	CEEE-GT	49%	Em Operação	Brasil
Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia	Trasmisssão	Eletronorte	49%	Bimetal	26,99%	Em Operação	Brasil
				Alubar	10,76%		
				Linear	13,25%		
Amapari Energia S.A	Geração - UTE Serra do Navio	Eletronorte	49%	MPX Energia S.A	51%	Em Operação	Brasil
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	Trasmisssão	Eletronorte	49,71%	Taesa	38,7%	Em Operação	Brasil
Companhia Transudeste de Transmissão	Trasmisssão	Furnas	25%	Alusa	41%	Em Operação	Brasil
				Cemig	24%		
				EATE	10%		
Companhia Transirapé de Transmissão	Trasmisssão	Furnas	24,5%	Alusa	41%	Em Operação	Brasil
				Cemig	24%		
				EATE	10%		
Chapecoense	Geração - UHE Foz do Chapecó	Furnas	40%	CPFL	51%	Em Operação	Uruguai
				CEEE-GT	9%		
Serra do Facão Energia	Geração - UHE Serra do Facão	Furnas	49,47%	Alcoa Alumínio	34,97%	Em Operação	Brasil
				DME Energética	10,08%		
				Camargo Corrêa	5,48%		
Retiro Baixo	Geração - Retiro Baixo	Furnas	49%	Orteng	25,5%	Em Operação	Brasil
				Arcadis Logos	25,5%		
Baguari Energia	Geração - UHE Baguari	Furnas	30,62%	Cemig	69,38%	Em Operação	Brasil
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas	Trasmisssão	Furnas	49%	Cemig	51%	Em Operação	Brasil
Transenergia Renovável S.A.	Trasmisssão	Furnas	49%	Malucelli	51%	Em Operação	Brasil
Eólicas Junco I, Junco II, Caiçara I e Caiçara II	Trasmisssão	Chesf	49%	Empresa Francesa Votalia	51%	Pré-Operacional	Brasil
Complexo Sento Sé I	Geração - EOL Pedra Branca, EOL São Pedro do Lago, EOL Sete Gameleiras	Chesf	49%	Brennand Energia	51%	Em Operação	Brasil
Iterligação Elétrica Garanhuns S.A	Trasmisssão	Chesf	49%	CTEEP	51%	Pré-Operacional	Brasil
Chuí Holding	Geração - Parque Eólico	Eletrosul	49%	Rio Bravo	51%	Em Operação	Brasil
Livramento	Geração - Cerro Chato IV, V, VI, Ibirapuitã	Eletrosul	52,5%	Rio Bravo	41%	Em Operação	Brasil
				Elos	6,5%		
Santa Vitória do Palmar	Geração - Verace I ao X	Eletrosul	49%	Rio Bravo	51%	Em Operação	Brasil
TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S/A	Trasmisssão	Eletrosul	80%	Copel	20%	Em Operação	Brasil
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A	Trasmisssão	Eletrosul	51%	CEEE	49%	Em Operação	Brasil
Marumbi Transmissora de Energia S.A	Trasmisssão	Eletrosul	20%	Copel	80%	Em Operação	Brasil
Costa Oeste Transmissora de Energia	Trasmisssão	Eletrosul	49%	Copel - 51%	51%	Em Operação	Brasil
Teles Pires Participações S.A	Geração - UHE Teles Pires	Eletrosul	24,7%	Neoenergia	50,6%	Em Operação	Brasil
		Furnas	24,7%				

Notas Explicativas



Investimentos em Controladas em Conjunto							
Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Situação	Sede
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	Trasmisssão	Eletronorte	49%	Alupar Mavi	46% 5%	Em Operação	Brasil
Construtora Integração	Trasmisssão	Eletronorte	49%	Abengoa	51%	Em Operação	Brasil
Transnorte Energia S.A.	Trasmisssão	Eletronorte	49%	Alupar	51%	Pré-Operacional	Brasil
Brasvento Eolo Geradora Energia	Geração - EOL Rei dos Ventos	Eletronorte	24,5%	J.Malucelli	51%	Em Operação	Brasil
		Fumas	24,50%				
Brasventos Miassaba 3 Geradora	Geração - EOL Miassaba 3	Eletronorte	24,5%	J.Malucelli	51%	Pré-Operacional	Brasil
		Fumas	24,5%				
Rei dos Ventos 3 Geradora	Geração - EOL Rei dos Ventos 3	Eletronorte	24,5%	J.Malucelli	51%	Pré-Operacional	Brasil
		Fumas	24,5%				
Luziânia - Niquelândia Transmissora S.A.	Trasmisssão	Fumas	49%	State Grid Corporation of China	51%	Pré-Operacional	Brasil
Caldas Novas Transmissão	Trasmisssão	Fumas	49,9%	Desenvix Santa Rita CEL	22,5% 12,5% 12,52%		Brasil
Goias Trasmisssão S.A	Trasmisssão	Fumas	49%	Bogotá	51%	Em Operação	Brasil
Madeira Energia S.A	Geração - UHE Santo Antônio	Fumas	39%	Odebrecht Energia	18,6%	Em Operação	Brasil
		Andrade Gutierrez		12,4%			
		Cemig		10%			
		FIP		20%			
MGE - Transmissão	Trasmisssão	Fumas	49%	Desenvix J.Malucelli Energia	20% 31%	Em Operação	Brasil
Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	Trasmisssão	Fumas	49%	FIP - 51%	51%		Brasil
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Trasmisssão	Fumas	24,5%	Copel State Grid	24,5% 51%	Em Operação	Brasil
Central Eólica Famosa I	Geração - Parque Eólico Famosa I	Fumas	49%	PF Participações Ltda	51%	Pré-Operacional	Brasil
Central Eólica Pau Brasil	Geração - Parque Eólico Pau Brasil	Fumas	49%	PF Participações Ltda	51%	Pré-Operacional	Brasil
Central Eólica Rosada	Geração - Parque EOL Rosada	Fumas	49%	PF Participações Ltda	51%	Pré-Operacional	Brasil
Central Eólica de São Paulo	Geração - Parque EOL Rosada	Fumas	49%	PF Participações Ltda	51%	Pré-Operacional	Brasil
Vale do São Bartolomeu	Trasmisssão	Fumas	39%	FIP CELG GT	51% 10%	Pré-Operacional	Brasil
Punaú I	Geração - EOL Punaú I	Fumas	49%	FIP	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
		CGE Punaú I		0,01%			
Carnaúba I	Geração - EOL Carnaúba I	Fumas	49%	FIP	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
		CGE Carnaúba I		0,01%			
Carnaúba II	Geração - EOL Carnaúba II	Fumas	49%	FIP	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
		CGE Carnaúba II		0,01%			

Notas Explicativas



Investimentos em Controladas em Conjunto							
Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Situação	Sede
Carnaúba III	Geração - EOL Carnaúba III	Furnas	49%	FIP	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
				CGE Carnaúba III	0,01%		
Carnaúba V	Geração - EOL Carnaúba V	Furnas	49%	FIP	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
				CGE Carnaúba V	0,01%		
Cervantes I	Geração - EOL Cervantes I	Furnas	49%	FIP	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
				CGE Cervantes I	0,01%		
Cervantes II	Geração - EOL Cervantes II	Furnas	49%	FIP	50,99%	Pré-Operacional	Brasil
				CGE Cervantes II	0,01%		
Bom Jesus	Geração - EOL Bom Jesus	Furnas	49%	FIP	51%	Pré-Operacional	Brasil
Cachoeira	Geração - EOL Cachoeira	Furnas	49%	FIP	51%	Pré-Operacional	Brasil
Pitimbu	Geração - EOL Pitimbu	Furnas	49%	FIP	51%	Pré-Operacional	Brasil
São Caetano I	Geração - EOL São Caetano I	Furnas	49%	FIP	51%	Pré-Operacional	Brasil
São Caetano	Geração - EOL São Caetano	Furnas	49%	FIP	51%	Pré-Operacional	Brasil
São Galvão	Geração - EOL São Galvão	Furnas	49%	FIP	51%	Pré-Operacional	Brasil
Companhia Energética Sinop S.A	Geração - UHE Sinop	Eletronorte	24,5%	FIP	51%	Pré-Operacional	Brasil
		Furnas	25%				
Belo Monte Transmissora de Energia S.A	Trasmmissão	Eletronorte	24,5%	State Grid Brazil Holding (SGBH)	51%	Pré-Operacional	Brasil
		Furnas	24,5%				
Três Irmãos	Geração - UHE Três Irmãos	Furnas	49,9%	Fundo de Investimento em Participações Constantinopla	50,1%	Pré-Operacional	Brasil
São Manoel	Geração - UHE São Manoel	Furnas	33,3%	CWEI (Brasil) Participações	33,3%	Pré-Operacional	Brasil
				EDP Brasil	33,4%		
Itaguaçu da Bahia	Geração - EOL Itaguaçu da Bahia	Furnas	49%	Salus Fundo de Investimento	49%	Pré-Operacional	Brasil
				Casa dos Ventos Energia Renovável	2%		
Complexo Sento Sé II	Geração - EOL Baraúnas I; Morro Branco I e Mussambê	Chesf	49%	Brennand Energia S.A	50,9%	Em Operação	Brasil
				Brennand Energia Eólica	0,1%		
Complexo Sento Sé III	Geração - EOL Baraúnas II e Banda de Couro	Chesf	49%	Brennand Energia S.A	50,9%	Em Operação	Brasil
				Brennand Energia Eólica	0,1%		

Notas Explicativas



Investimentos em Controladas em Conjunto							
Nome	Objeto	Empresa	% Part.	Demais Acionistas	% Part.	Situação	Sede
Complexo Chapada do Piauí I	Geração - EOL Ventos de Santa Joana IX ao XIII; XV e XVI	Chesf	49%	ContourGlobal do Brasil Holding	36%	Em Operação	Brasil
				Salus - Fundo de Investimento em Participações	14,9%		
				Ventos Santa Joana Energias	0,1%		
Complexo Chapada do Piauí II	Geração - EOL Ventos de Santa Joana I, III ao V, VI e Ventos Santo Augusto IV	Chesf	49%	ContourGlobal do Brasil Holding	46%	Em Operação	Brasil
				Salus - Fundo de Investimento em Participações	4,9%		
				Ventos Santa Joana Energias	0,1%		
Complexo Serra das Vacas	Geração - EOL Serra das Vacas I - IV	Chesf	49%	PEC Energia	51%	Em Operação	Brasil
Transenergia São Paulo	Trasmissão	Furnas	49%	J.Malucelli	51%	Em Operação	Brasil
Lago Azul Transmissora	Trasmissão	Furnas	49,9%	Celg Geração e Trasmissão	50,1%	Em Operação	Brasil
Mata de Sta. Genebra Transmissora	Trasmissão	Furnas	49,9%	Copel Geração e Trasmissão	50,1%	Em Operação	Brasil
Energia Olímpica	Trasmissão	Furnas	49,9%	Light S.A	50,1%	Pré-Operacional	Brasil
Manaus Transmissora de Energia S.A	Trasmissão	Eletronorte	30%	Abengoa Concessões Brasil Holding	50,5%	Em Operação	Brasil
		Chesf	19,5%				
Inambari	UHE Inambari	Furnas	19,6%	OAS	51%	Suspenso	Brasil/Peru
		Eletrobras	29,4%				
Companhia Transleste de Transmissão	Trasmissão	Furnas	25%	Alusa	41%	Em Operação	Brasil
				Cemig	24%		
				EATE	10%		

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

Notas Explicativas**16.6 – Ações em garantia**

Tendo em vista que a Companhia possui diversas ações no âmbito do Poder Judiciário, onde figura como ré (Vide Nota 31), são oferecidos em garantia, nos recursos dessas ações judiciais, ativos que representam 8,60% (7,25% em 31 de dezembro 2014) do total da carteira de investimentos, conforme abaixo:

CONTROLADORA			
31/12/2015			
PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	924.185	99,55%	920.026
EMAE	296.828	100,00%	296.828
CESP	87.023	98,32%	85.561
AES TIETE	437.532	100,00%	437.532
COELCE	196.429	51,36%	100.886
CGEEP	17.662	100,00%	17.662
ENERGISA MT	385.318	89,06%	343.164
CELPA	42.379	100,00%	42.379
CELPE	28.859	100,00%	28.859
CEEE - GT	448.274	100,00%	448.274
CELESC	41.513	96,26%	39.960
ENERGISA	124.104	90,29%	112.054
CEMAR	653.419	97,62%	637.868
SUBTOTAL	3.683.525	8,60%	3.511.053

NOTA 17 – 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.

Notas Explicativas



CONSOLIDADO					
31/12/2015					
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	Impairment (a)	Valor líquido
Em serviço					
Geração	46.003.180	(21.740.065)	(633.602)	(8.684.088)	14.945.425
Administração	2.444.828	(1.445.137)	(25.518)	-	974.173
Distribuição	1.398.468	(441.647)	-	-	956.821
	<u>49.846.476</u>	<u>(23.626.849)</u>	<u>(659.120)</u>	<u>(8.684.088)</u>	<u>16.876.419</u>
Em curso					
Geração	11.870.318	-	-	-	11.870.318
Administração	799.908	-	-	-	799.908
	<u>12.670.226</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>12.670.226</u>
	<u>62.516.702</u>	<u>(23.626.849)</u>	<u>(659.120)</u>	<u>(8.684.088)</u>	<u>29.546.645</u>
CONSOLIDADO					
31/12/2014					
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	Impairment (a)	Valor líquido
Em serviço					
Geração	43.466.067	(19.292.806)	(455.808)	(3.087.676)	20.629.777
Administração	2.396.287	(1.302.019)	(26.927)	-	1.067.341
Distribuição	1.398.468	(383.950)	-	-	1.014.518
	<u>47.260.822</u>	<u>(20.978.775)</u>	<u>(482.735)</u>	<u>(3.087.676)</u>	<u>22.711.636</u>
Em curso					
Geração	7.742.886	-	-	-	7.742.886
Administração	713.710	-	-	-	713.710
	<u>8.456.596</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>8.456.596</u>
	<u>55.717.418</u>	<u>(20.978.775)</u>	<u>(482.735)</u>	<u>(3.087.676)</u>	<u>31.168.232</u>

Notas Explicativas



Movimentação do Imobilizado

	CONSOLIDADO						
	Saldo em 31/12/2014	Adições	Transferência	Baixas	Reclassificação do Ativo Financeiro (Desverticalização)	Reclassificação do Intangível (Desverticalização)	Saldo em 31/12/2015
Geração / Comercialização							
Em serviço	43.466.067	886	776.531	(304.835)	1.349.221	715.310	46.003.180
Depreciação acumulada	(19.292.806)	(1.226.683)	(10.486)	57.138	(914.576)	(352.652)	(21.740.065)
Em curso	7.742.886	3.908.372	(804.186)	(54.567)	1.022.207	55.606	11.870.318
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment) (a)	(3.087.676)	(5.729.304)	-	167.261	-	(34.369)	(8.684.088)
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(455.808)	-	(86.113)	4.084	(87.157)	(8.608)	(633.602)
	<u>28.372.663</u>	<u>(3.046.729)</u>	<u>(124.254)</u>	<u>(130.919)</u>	<u>1.369.695</u>	<u>375.287</u>	<u>26.815.743</u>
Distribuição							
Arrendamento Mercantil	1.398.468	-	-	-	-	-	1.398.468
Depreciação acumulada	(383.950)	(57.697)	-	-	-	-	(441.647)
	<u>1.014.518</u>	<u>(57.697)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>956.821</u>
Administração							
Em serviço	2.396.288	24.358	34.701	(10.519)	-	-	2.444.828
Depreciação acumulada	(1.302.020)	(132.790)	(22.854)	12.527	-	-	(1.445.137)
Em curso	713.710	206.275	(84.236)	(35.841)	-	-	799.908
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(26.927)	-	-	1.409	-	-	(25.518)
	<u>1.781.051</u>	<u>97.843</u>	<u>(72.389)</u>	<u>(32.424)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.774.081</u>
TOTAL	<u>31.168.232</u>	<u>(3.006.583)</u>	<u>(196.643)</u>	<u>(163.343)</u>	<u>1.369.695</u>	<u>375.287</u>	<u>29.546.645</u>

	CONSOLIDADO					
	Saldo em 31/12/2013 Reapresentado	Adições	Transferência	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
Depreciação acumulada	(18.140.950)	(1.190.061)	(5.887)	44.092	-	(19.292.806)
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>27.591.699</u>	<u>675.081</u>	<u>(231.982)</u>	<u>337.865</u>	<u>-</u>	<u>28.372.663</u>
Distribuição						
Arrendamento Mercantil	1.398.468	-	-	-	-	1.398.468
Depreciação acumulada	(326.310)	(57.640)	-	-	-	(383.950)
	<u>1.072.158</u>	<u>(57.640)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.014.518</u>
Administração						
Em serviço	2.112.331	111.902	87.572	(31.768)	116.251	2.396.288
Depreciação acumulada	(1.179.851)	(148.973)	(20.889)	47.693	-	(1.302.020)
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>673.632</u>	<u>(243.831)</u>	<u>344.116</u>	<u>146.810</u>	<u>31.168.232</u>

(a) Vide Nota 20 – Valor Recuperável dos ativos de longo prazo e Nota 42 – Provisões (reversões) operacionais

Notas Explicativas



Taxa média de depreciação e depreciação acumulada:

Geração	CONSOLIDADO			
	31/12/2015		31/12/2014	
	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada
Hidráulica	2,30%	15.191.209	2,46%	13.156.910
Nuclear	3,33%	4.048.041	3,33%	3.701.375
Térmica	3,80%	2.418.294	2,43%	2.350.124
Eólica	6,88%	81.935	4,00%	62.051
Comercialização	3,16%	586	3,15%	22.346
		<u>21.740.065</u>		<u>19.292.806</u>
Distribuição	3,00%	441.647	3,33%	383.950
		<u>441.647</u>		<u>383.950</u>
Administração	6,73%	1.445.137	7,28%	1.302.020
		<u>1.445.137</u>		<u>1.302.020</u>
Total		<u>23.626.849</u>		<u>20.850.430</u>

Notas Explicativas

**NOTA 18 – ATIVO FINANCEIRO – CONCESSÕES E ITAIPU**

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Concessões de Transmissão		
Ativo Financeiro Receita Anual Permitida	10.807.585	8.769.660
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis (*)	8.365.177	8.253.130
	<u>19.172.762</u>	<u>17.022.790</u>
Concessões de Distribuição		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	4.119.004	7.495.755
Valores a receber Parcela A e outros itens financeiros	86.102	740.257
	<u>4.205.106</u>	<u>8.236.012</u>
Concessões de Geração		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	2.554.211	1.811.630
	<u>2.554.211</u>	<u>1.811.630</u>
	<u>25.932.079</u>	<u>27.070.432</u>
Ativo Financeiro Itaipu	3.449.566	5.336.351
	<u>3.449.566</u>	<u>5.336.351</u>
Total do ativo financeiro	<u>29.381.645</u>	<u>32.406.783</u>
Ativo Financeiro – Circulante	965.212	3.437.521
Ativo Financeiro – Não Circulante	28.416.433	28.969.262
Total do ativo financeiro	<u>29.381.645</u>	<u>32.406.783</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**18.1 – Ativo Financeiro de Itaipu**

	CONTROLADORA	
	31/12/2015	31/12/2014
Contas a Receber	4.797.458	1.997.498
Direito de Ressarcimento	1.513.373	1.184.475
Fornecedores de Energia - Itaipu	(2.368.925)	(2.648.864)
Obrigações de ressarcimento	(3.570.899)	1.854.513
Total ativo circulante	371.007	2.387.622
Contas a Receber	1.043.873	1.007.361
Direito de Ressarcimento	5.975.584	5.468.642
Obrigações de ressarcimento	(3.940.898)	(3.527.274)
Total ativo não circulante	3.078.559	2.948.729
Total ativo	3.449.566	5.336.351

Os efeitos da constituição do ativo financeiro Itaipu estão inseridos acima e são detalhados a seguir:

18.1.1 - Valores Decorrentes da Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu Binacional

a) 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 2015, encontra-se incluído o montante equivalente a US\$ 386.085, o qual será recebido pela Companhia através de cobranças as distribuidoras, homologado pela portaria MME/MF 598/2014.

Notas Explicativas

O saldo decorrente do fator de ajuste de Itaipu Binacional, inserido na rubrica Ativo Financeiro, apresentado no Ativo Não Circulante, monta a R\$ 5.975.584 em 31 de dezembro de 2015, equivalentes a US\$ 1.530.318 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 5.468.642, equivalentes a US\$ 2.058.822), dos quais R\$ 3.940.898 equivalente a US\$ 1.009.244, 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.

b) 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 2015 o equivalente a 131.218 GWh* (132.506 GWh* em 2014), sendo a tarifa de suprimento de energia (compra), praticada por Itaipu Binacional, de US\$ 22,60/kW* e a tarifa de repasse (venda), US\$ 38.07/kW* (US\$ 22.60/kW* - suprimento; US\$ 26.05/kM* - tarifa de repasse em 2014).

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 2015, a atividade foi superavitária em R\$ 5.048.840 (R\$ 3.242.451 deficitária em 31 de dezembro de 2014), sendo a obrigação decorrente incluída como parte da rubrica de ativo financeiro.

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

18.2 - Ativo Financeiro – Concessão de serviço público de energia elétrica

A rubrica ativo financeiro - concessão, no montante de R\$ 25.845.977 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 27.070.432) refere-se ao ativo financeiro a realizar, devido pelas empresas do Sistema Eletrobras, sendo nas concessões de distribuição, apurado

Notas Explicativas

pela aplicação do modelo misto, e nas concessões de geração e transmissão pela aplicação do modelo financeiro, ambos previstos no ICPC 01 (IFRIC 12).

18.3 - 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.

18.3.1 - 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 2015, e os montantes registrados no não circulante representam uma estimativa da formação da CVA a ser homologada no próximo reajuste tarifário em 2016.

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Parcela "A"		
CVA		
CCC	1.219	1.161
CDE	208.466	16.934
Rede Básica	7.537	29.969
Custo de Aquisição de Energia Elétrica	169.591	542.755
Transporte Itaipu	-	157
Repasse Itaipu	-	546
PROINFA	(2.907)	35.683
ESS e EER	(55.683)	(152.751)
Neutralidade dos Encargos Setoriais	(658)	(17.288)
Sobrecontratação	(169.615)	156.916
Outros Componentes Financeiros	(71.848)	126.175
Total dos valores de parcela A e outros itens financeiros	<u>86.102</u>	<u>740.257</u>
Ativo circulante	578.654	606.984
Ativo não circulante	38.252	235.809
Passivo circulante	(514.424)	(96.863)
Passivo não circulante	(16.380)	(5.673)
Total	<u>86.102</u>	<u>740.257</u>

18.3.2- 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;
- 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.

18.4 – Reajuste Tarifário

Os contratos de concessão firmados entre as distribuidoras de energia elétrica e a União, por intermédio da ANEEL, estabelecem que anualmente deve ocorrer uma atualização do valor da energia paga pelo consumidor. Essa atualização, em função da metodologia estabelecida pela ANEEL, pode ser positiva ou negativa e ocorre anualmente, na data de aniversário da distribuidora.

Notas Explicativas



Segundo o contrato de concessão, a receita da concessionária é dividida em duas parcelas: A e B. Na parcela A, responsável por cerca de 70% do valor da tarifa, são relacionados os custos considerados não gerenciáveis pela distribuidora, ou seja, custos que independem de controle direto da Empresa, tais como a energia comprada para revenda aos consumidores e os encargos e tributos legalmente fixados.

Na parcela B, que representa cerca de 30% do valor da tarifa, são computados os custos chamados de gerenciáveis. São aqueles que a concessionária tem controle direto e plena capacidade de administrá-los, tais como custos de pessoal, custos de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, custos de depreciação e a remuneração dos investimentos realizados pela Empresa para o atendimento do serviço.

Nos reajustes tarifários anuais realizados em 2015, o valor da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE sofreu uma significativa majoração em relação ao reajuste tarifário de 2014, devido, principalmente, a inclusão da quota estabelecida para a Concessionária referente à Conta ACR, não incluída no cálculo da Revisão Tarifária Extraordinária que ocorreu em fevereiro de 2015.

Destaca-se que essa quota se destina ao início da quitação das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na gestão da Conta ACR, em atendimento ao Decreto nº 8.221, de 2014, e à Resolução Normativa – REN nº 612, de 2014.

18.5 – Bandeiras Tarifárias

A partir de 2015, as contas de energia operam sob o Sistema de Bandeiras Tarifárias. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicam 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.

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.

As bandeiras foram adotadas considerando os seguintes critérios: A bandeira verde será acionada toda vez que a energia custar abaixo de R\$ 200/MWh*, que significa

Notas Explicativas



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 de R\$ 2,50 para cada 100kW/h* consumidores. Já a bandeira vermelha será acionada quando o custo de operação for superior a R\$ 350/MWh*: condições mais custosas de geração com a tarifa acrescida em R\$ 4,50 para cada 100kW/h* consumidos.

Em síntese, o sistema de bandeiras, que começou a 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 acondicionado na tarifa, todavia sem visibilidade pelo consumidor, e que seria por ele suportado igualmente no momento do reposicionamento tarifário anual.

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

NOTA 19 – ATIVO INTANGÍVEL

	CONSOLIDADO					SALDO EM 31/12/2015
	SALDO EM 31/12/2014	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	RECLASSIFICAÇÃO PARA IMOBILIZADO (DESVERTICALIZAÇÃO)	
Vinculados à Concessão - Geração	500.285	37.336	(8.826)	(7.335)	(375.287)	146.173
Em serviço	424.526	(5.897)	(8.826)	7.022	(326.105)	90.720
Ativo Intangível	902.720	9.507	(15.506)	7.022	(715.310)	188.433
Amortização acumulada	(434.599)	(15.340)	-	-	352.652	(97.287)
Obrigações especiais	(15.033)	-	6.744	-	7.991	(298)
Impairment	(28.562)	(64)	(64)	-	28.562	(128)
Em curso	75.759	43.233	-	(14.357)	(49.182)	55.453
Ativo Intangível	96.261	43.304	-	(14.357)	(55.606)	69.602
Obrigações especiais	(14.695)	(71)	-	-	5.807	(8.959)
Impairment	(5.807)	-	-	-	617	(5.190)
Vinculados à Concessão - Distribuição	357.791	(93.029)	(7.459)	(8.785)	-	248.518
Em serviço	210.979	(122.113)	(8.683)	56.299	-	136.482
Ativo Intangível	1.764.919	150.278	(144.414)	88.865	-	1.859.648
Amortização acumulada	(1.469.338)	(246.100)	54.792	-	-	(1.660.646)
Obrigações especiais	(83.592)	(26.291)	80.939	(33.576)	-	(62.520)
Impairment	(1.010)	-	-	1.010	-	-
Em curso	146.812	29.084	1.224	(65.084)	-	112.036
Ativo Intangível	165.156	32.425	452	(66.324)	-	131.709
Obrigações especiais	(19.354)	(3.341)	772	2.250	-	(19.673)
Impairment	1.010	-	-	(1.010)	-	-
Vinculados à Concessão - Transmissão	4.558	83.735	-	99	-	88.392
Em serviço	3.233	83.734	-	124	-	87.091
Ativo Intangível	3.565	87.462	-	124	-	91.151
Amortização acumulada	(332)	(3.728)	-	-	-	(4.060)
Em curso	1.325	1	-	(25)	-	1.301
Ativo Intangível	1.325	1	-	(25)	-	1.301
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	502.737	5.036	(16.692)	(39.013)	-	452.068
Administração						
Em serviço	765.557	1.605	(2.698)	66.851	-	831.315
Amortização acumulada	(420.336)	(56.295)	146	(1.999)	-	(478.484)
Impairment	(42.595)	-	1.852	-	-	(40.743)
Em curso	141.483	59.726	(6.278)	(34.781)	-	160.150
Outros	58.628	-	(9.714)	(69.084)	-	(20.170)
Total	1.365.371	33.078	(32.977)	(55.034)	(375.287)	935.151

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO					
	SALDO EM 31/12/2013	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	AQUISIÇÃO DE CONTROLADA*	SALDO EM 31/12/2014
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)
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	(33.836)	97.174	(19)	(4.691)	-	58.628
Total	788.582	(153.931)	78.743	548.817	103.160	1.365.371

Ativo intangível é substancialmente amortizado durante o prazo de concessão.

O prazo final das concessões das distribuidoras da Eletrobras expirou em 7 de julho de 2015. Conforme mencionado na Nota 2, a ANEEL esclareceu que mesmo com o término dos prazos contratuais, "As Concessões permanecerão válidas pelo prazo necessário à realização dos levantamentos e avaliações indispensáveis à organização das licitações que precederão a outorga das concessões que as substituirão, prazo esse que não será inferior a vinte quatro meses". Diante dessa definição, em 2015 as empresas de distribuição do Grupo Eletrobras procederam a reclassificação do ativo financeiro para o ativo intangível na proporção correspondente ao período de vinte e quatro meses.

NOTA 20 – 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.

As premissas utilizadas consideram a melhor estimativa da Administração da Companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos das unidades geradoras de caixa. 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

Notas Explicativas

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 consideradas 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: 7,50% para geração, 7,00% para transmissão e 7,01% para distribuição (6,69% para geração, 6,57% para transmissão e 6,14% distribuição em 2014) obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- A Companhia tratou como unidades geradoras de caixa independentes todos os seus empreendimentos.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2015, a controlada Eletronuclear reconheceu uma provisão para redução ao valor recuperável ("impairment") no montante de R\$ 4.973.111, referente ao empreendimento Usina Angra 3, provocando uma redução do Ativo Imobilizado (vide Nota 17) correspondente, tendo como contrapartida a conta de provisões operacionais. Em 31 de dezembro de 2015, o valor acumulado do "impairment" da Usina Angra 3 no ativo imobilizado é de R\$ 6.063.454 (R\$ 1.090.343 em dezembro de 2014).

A Companhia define o empreendimento Angra 3 como uma unidade geradora de caixa para fins de "impairment" e utiliza o valor em uso para determinar o valor recuperável.

Em função das notificações recebidas e de negociações em andamento com fornecedores do empreendimento, houve alteração cronológica na expectativa de conclusão, decorrente da suspensão temporária de contratos por 90 dias extensivos até 120 dias. Com essa reprogramação, a nova data de entrada em operação passou para dezembro de 2020, com sincronização prevista para 31 de dezembro de 2018. Estes fatos também provocaram novas avaliações de riscos imputáveis ao contexto de execução do empreendimento. A Companhia avaliou que tais eventos constituíram, na data base de 30 de setembro de 2015, evidências suficientemente relevantes para que se realizasse o teste de "impairment" no período.

A metodologia aplicada no teste de "impairment" do empreendimento considera como ativo recuperável os custos já realizados até a data destas Demonstrações Financeiras, comparando com um fluxo de caixa descontado estendido até o término da vida útil econômica da Usina que corresponde a 40 anos, partindo da nova data de entrada em operação, 1º de maio de 2019, considerando como vida útil econômica o prazo de licença de operação compatível com a Usina Angra como de projeto semelhante.

A taxa de desconto foi calculada pela metodologia WACC (Weighted Average Cost of Capital ou Custo Médio Ponderado de Capital), considerando os parâmetros tradicionais e usualmente utilizados no mercado.

Notas Explicativas

Em função da realização do teste de "impairment" no período, houve a elevação na taxa de desconto, em 0,96%, passando de 4,51% (31 de dezembro de 2014) para 5,47% (30 de setembro de 2015). Essa taxa foi mantida para o teste de "impairment" novamente feito em 31 de dezembro de 2015. Os principais fatores que corroboraram para este aumento foram:

1. Atualização do beta: para o cálculo do beta, foi considerada a ponderação dos betas das empresas comparáveis utilizadas na Nota Técnica ANEEL 381/2012, atualizada para a data de 31 de dezembro de 2015 e realavancado pela estrutura de capital do projeto. A adoção deste cálculo para o beta consiste no fato de que nenhuma empresa de geração de energia elétrica com capital aberto no Brasil possui ativos de geração de energia nuclear, ao contrário da amostra de empresas utilizada no cálculo do beta pela ANEEL, que considera empresas americanas com o mínimo de duas plantas nucleares de geração de energia.
2. Consideração de um risco adicional (alfa) relacionado à execução do projeto.

Outra premissa significativa utilizada no cálculo do "impairment" do empreendimento Angra 3 é a sinergia entre as usinas. As Usinas Angra 2 e Angra 3 são oriundas de projetos similares e por isso tem sido utilizado o parâmetro de custos de Angra 2 em Angra 3. Ocorre que existirá um ganho de custo/produtividade na entrada de Angra 3 por não haver necessidade de duplicar todas as atividades geradoras de custo, pois áreas comuns estarão atendendo as duas usinas.

A sinergia apurada para o projeto, considerando estudos internos baseados na utilização da mão de obra da controlada Eletronuclear, apontou para um patamar de cerca de 24,5% para estimativa do custo operacional PMSO da Usina Angra 3 no teste de "impairment" do empreendimento.

O orçamento total do projeto foi atualizado para a base dezembro de 2015, de modo a refletir o impacto das fortes oscilações nos índices inflacionários e cambiais, além da reprogramação de atividades devido o novo cronograma da obra.

Importante frisar que em 14 de janeiro de 2016 foi sancionada a Lei nº 13.255 onde foi estimada a receita e fixadas as despesas da União para o exercício financeiro de 2016, nela incluindo, o Orçamento de Investimento das empresas em que a União, direta ou indiretamente, detém a maioria do capital social com direito a voto, incluindo-se na mesma, a aprovação de dotação e execução orçamentária para a ação de Investimento no projeto de "Implantação da Usina Termonuclear de Angra 3", pertencente a Eletronuclear, a qual compreende-se que após avaliação da Comissão Mista de Planos, Orçamentos Públicos e Fiscalização do Congresso Nacional, bem como pelo plenário do Congresso Nacional, a obra de "Implantação da Usina Termonuclear de Angra 3" está apta a manter sua execução física, orçamentária e financeira.

Está em andamento no Tribunal de Contas da União processo de auditoria de conformidade no contrato de montagem eletromecânica da usina de Angra 3, em fevereiro de 2016, a Eletronuclear, foi oficiada pela solicitação de informações econômicas-financeiras acerca de empreendimento. De acordo com o referido ofício, o processo será encaminhado ao congresso nacional para exame e avaliação quanto ao

Notas Explicativas

prosseguimento ou paralisação da execução física execução física, orçamentária e financeira da obra. A Eletronuclear respondeu ao ofício e está aguardando a análise do TCU.

Apesar das alterações cronológicas do projeto, a Companhia vem assegurando a preservação e integridade dos serviços já executados, além disso, adotará providências para a implementação de ações a um nível de desempenho com o intuito de tentar recuperar os possíveis impactos no cronograma da obra da Usina Angra 3 (dezembro de 2020). A companhia acredita, também, que o valor residual líquido, apurado após os testes de recuperabilidade (impairment), poderá ser recuperado ao longo da operação comercial desse empreendimento Angra 3.

A Companhia continua monitorando as estimativas e os riscos associados na determinação do valor recuperável desse empreendimento e, na medida em que novas negociações, novos estudos ou novas informações se concretizem e requeiram modificações no plano de negócios do empreendimento, as mesmas serão atualizadas para refletir tais alterações.

A análise determinou a necessidade de constituição/ (reversão) de provisão para perdas nos seguintes empreendimentos no ano de 2015:

Transmissão

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2014	Adições	Reversões	31/12/2015
CC 061-2001	-	174.389	-	174.389
Estação Retificadora / Inversora	43.909	-	(43.909)	-
CC 005-2012 Jardim NSra Socorro	46.788	43.042	-	89.830
CC 018-2012 Mossoró Ceará Mirim	61.681	38.816	-	100.497
CC 019-2012 Igaporã Pindaí	59.678	-	(38.172)	21.506
LT Ribeiro Gonçalves - Balsas	73.317	-	(37.743)	35.574
Linha Verde Transmissora de Energia S/A	100.494	-	(35.788)	64.706
SE Coletora Porto Velho	-	34.123	-	34.123
CC 010-2011 Paraíso Lagoa Nova	12.246	32.554	-	44.800
CC 020-2010 Igaporã B/Lapa	37.669	31.599	-	69.268
CC 018-2009 Eunápolis T/Freitas C2	7.784	22.448	-	30.232
CC 015-2012 Camaçari IV Pirajá	-	18.060	-	18.060
CC 006-2009 Suape II e III	105.933	-	(17.832)	88.101
CC 017-2012 Mirueira Jaboação	20.290	10.894	-	31.184
CC 014-2008 Eunápolis T/Freitas	53.962	10.811	-	64.773
CC 017-2009 Natal III Sta Rita	48.837	10.680	-	59.517
LT Campos Novos - Nova Santa Rita	22.089	8.733	-	30.822
SE Miranda II	-	7.079	-	7.079
Outros	275.043	66.978	-	342.021
Total	969.720	510.206	(173.444)	1.306.482

Notas Explicativas

Geração

Unidade Geradora de Caixa	31/12/2014	Adições	Reversões	31/12/2015
UTN Angra 3	1.090.343	4.973.111	-	6.063.454
Candiota II Fase B	35.412	84.527	-	119.939
Eólica Coxilha Seca	-	81.142	-	81.142
UHE Samuel	340.888	76.744	-	417.632
Eólica Hermenegildo III	-	75.598	-	75.598
Eólica Hermenegildo II	-	65.815	-	65.815
UHE Simplício	442.920	-	(60.056)	382.864
Eólica Hermenegildo I	-	56.301	-	56.301
UTE Mauá III	-	102.191	-	102.191
UTE Aparecida	-	50.508	-	50.508
UTE Camaçari	365.709	-	(21.944)	343.765
UTE Batalha	553.622	5.723	-	559.345
UHE Passo São João	151.311	-	(33.179)	118.132
Casa Nova	111.515	51.981	-	163.496
Outros	230.853	-	(26.742)	204.111
Total	3.322.573	5.623.641	(141.921)	8.804.293

Distribuição

Concessão	31/12/2014	Adições	Reversões	31/12/2015
Amazonas D	119.041	-	(119.041)	-
Cepisa	232.442	98.383	(40.578)	290.247
Eletroacre	60.026	54.924	(24.142)	90.808
Ceron	84.503	23.914	(48.532)	59.885
Boa Vista	-	77.400	-	77.400
Total	496.012	254.621	(232.293)	518.340

Notas Explicativas



O saldo de *impairment* no balanço patrimonial, por segmento operacional, está demonstrado a seguir:

	31/12/2015			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	8.787.001	-	-	8.787.001
Intangível	17.292	-	-	17.292
Ativo Financeiro	-	1.306.482	518.340	1.824.822
Total	8.804.293	1.306.482	518.340	10.629.115

	31/12/2014			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	3.297.746	-	-	3.297.746
Intangível	24.827	-	-	24.827
Ativo Financeiro	-	969.720	496.012	1.465.732
Total	3.322.573	969.720	496.012	4.788.305

NOTA 21 – FORNECEDORES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	58.252	37.229	8.369.303	5.027.213
Energia Comprada para Revenda	357.874	511.360	1.514.499	1.958.150
CCEE - Energia de curto prazo	-	-	244.705	503.771
	416.126	548.589	10.128.507	7.489.134
NÃO CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	-	-	134.436	128.541
Energia Comprada para Revenda	-	-	9.314.985	9.918.826
	-	-	9.449.421	10.047.367
	416.126	548.589	19.577.928	17.536.501

O saldo de fornecedores refere-se, principalmente, a três Instrumentos Particulares 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 ocorreu em 20/02/2015 e a última parcela será em 30/01/2025.

Notas Explicativas

**NOTA 22 - ADIANTAMENTOS DE CLIENTES**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS		-	54.832	52.813
Adiantamentos de clientes - PROINFA	593.404	448.759	593.404	448.759
	<u>593.404</u>	<u>448.759</u>	<u>648.236</u>	<u>501.572</u>
NÃO CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	659.082	718.451
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>659.082</u>	<u>718.451</u>
TOTAL	<u>593.404</u>	<u>448.759</u>	<u>1.307.318</u>	<u>1.220.023</u>

22.1 - 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 44).

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	Saldos	Circulante	Não Circulante
31/12/2015	1.200.000	(462.305)	(23.781)	713.914	54.832	659.082
31/12/2014	1.200.000	(408.237)	(20.499)	771.264	52.813	718.451

22.2 - 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

Notas Explicativas

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.

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

NOTA 23 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS**23.1 - 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.

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

Notas Explicativas



31 de dezembro de 2015, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, totaliza R\$ 6.439.374 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 7.421.796), 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.

23.2 - Composição dos empréstimos e financiamentos:

	31/12/2015							
	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%	1.943	72.653	108.979	4,40%	2.197	102.130	551.140
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,73%	6.462	562.372	994.374	2,73%	6.462	562.372	994.374
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KFW	2,73%	19	-	251.800	2,73%	19	-	251.801
Eximbank	2,00%	839	71.186	106.769	2,00%	839	71.187	106.769
BNP Paribas	1,57%	396	136.192	685.780	1,57%	396	136.192	685.780
Outras		4.243	126.161	742.451		4.243	126.161	757.302
		13.902	968.564	2.890.153		14.156	998.042	3.347.166
Bônus								
Vencimento 30/07/2019	6,88%	114.839	-	3.904.800	6,87%	114.839	-	3.904.800
Vencimento 27/10/2021	5,75%	70.944	-	6.833.400	5,75%	70.944	-	6.833.400
		185.783	-	10.738.200		185.783	-	10.738.200
		199.685	968.564	13.628.353		199.939	998.042	14.085.366
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão		-	-	6.439.374		-	-	6.439.373
Banco do Brasil		9.925	140.935	3.859.065		76.226	402.598	5.861.368
Caixa Econômica Federal		6.203	88.085	2.411.915		97.404	196.538	6.759.638
BNDES		534.348	625.000	1.125.000		564.986	1.230.372	7.332.179
Notas Promissórias		-	-	-		9.135	200.000	-
Outras Instituições Financeiras		-	-	-		9.227	258.435	1.695.888
		550.476	854.020	13.835.354		738.524	2.287.943	28.088.446
		750.161	1.822.584	27.463.707		938.463	3.285.985	42.173.812
31/12/2014								
CONTROLADORA								
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	222.912
		12.065	958.362	2.284.166		12.538	983.849	2.629.650
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
		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
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
Outras Instituições Financeiras		-	-	-		42.933	319.862	1.869.943
		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

A Controlada Eletrosul, em 08 de setembro de 2015, realizou a emissão de notas promissórias comerciais, em série única, composta por 200 (duzentas) notas promissórias comerciais, no valor nominal unitário de R\$ 1.000, perfazendo o valor total de R\$ 200.000, com vencimento em 180 dias da emissão, remuneradas a 111,5% CDI. Em 4 de agosto de 2015, foi contratado junto a Caixa Econômica Federal o

**Notas Explicativas**

montante de R\$ 200.000 mil a título de empréstimos destinados a implantação dos empreendimentos eólicos parques Coxilha Seca, Galpões e Capão do Inglês.

Notas Explicativas



Em 28 de junho de 2013, foi assinado um contrato entre a Controlada Eletronuclear e a Caixa Econômica Federal (CEF) no montante de R\$ 3.800.000, para financiamento de parte dos empreendimentos de Angra 3. O prazo do contrato é de 25 anos, a partir da data de assinatura, com a taxa de juros de 6,5% a.a. Em 27 de julho de 2015, foi efetuado o primeiro pedido de desembolso à CEF, no valor de R\$ 1.983.570.

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\$ 2.769.231 desembolsado pelo Banco do Brasil e R\$ 1.730.769 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 de janeiro 2015, 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.

As dívidas são garantidas pela União e/ou pela Eletrobras, estão sujeitos a encargos, cuja taxa média em 2015 é de 9,40% a.a. (5,20% a.a. em 2014), e possuem o seguinte perfil:

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	31/12/2015		31/12/2014		31/12/2015		31/12/2014	
	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	11.108.635	37%	8.251.920	32%	11.121.630	24%	8.260.761	21%
USD com LIBOR	3.257.353	11%	2.891.820	11%	3.729.245	8%	3.222.835	8%
EURO	251.820	1%	191.187	1%	251.820	1%	221.513	1%
IENE	178.794	1%	171.586	1%	178.794	0%	171.586	-
Outros	-	-	-	-	1.858	-	1.262	-
Subtotal	14.796.602	49%	11.506.514	44%	15.283.347	33%	11.877.958	30%
Moeda nacional								
CDI	6.516.128	22%	4.511.407	17%	11.410.983	25%	9.598.423	24%
IPCA	-	-	-	-	532.754	1%	-	-
TJLP	-	-	-	-	6.594.316	14%	5.826.925	15%
SELIC	2.284.348	8%	2.580.309	10%	2.636.254	6%	2.829.818	7%
Outros	-	-	-	-	3.287.732	7%	1.793.468	5%
Subtotal	8.800.476	29%	7.091.716	27%	24.462.039	53%	20.048.634	51%
Não Indexado	6.439.374	21%	7.421.796	29%	6.652.874	14%	7.612.533	19%
Total	30.036.452	100%	26.020.026	100%	46.398.260	100%	39.539.125	100%

Notas Explicativas

A parcela de longo prazo dos empréstimos e financiamentos tem seu vencimento assim programado:

	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021	Total
Controladora	3.550.959	2.491.939	5.658.569	1.741.551	8.378.436	5.642.253	27.463.707
Consolidado	5.174.201	4.853.454	6.984.856	2.845.230	9.242.886	13.073.185	42.173.812

23.3 - 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	
	31/12/2015	31/12/2014
Menos de um ano	209.226	209.226
Mais de um ano e menos de cinco anos	836.902	836.902
Mais de cinco anos	924.081	1.133.305
Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros	(718.054)	(852.772)
Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros	1.252.155	1.326.661
Menos de um ano	132.972	74.507
Mais de um ano e menos de cinco anos	431.363	388.860
Mais de cinco anos	687.820	863.294
Valor presente dos pagamentos	1.252.155	1.326.661

Notas Explicativas



23.4 – 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 31/12/2015	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletrobras	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.095.590	20.956	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.105.927	11.059	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	315.979	3.160	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	Garantia de Fiel Cumprimento de Contrato	SPE	15,00%	156.889	94.140	941	30/04/2019
Eletrobras	Rouar	CAF	SPE	50,00%	38.805	38.805	388	30/09/2017
Eletrobras	Mangue Seco 2	BNB	SPE	49,00%	40.951	37.846	378	14/10/2031
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	727.000	896.664	8.967	15/08/2034
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	236.520	2.365	15/01/2035
Eletrosul	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	717.000	905.294	9.053	15/08/2034
Eletrosul	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	232.500	238.070	2.381	15/01/2035
Eletrosul	Cerro Chato I, II e III	Banco do Brasil	SPE	100,00%	223.419	128.308	1.283	15/07/2020
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	126.221	65.321	653	15/06/2021
Eletrosul	Artemis Transmissora de Energia	BNDES	SPE	100,00%	170.029	45.416	454	15/10/2018
Eletrosul	Porto Velho Transmissora de	BNDES	SPE	100,00%	283.411	258.645	2.586	15/08/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES	SPE	49,00%	182.417	148.872	1.489	15/01/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES/Banco do Brasil	SPE	49,00%	182.417	148.892	1.489	15/01/2028
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	183.330	139.178	1.392	15/07/2026
Eletrosul	SC Energia	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	17.297	173	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES/BDRE	Corporativo	100,00%	50.000	17.247	172	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	103.180	34.555	346	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	67.017	29.946	299	15/03/2021
Eletrosul	UHE São Domingos	BNDES	Corporativo	100,00%	207.000	185.737	1.857	15/06/2028
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	41.898	31.249	312	15/03/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	9.413	8.270	83	15/08/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	12.000	6.799	68	15/08/2027
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	14.750	11.502	115	15/07/2026
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	250.000	223.702	2.237	15/11/2023
Eletrosul	Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	296.940	339.515	3.395	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires	BNDES/Banco do Brasil	SPE	24,50%	294.000	338.346	3.383	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	160.680	211.162	2.112	30/05/2032
Eletrosul	Livramento Holding	BNDES	SPE	49,00%	91.943	75.244	752	15/06/2030
Eletrosul	Chuí Holding	BNDES	SPE	49,00%	186.082	188.903	1.889	15/12/2031
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de	BNDES	SPE	80,00%	209.974	194.085	1.941	15/07/2028
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Emissão de Debêntures	SPE	80,00%	62.040	76.152	762	15/09/2026
Eletrosul	Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	BNDES	SPE	49,00%	17.846	16.198	162	01/11/2022
Eletrosul	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BNDES	SPE	49,00%	197.950	211.335	2.113	16/06/2031
Eletrosul	Santa Vitória do Palmar Holding	BRDE	SPE	49,00%	98.000	107.021	1.070	16/06/2031
Eletrosul	Transmissora Sul Litorânea do	BNDES	SPE	51,00%	252.108	247.485	2.475	15/02/2029
Eletrosul	Complexo São Bernardo	KfW	Corporativo	100,00%	29.854	56.503	565	30/12/2038
Eletrosul	Complexo São Bernardo	KfW	Corporativo	100,00%	136.064	195.298	1.953	30/12/2042
Eletrosul	Eólica Hermenegildo I S/A	Emissão de Debêntures	SPE	99,99%	79.100	81.751	818	18/01/2016
Eletrosul	Eólica Hermenegildo I S/A	Emissão de Debêntures	SPE	99,99%	32.000	33.073	331	18/01/2016
Eletrosul	Eólica Hermenegildo II S/A	Emissão de Debêntures	SPE	99,99%	79.100	81.751	818	18/01/2016
Eletrosul	Eólica Hermenegildo II S/A	Emissão de Debêntures	SPE	99,99%	17.100	17.673	177	18/01/2016
Eletrosul	Eólica Hermenegildo III S/A	Emissão de Debêntures	SPE	99,99%	66.800	69.039	690	18/01/2016
Eletrosul	Eólica Hermenegildo III S/A	Emissão de Debêntures	SPE	99,99%	21.500	22.221	222	18/01/2016
Eletrosul	Eólica Chuí IX S/A	Emissão de Debêntures	SPE	99,99%	25.000	25.793	258	18/01/2016
Eletrosul	Eólica Chuí IX S/A	Emissão de Debêntures	SPE	99,99%	11.000	11.369	114	18/01/2016
Eletrosul	Complexo Eólico Livramento - Entorno II	CEF	Corporativo	100,00%	200.000	213.130	2.131	07/08/2017
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul 2	BTG Pactual	Corporativo	100,00%	200.000	209.135	2.091	06/03/2016
Eletrosul	São Luís II e III	BNDES	Corporativo	100,00%	13.653	8.727	87	15/11/2024
Eletrosul	Miranda II	BNDES	Corporativo	100,00%	47.531	23.596	236	15/11/2024
Eletrosul	Ribeiro Gonçalves/Balsas	BNB	Corporativo	100,00%	70.000	60.278	603	03/06/2031
Eletrosul	Lechuga/J. Teixeira	BASA	Corporativo	100,00%	25.720	21.179	212	10/01/2029
Eletrosul	UHE Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	931.000	76.580	766	15/09/2016
Eletrosul	Subestação Nobres	BNDES	Corporativo	100,00%	10.000	7.256	73	15/03/2028
Eletrosul	Subestação Miramar/Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	31.000	23.760	238	15/08/2028

Notas Explicativas



Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento*	Saldo Devedor em 31/12/2015	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletronorte	Ampliação da Subestação Lechuga	BNDES	Corporativo	100,00%	35.011	27.061	271	15/10/2028
Eletronorte	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	49,00%	514.500	486.790	4.868	15/12/2029
Eletronorte	Norte Brasil Transmissora	Emissão de Debêntures	SPE	49,00%	98.000	128.811	1.288	15/09/2026
Eletronorte	Linha Verde Transmissora	BASA	SPE	100,00%	185.000	196.577	1.966	10/11/2032
Eletronorte	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	30,00%	120.300	104.315	1.043	15/12/2026
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	505.477	440.302	4.403	15/11/2028
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BASA	Corporativo	100,00%	221.789	225.225	2.252	10/07/2031
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BASA	Corporativo	100,00%	221.789	219.803	2.198	15/10/2030
Eletronorte	Rio Branco Transmissora	BNDES	Corporativo	100,00%	138.000	118.355	1.184	15/03/2027
Eletronorte	Transmissora Matogrossense	BASA	SPE	49,00%	39.200	39.819	398	01/02/2029
Eletronorte	Transmissora Matogrossense Energia	BNDES	SPE	49,00%	42.777	32.073	321	15/05/2026
Eletronorte	Rei dos Ventos 1 Eolo	BNDES	SPE	24,50%	30.851	30.851	309	31/12/2016
Eletronorte	Brasventos Miassaba 3	BNDES	SPE	24,50%	30.984	30.984	310	31/12/2016
Eletronorte	Rei dos Ventos 3	BNDES	SPE	24,50%	32.533	32.533	325	31/12/2016
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de	Itau BBA	SPE	24,50%	49.735	57.237	572	18/06/2016
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de	Santander	SPE	24,50%	49.000	55.674	557	18/06/2016
Eletronorte	Norte Energia	BNDES	SPE	19,98%	2.697.300	2.791.326	27.913	15/01/2042
Eletronorte	Norte Energia	CEF	SPE	19,98%	1.398.600	1.473.095	14.731	15/01/2042
Eletronorte	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	19,98%	399.600	420.884	4.209	15/01/2042
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	State Grid Brazil S. A.	Corporativo	100,00%	294.700	135.828	1.358	28/07/2029
Eletronorte	Implantação do PAR e PMIS	BNDES	Corporativo	100,00%	743.382	357.912	3.579	15/12/2023
Eletronuclear	Angra III	BNDES	Corporativo	100,00%	6.146.256	3.203.974	32.040	15/06/2036
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	727.000	896.664	8.967	15/08/2034
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	236.520	2.365	15/01/2035
Chesf	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	717.000	905.294	9.053	15/08/2034
Chesf	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	232.500	238.070	2.381	15/01/2035
Chesf	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	19,50%	78.195	67.540	675	15/12/2026
Chesf	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.095.590	20.956	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.105.927	11.059	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	BTG Pactual	SPE	15,00%	300.000	315.979	3.160	15/01/2042
Chesf	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	76.321	763	10/07/2032
Chesf	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	404.196	4.042	15/02/2030
Chesf	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	115.626	1.156	18/03/2025
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 1	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	500.000	385.092	3.851	28/09/2018
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 2	CEF	Corporativo	100,00%	400.000	354.678	3.547	27/02/2019
Chesf	IE Garanhuns s/a	BNDES	SPE	49,00%	175.146	168.030	1.680	15/12/2028
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 3	BNDES	Corporativo	100,00%	727.560	282.223	2.822	15/11/2023
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 4	BNDES	Corporativo	100,00%	475.454	194.825	1.948	15/11/2023
Fumas	UHE Batalha	BNDES	Corporativo	100,00%	224.000	165.314	1.653	15/12/2025
Fumas	UHE Símplicio	BNDES	Corporativo	100,00%	1.034.410	705.108	7.051	15/07/2026
Fumas	UHE Baguari	BNDES	Corporativo	100,00%	60.153	39.726	397	15/07/2026
Fumas	DIVERSOS	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	750.000	758.922	7.589	31/10/2018
Fumas	Rolagem BASA 2008	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	208.312	211.777	2.118	07/02/2018
Fumas	Projetos de Inovação	FINEP	Corporativo	100,00%	268.503	163.880	1.639	15/11/2023
Fumas	Financiamento corporativo	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	400.000	430.918	4.309	06/12/2023

Notas Explicativas



Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento*	Saldo Devedor em 31/12/2015	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Fumas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.594.159	1.968.315	19.683	15/03/2034
Fumas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.574.659	2.033.066	20.331	15/03/2034
Fumas	UHE Santo Antônio	BASA	SPE	39,00%	196.334	247.102	2.471	15/12/2030
Fumas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	163.800	204.398	2.044	24/01/2023
Fumas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	273.000	318.042	3.180	01/03/2024
Fumas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	435.508	405.692	4.057	15/09/2027
Fumas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	217.754	205.308	2.053	15/09/2027
Fumas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	4.009	3.083	31	15/09/2027
Fumas	Centroeste de Minas	BNDES	SPE	49,00%	13.827	10.924	109	15/04/2023
Fumas	Serra do Facão	BNDES	SPE	49,47%	257.263	218.804	2.188	15/06/2027
Fumas	Goiás Transmissão	BNDES	SPE	49,00%	49.000	49.372	494	01/12/2031
Fumas	Goiás Transmissão	BNDES	SPE	49,00%	64.435	58.977	590	15/01/2027
Fumas	MGE	BNDES	SPE	49,00%	58.359	49.163	492	15/01/2027
Fumas	Transenergia São Paulo	BNDES	SPE	49,00%	9.212	8.641	86	15/12/2028
Fumas	Rei dos Ventos 1 Eolo	BNDES	SPE	24,50%	30.851	28.235	282	15/10/2029
Fumas	Brasventos Miassaba 3	BNDES	SPE	24,50%	30.984	28.425	284	15/10/2029
Fumas	Rei dos Ventos 3	BNDES	SPE	24,50%	32.533	29.757	298	15/10/2029
Fumas	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	76.321	763	10/07/2032
Fumas	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	404.196	4.042	15/02/2030
Fumas	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	115.626	1.156	18/03/2025
Fumas	Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	296.940	339.515	3.395	15/02/2036
Fumas	Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	294.000	338.346	3.383	15/02/2036
Fumas	Teles Pires	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	160.680	211.162	2.112	31/05/2032
Fumas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	2.418	2.033	20	15/05/2023
Fumas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	5.536	4.997	50	15/03/2028
Fumas	Belo Monte Transmissora de	State Grid Brazil S.A.	Corporativo	100,00%	294.700	139.274	1.393	28/07/2029
Fumas	Mata de Santa Genebra	Emissão de Debêntures	SPE	49,90%	234.031	234.031	2.340	12/03/2016
Amazonas	Amazonas	Confissão de Dívida -	Corporativo	100,00%	2.405.979	2.297.400	22.974	30/01/2025
Eletroacre	Eletroacre	Confissão de Dívida -	Corporativo	100,00%	91.774	87.568	876	30/01/2025
Boa Vista	Boa Vista	Confissão de Dívida -	Corporativo	100,00%	19.320	17.665	177	31/12/2024
Cepisa	Projeto Corporativo	CEF	Corporativo	100,00%	94.906	50.146	501	30/08/2016
Total					46.270.960	41.822.565	418.226	

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 31/12/2014	387.960
Movimentação no período	<u>30.266</u>
Garantia devida em 31/12/2015	418.226

- 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.
- 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%).

Notas Explicativas

- 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 (49%) tem como objetivo a implantação, operação e manutenção da LT Porto Velho/Araraquara, com extensão de 2.375 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 585 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 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.

Notas Explicativas



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.
- o) 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). A Companhia detém 49,98% do capital social da Norte Energia.

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

NOTA 24 – DEBÊNTURES

Controlada	Emissora	Data de Emissão	Principais características	Tx de juros	Vencimento	Saldo em 31/12/2015	Saldo em 31/12/2014
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	219.803	219.418
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 - 1ª Emissão	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfaria, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	18/01/2016	25.807	25.516
Eletrosul	SPE Chuí IX - 2ª Emissão	20/05/2015	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfaria, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 3,45% a.a.	18/01/2016	11.355	-
Eletrosul	SPE Hermenegildo I - 1ª Emissão	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfaria, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	18/01/2016	81.751	80.732
Eletrosul	SPE Hermenegildo I - 2ª Emissão	20/05/2015	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfaria, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 3,45% a.a.	18/01/2016	33.073	-
Eletrosul	SPE Hermenegildo II - 1ª Emissão	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfaria, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	18/01/2016	81.751	80.732
Eletrosul	SPE Hermenegildo II - 2ª Emissão	20/05/2015	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfaria, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 3,45% a.a.	18/01/2016	17.673	-
Eletrosul	SPE Hermenegildo III - 1ª Emissão	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfaria, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	18/01/2016	69.039	68.179
Eletrosul	SPE Hermenegildo III - 2ª Emissão	20/05/2015	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfaria, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 3,45% a.a.	18/01/2016	22.222	-
						562.474	759.923

Em 19 de outubro de 2015, as SPEs Eólica Hermenegildo I, Eólica Hermenegildo II, Eólica Hermenegildo III e Eólica Chuí IX efetivaram o primeiro aditamento das

Notas Explicativas

Debêntures da 1ª e 2ª emissão, no montante total de R\$ 331.600, com alteração da data de vencimento de 20 de outubro de 2015 para 16 de janeiro de 2016 e alteração da taxa de remuneração para CDI + 3,45% a.a. Também foram estabelecidas duas datas de pagamento de juros, uma em 20 de outubro de 2015, onde foram pagos R\$ 44.169, e outra para o novo vencimento.

NOTA 25 - EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO

O Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica, instituído pela Lei 4.156/1962 com o objetivo de gerar recursos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, foi extinto pela Lei 7.181, de 20 de dezembro de 1983, que fixou a data de 31 de dezembro de 1993 como o prazo final de arrecadação.

Na primeira fase desse Empréstimo Compulsório, encerrada com o advento do Decreto-Lei 1.512/1976, a cobrança do tributo alcançou diversas classes de consumidores de energia, e os créditos dos contribuintes foram representados por Obrigações ao Portador emitidas pela 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 2015, a R\$ 523.635 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 519.674), dos quais R\$ 466.005 no não circulante (31 de dezembro de 2014 - R\$ 469.459).

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.

Notas Explicativas

A inexigibilidade dessas Obrigações ao Portador foi reforçada por decisões do Superior Tribunal de Justiça, que corroboram o entendimento de que esses títulos estão prescritos e que não se prestam para garantir execuções fiscais.

Portanto, as Obrigações ao Portador emitidas na primeira fase desse empréstimo compulsório, tal como decidido pela CVM, não se confundem com debêntures. Além disso, por força do disposto no artigo 4º, § 11 da Lei 4.156/1962 e no artigo 1º do Decreto 20.910/1932, são inexigíveis, condição confirmada no Informativo 344 do Superior Tribunal de Justiça - STJ, de onde consta que essas Obrigações não podem ser utilizadas como garantia de execuções fiscais, por não terem liquidez e não serem debêntures.

Desta forma, o passivo relativo ao Empréstimo Compulsório refere-se aos créditos residuais, constituídos de 1988 a 1994, dos consumidores industriais com consumo superior a 2.000 kW/h*, referentes à segunda fase desse Empréstimo Compulsório, bem como aos juros não reclamados relativos a esses créditos, conforme demonstrado:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE		
Juros a Pagar	57.630	50.215
NÃO CIRCULANTE		
Créditos arrecadados	466.005	469.459
TOTAL	<u>523.635</u>	<u>519.674</u>

NOTA 26 - CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL – CCC

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), criada pelo Decreto 73.102, de 7 de novembro de 1973, tem a finalidade aglutinar o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoelétrica, especialmente na Região Norte do país.

Nos termos da Lei 8.631, de 04 de março de 1993, a 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



	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Ativo Circulante	195.966	521.964
Ativo Não Circulante	13.331	3.944
Total	209.297	525.908
Passivo Circulante	-	301.471
Passivo Não Circulante	452.948	474.770
Total	452.948	776.241

A promulgação da Lei 12.783/2013 extinguiu a obrigatoriedade de contribuição deste encargo para os concessionários do serviço público de energia elétrica.

NOTA 27 – TRIBUTOS A RECOLHER E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - PASSIVO

27.1- Tributos a recolher

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Passivo circulante:				
Tributos Retidos na Fonte (IRRF)	30.364	36.076	239.721	177.357
PASEP e COFINS	250.273	22.660	577.998	196.440
ICMS	-	-	211.659	286.142
PAES / REFIS	-	-	185.441	243.349
INSS/FGTS	-	-	139.792	120.135
Outros	-	-	201.967	144.745
Total	280.637	58.736	1.556.578	1.168.168

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Passivo não circulante:				
PASEP e COFINS	-	-	75.323	39.548
PASEP e COFINS Diferidos	181.991	-	181.991	-
PAES / REFIS	-	-	595.691	756.478
INSS/FGTS	-	-	31.884	22.809
Outros	-	-	15.420	18.716
Total	181.991	-	900.309	837.551

Notas Explicativas



27.2- Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Passivo circulante:				
Imposto de Renda corrente	150.749	-	431.712	13.938
Contribuição Social corrente	45.251	-	149.632	4.200
	<u>196.000</u>	<u>-</u>	<u>581.344</u>	<u>18.138</u>
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL diferidos	<u>733.289</u>	<u>291.878</u>	<u>1.003.796</u>	<u>569.380</u>

27.3- Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA			
	31/12/2015		31/12/2014	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Prejuízo antes do IRPJ e CSLL	<u>(13.792.291)</u>	<u>(13.792.291)</u>	<u>(2.794.990)</u>	<u>(2.794.990)</u>
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	3.448.073	1.241.306	698.748	251.549
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de Dividendos	15.511	5.584	24.619	8.863
Equivalência patrimonial	(1.469.836)	(529.141)	(64.808)	(23.331)
Compensação Prejuízo Fiscal	53.870	19.393	-	-
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(2.436.744)	(877.228)	(741.246)	(266.847)
Doações	(41.301)	(14.868)	(48.777)	(17.560)
Demais adições e exclusões	<u>(47.011)</u>	<u>(16.924)</u>	<u>(42.114)</u>	<u>(15.161)</u>
Total da receita (despesa) de IRPJ e CSLL	<u>(477.438)</u>	<u>(171.878)</u>	<u>(173.578)</u>	<u>(62.487)</u>
Alíquota efetiva	<u>3,46%</u>	<u>1,25%</u>	<u>6,21%</u>	<u>2,24%</u>
	CONSOLIDADO			
	31/12/2015		31/12/2014	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Prejuízo antes do IRPJ e CSLL	<u>(14.243.546)</u>	<u>(14.243.546)</u>	<u>(1.261.984)</u>	<u>(1.261.984)</u>
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	3.560.887	1.281.919	315.496	113.579
Efeitos de adições e exclusões:				
Receita de dividendos	15.563	20.350	25.555	9.198
Equivalência patrimonial	132.862	47.830	(304.210)	(109.516)
Compensação Prejuízo Fiscal	207.389	61.529	-	-
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(4.208.992)	(1.463.822)	(1.222.047)	(514.886)
Incentivos Fiscais	18.088	-	111.197	2.075
Demais adições e exclusões	<u>(308.812)</u>	<u>(74.903)</u>	<u>(94.020)</u>	<u>(32.940)</u>
Total da receita (despesa) de IRPJ e CSLL	<u>(583.015)</u>	<u>(127.097)</u>	<u>(1.168.029)</u>	<u>(532.490)</u>
Alíquota efetiva	<u>4,09%</u>	<u>0,89%</u>	<u>92,55%</u>	<u>42,19%</u>

Notas Explicativas**27.4- 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%.

27.5- 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.

27.6- 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.

O prazo de financiamento é limitado a 180 meses e o saldo devedor é corrigido pela SELIC.

27.7- PASEP e COFINS Diferidos sobre Variação Cambial Ativa

Em 1º de abril de 2015 foi publicado o Decreto nº 8.426 que restabeleceu para 0,65% e 4%, respectivamente, as alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS incidentes sobre as receitas financeiras auferidas pelas pessoas jurídicas sujeitas ao regime de incidência não cumulativa, com vigência a partir de 1º de julho de 2015.

Todavia, com o advento do Decreto nº 8.451, publicado em 19 de maio de 2015, o Governo Federal reestabeleceu para zero as alíquotas de PIS/PASEP e COFINS incidentes sobre as receitas financeiras decorrentes de variações monetárias, em função da taxa de câmbio, de: (I) operações de exportação de bens e serviços para o exterior; e (ii) obrigações contraídas pela pessoa jurídica, inclusive, empréstimos e financiamentos.

Uma vez que o Decreto nº 8.451 estabeleceu a manutenção da alíquota zero somente para as supramencionadas operações, a Controladora passou a recolher, quando da liquidação da correspondente transação, as contribuições do PIS/PASEP e COFINS

Notas Explicativas

incidentes sobre as variações monetárias decorrentes da oscilação da moeda estrangeira observada nos contratos de empréstimos concedidos pela Companhia. Neste contexto, devido ao diferimento na tributação da variação cambial para o momento da liquidação da operação, a Controladora reconheceu no passivo não circulante PIS/PASEP e COFINS diferidos nos montantes de R\$ 25.440 e R\$ 156.551, respectivamente.

NOTA 28 – ENCARGOS SETORIAIS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
PASSIVO CIRCULANTE		
Quota RGR	154.753	229.178
Quota CDE	38.979	8.827
Quota PROINFA	45.819	28.466
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	56.932	66.006
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	5.223	4.072
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	356.920	371.367
Programa de Eficiência Energética - PEE	24.397	167.446
Outros	12.377	54.935
	<u>695.400</u>	<u>930.297</u>
PASSIVO NÃO CIRCULANTE		
Quota RGR	8.184	32.975
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	404.623	348.308
Programa de Eficiência Energética - PEE	49.388	48.844
Outros	-	179.594
	<u>462.195</u>	<u>609.721</u>
TOTAL	<u>1.157.595</u>	<u>1.540.018</u>

28.1 - 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 movimentada 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:

Notas Explicativas

a) As concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;

b) As concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012; e

c) As concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas nos termos da Lei 12.783/2013.

28.2 - 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 é gerida pela Companhia, cumprindo programação determinada pelo Ministério de Minas e Energia, não afetando o resultado da Companhia.

A CDE também é utilizada para garantir a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa) e do carvão mineral nacional.

A partir do exercício de 2013, como um dos instrumentos para viabilizar a redução na conta de energia, essa contribuição foi reduzida para 25% da taxa vigente.

28.3 – 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).

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

Notas Explicativas

28.4 - 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.

28.5 - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica foi criada, pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentada pelo Decreto 2.410, de 28 de novembro de 1997, com a finalidade de constituir a receita da Agência Nacional de Energia Elétrica cobertura das suas despesas administrativas e operacionais.

A TFSEE equivale a 0,5% do valor econômico agregado pelo concessionário, permissionário ou autorizado, inclusive no caso de produção independente e autoprodução, na exploração de serviços e instalações de energia elétrica.

A TFSEE é devida desde 1º de janeiro de 1997, sendo fixada anualmente pela ANEEL e paga em doze cotas mensais.

28.6 – Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

As concessionárias de energia elétrica estão obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida ajustada, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

Os recursos do P&D têm a finalidade de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

Atendendo determinação dos citados dispositivos legais, em contrapartida aos lançamentos registrados no passivo, as concessionárias contabilizam no resultado, em pesquisa e desenvolvimento, como dedução da receita operacional.

Notas Explicativas**NOTA 29 - REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS**

	CONTROLADORA	
	31/12/2015	31/12/2014
Circulante		
Dividendos não reclamados	40.518	58.091
Dividendos retidos exercícios anteriores	1.960	3.904
	<u>42.478</u>	<u>61.995</u>

29.1 – 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.

29.2 – Dividendos Não Reclamados

O saldo da remuneração aos acionistas, demonstrado no passivo circulante, contém a parcela de R\$ 40.518 (R\$ 58.091 em 31 de dezembro de 2014), referente a remunerações não reclamadas dos exercícios de 2012, 2013 e 2014. A remuneração relativa ao exercício de 2011 e anteriores, está prescrita, nos termos do Estatuto da Companhia.

NOTA 30 – BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

As empresas do Sistema Eletrobras patrocinam planos de previdência aos seus empregados, bem como planos de assistência médica e seguro de vida pós-emprego em determinados casos. Esses benefícios são classificados como benefícios definidos (BD) e de contribuição definida (CD).

Devido à estrutura descentralizada do Sistema Eletrobras, cada segmento patrocina seu próprio pacote de benefícios a empregados. De forma geral, o Grupo oferece aos seus atuais e futuros aposentados e aos seus dependentes benefícios do tipo previdenciário, de assistência à saúde e seguro de vida pós-emprego, conforme apresentado na tabela a seguir:

Notas Explicativas

Tipos de benefícios pós-emprego patrocinados pelas empresas do Sistema Eletrobras					
Empresa	Planos de benefícios previdenciários			Outros benefícios pós-	
	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

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.

Notas Explicativas



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 2015.

Notas Explicativas



Os saldos das obrigações de benefícios pós-emprego estão demonstradas a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Obrigações de benefício pós-emprego - valores reconhecidos no balanço patrimonial				
Planos de benefícios definidos previdenciários	265.590	447.081	1.693.130	1.885.914
Planos de saúde e seguro de vida	9.933	12.182	272.296	374.252
Outras obrigações de benefícios pós-emprego	-	-	8.259	-
Total das obrigações de benefício pós-emprego	275.523	459.263	1.973.685	2.260.166
Circulante	22.557	10.856	114.861	258.898
Não circulante	252.966	448.407	1.858.824	2.001.268

a) Conciliação dos passivos dos planos de previdência e outros benefícios

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Planos de benefícios definidos previdenciários - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício				
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	1.650.165	1.856.603	17.867.309	18.494.073
Valor justo dos ativos do plano (-)	(1.474.504)	(1.483.624)	(18.905.009)	(19.300.597)
Passivo/(Ativo) líquido	175.661	372.979	(1.037.700)	(806.524)
Efeito de restrição sobre o ativo	-	-	1.890.266	1.916.652
Dívida atuarial contratada entre patrocinador e plano	90.229	67.850	842.672	1.271.936
Dívida financeira contratada entre patrocinador e plano	89.929	74.102	157.757	191.664
Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego	265.590	447.081	1.693.130	1.885.914
Custo de serviço corrente líquido	(965)	(706)	(53.494)	(47.310)
Custo de juros líquidos	44.388	-	125.220	70.338
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	43.423	(706)	71.727	23.028

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Outros benefícios pós-emprego - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício				
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	9.933	12.182	272.296	374.252
Valor justo dos ativos do plano (-)	-	-	-	-
Passivo/(Ativo) líquido	9.933	12.182	272.296	374.252
Valor de passivo/(ativo) de outros benefícios pós-emprego	9.933	12.182	272.296	374.252
Custo de serviço corrente	1.383	237	14.147	19.238
Custo de juros líquidos	1.487	259	43.639	42.626
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	2.870	496	57.786	61.864

b) Divulgação de Benefícios Definidos Previdenciários

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido:

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Tabela b.1 - Planos de benefícios definidos previdenciários - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais				
Valor das obrigações atuariais no início do ano	1.856.603	1.748.898	18.494.073	17.196.047
(Venda)/ Aquisição de controlada (*)	-	-	(68.269)	65.303
Custo de serviço corrente	3.628	3.640	86.483	84.100
Juros sobre a obrigação atuarial	216.116	199.789	2.167.943	2.009.652
Benefícios pagos no ano (-)	(182.569)	(172.282)	(1.455.594)	(1.302.903)
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	(243.614)	76.558	(1.357.326)	441.874
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	(2.938)	25.321	(74.348)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	(130.252)	35.742	(1.309.909)	455.898
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	(113.363)	43.754	(72.738)	60.324
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	1.650.165	1.856.603	17.867.309	18.494.073

Notas Explicativas



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	
	2015	2014	2015	2014
Valor justo dos ativos no início do ano	1.483.624	1.787.681	19.300.597	17.830.733
Aquisição de controlada (*)	-	-	(63.327)	52.699
Benefícios pagos durante o exercício (-)	(182.569)	(172.282)	(1.455.594)	(1.302.903)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	4.594	4.345	139.977	134.426
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	15.451	12.385	211.355	238.939
Rendimento esperado dos ativos no ano	171.729	205.461	2.291.003	2.103.348
Ganho/(Perda) sobre os ativos do plano (excluindo as receitas de juros)	(18.324)	(353.966)	(1.519.001)	243.355
Valor justo dos ativos ao final do ano	1.474.504	1.483.624	18.905.009	19.300.597
Rendimento efetivo dos ativos no ano	153.404	(148.505)	772.002	2.346.703

* Aquisição/ classificação como ativo mantido para venda de controlada (Vide Nota 43)

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados Programa Previdenciário	81.783	330.543	2.321.962	1.945.074
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício líquidos dos impostos diferidos - Programa Previdenciário	248.760	(392.065)	(376.887)	(1.298.178)

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	
	2015	2014	2015	2014
Valor das obrigações atuariais no início do ano	12.182	2.156	364.821	360.173
Custo de serviço corrente	1.383	259	14.147	19.260
Juros sobre a obrigação atuarial	1.487	237	43.639	42.604
Benefícios pagos no ano	-	-	(11.249)	(14.977)
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	(5.119)	9.530	(139.062)	(32.808)
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas demográficas	-	-	(29.682)	29.384
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	(560)	124	(49.624)	119.803
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	(4.559)	9.406	(59.756)	(181.995)
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	9.933	12.182	272.296	374.252

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	Controladora		Consolidado	
	2015	2014	2015	2014
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados - Outros benefícios pós-emprego	(23.731)	(18.612)	46.326	185.388
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Outros benefícios pós-emprego	5.119	(9.530)	139.062	32.808

Notas Explicativas



d) Hipóteses Atuariais e Econômicas

As premissas atuariais apresentadas abaixo foram utilizadas na determinação da obrigação de benefício definido e da despesa do exercício.

Hipóteses Econômicas		
	2015	2014
Taxa de juros de desconto atuarial anual (i)	13,16% a 13,27%	12,19% a 12,27%
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	7,26% a 7,36%	6,12% a 6,20%
Projeção de aumento médio dos salários	5,50% a 9,57%	6,78% a 9,80%
Projeção de aumento médio dos benefícios	5,50%	5,72%
Taxa anual real de evolução custos médicos	0% a 6,18%	1,00% a 5,64%
Taxa média de inflação anual	5,50%	5,72%
Expectativa de retorno dos ativos do plano (ii)	13,16% a 13,27%	12,19% a 12,27%

Hipóteses Demográficas		
	2015	2014
Taxa de rotatividade	0%;2,80%;80% T1 Service Table	0%;(2/Idade do participante)-0,04;80% T1 Service Table
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000;AT-2000 BASIC;AT-83 BASIC F;AT-2000 (D10);AT-2000 (suavizada 10%);AT-83 BASIC M	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
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;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
Tábua de invalidez	Light Fraca, Média e Forte; Muller; Alvaro Vindas;TASA-1927 (Suavizada 30%)	Light Fraca, Média e Forte; Alvaro Vindas;TASA-1927 (Suavizada 30%)
% 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 em 31 de dezembro de 2015 foi de R\$153.404 ((R\$148.505) em 2014) na Controladora e R\$ 772.002 (R\$2.346.703 em 2014) no Consolidado.

e) Contribuições patronais

Em 31 de dezembro de 2015, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano CD atingiram R\$ 16.983 (R\$ 14.772 em 2014) e R\$ 213.626 (R\$ 183.145 em 2014) no Consolidado.

Notas Explicativas



Em 31 de dezembro de 2015, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano BD atingiram R\$ 15.451 (R\$ 12.385 em 2014) e R\$ 211.355 (R\$ 238.713 em 2014) no Consolidado.

A Controladora espera contribuir com R\$ 29.696 com o plano de benefício definido durante o próximo exercício e R\$ 216.015 no Consolidado.

A duração média ponderada da obrigação de benefício definido da Controladora é de 8,16 anos e a média do Consolidado é de 10,15 anos.

Análise dos vencimentos esperados de benefícios não descontados de planos de benefício definido pós-emprego:

Controladora

Controladora Em 31 de dezembro de 2015	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Programa Previdenciário	165.316	163.146	474.294	2.428.478	3.231.234

Consolidado

Consolidado Em 31 de dezembro de 2015	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Programa Previdenciário	1.547.230	1.553.554	4.639.378	31.212.694	38.952.856

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\$30.940 (aumento de R\$32.057).
- Se a expectativa de vida aumentasse (diminuísse) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$34.693 (redução de R\$35.550).

Consolidado

- Se a taxa de desconto fosse 0,25% mais alta (baixa), a obrigação de benefício definido teria redução de R\$380.518 (aumento de R\$396.007).
- Se os custos médicos fossem 0,25% mais altos (baixos), a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 10.672 (redução de R\$9.863).

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\$289.720 (redução de R\$299.407).

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	
	2015	2014	2015	2014
Valores Disponíveis Imediatos	8	10	1.508	4.826
Realizáveis	123.083	79.534	888.620	862.037
Crédito de Depósitos Privados	198.122	189.288	394.430	397.668
Investimentos em Renda Fixa	716.942	683.227	13.720.841	12.779.880
Investimentos em Renda Variável	134.653	142.535	2.126.328	2.718.104
Fundos de Investimento	194.643	239.191	1.160.367	1.905.109
Investimentos Imobiliários	134.367	142.249	841.652	861.319
Investimentos Estruturados	-	-	385.643	275.595
Empréstimos e Financiamentos	77.585	70.972	526.007	593.423
Outros	2.099	1.997	89.360	140.856
(-) Recursos a receber do patrocinador	(42.995)	(13.256)	(408.644)	(454.484)
(-) Exigíveis Operacionais	(7.671)	(5.406)	(97.585)	(62.453)
(-) Exigíveis Contingenciais	(7.085)	(2.397)	(437.104)	(456.687)
(-) Fundos de Investimentos	(4.316)	(4.076)	(91.827)	(84.577)
(-) Fundos Administrativos	(44.931)	(40.244)	(167.243)	(163.708)
(-) Fundos Previdenciais	-	-	(27.344)	(16.310)
Total dos ativos	1.474.504	1.483.624	18.905.009	19.300.597

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.

NOTA 31 - PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A Companhia e suas controladas são partes envolvidas em diversas ações em andamento no âmbito do judiciário, principalmente nas esferas trabalhista e cível, que se encontra 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 e da ocorrência de

Notas Explicativas

obrigação presente em função de evento passado, baseada na opinião de seus consultores jurídicos, da seguinte forma:

- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como provável, além de atender a condição de obrigação presente vinculada a evento passado, 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:

a) Contingências prováveis:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Trabalhistas	492	-	21.100	12.589
Cíveis	542.853	-	569.625	19.493
	<u>543.345</u>	<u>-</u>	<u>590.725</u>	<u>32.082</u>
NÃO CIRCULANTE				
Trabalhistas	165.712	119.429	984.066	930.375
Tributárias	-	-	644.466	236.593
Cíveis	<u>8.736.188</u>	<u>4.709.952</u>	<u>11.927.597</u>	<u>7.783.396</u>
	<u>8.901.900</u>	<u>4.829.381</u>	<u>13.556.129</u>	<u>8.950.364</u>
	<u>9.445.245</u>	<u>4.829.381</u>	<u>14.146.854</u>	<u>8.982.446</u>

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia classificou o montante de R\$ 543.345 no passivo circulante com base no histórico de pagamentos das causas judiciais efetuados nos últimos três anos.

Notas Explicativas

Estas provisões tiveram, neste exercício, a seguinte evolução:

	<u>CONTROLADORA</u>	<u>CONSOLIDADO</u>
Saldo em 31/12/2014	4.829.381	8.982.446
Constituição de provisões	5.993.331	8.217.630
Reversão de provisões	(294.541)	(1.096.853)
Atualização Monetária	-	76.351
Baixas	(419.855)	(1.128.215)
Pagamentos	(663.071)	(904.505)
Saldo em 31/12/2015	<u>9.445.245</u>	<u>14.146.854</u>

Principais ações judiciais movidas contra a Companhia e suas controladas com probabilidade de perda provável:

a.1) Ações judiciais cíveis

Na Controladora

Existe um contencioso judicial expressivo envolvendo a controladora. O maior número de ações nesse universo diz respeito às ações que têm por objeto a aplicação de critérios de atualização monetária sobre os créditos escriturais do Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica.

Tais demandas têm por objeto impugnar a sistemática de atualização monetária determinada pela legislação que rege o Empréstimo Compulsório e aplicada pela Companhia.

Os créditos do empréstimo compulsório foram pagos pela Companhia por intermédio de conversões realizadas em 1988, 1990 e 2005.

A divergência foi levada ao Superior Tribunal de Justiça (STJ), tendo a questão de mérito sido decidida por aquela Corte. A matéria, entretanto, é atualmente objeto de recursos ao Supremo Tribunal Federal (STF), os quais se encontram pendentes de julgamento.

A despeito da questão ter sido submetida ao STF, face ao precedente do STJ, decidido sob o rito do artigo 543-C do Código de Processo Civil de 1973, as demandas ajuizadas têm tido seu curso normal e, por conseguinte, vêm ocorrendo diversas condenações ao pagamento de diferenças de correção monetária relativas a esse período e em decorrência das mesmas a Eletrobras tem sido alvo de numerosas execuções, sendo

Notas Explicativas

que nessas execuções há dissenso entre a Eletrobras e os autores quanto à forma de apuração do valor devido.

Ocorre, entretanto, que no terceiro trimestre de 2015, o STJ proferiu decisões definindo parâmetros para a metodologia de cálculo dessas execuções, acatando algumas alegações da Eletrobras, mas não a sua integralidade, o que ensejou ajustes na metodologia de cálculo da Eletrobras e na classificação de risco dessas ações e a consequente variação da provisão para contingências no exercício findo em 31 de dezembro de 2015.

Existem atualmente aproximadamente 3.868 ações judiciais provisionadas, com esse objeto, tramitando em diversas instâncias. A Companhia mantém provisão para estas contingências cíveis, na Controladora, no valor de R\$ 9.279.041 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 4.306.609) 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.

Cumprir registrar também a existência de processos promovidos contra a 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.

Tais processos são decorrentes de pagamentos, multas e encargos por supostos atrasos e inadimplementos da Amazonas no cumprimento de obrigações referentes a tais contratos.

Quanto aos processos referentes a este objeto, quatro deles foram julgados improcedentes (decisão favorável à Eletrobras) em primeira instância, seis foram julgados procedentes (desfavorável à Eletrobras) em primeira instância, e outros se encontram pendentes de julgamento. Os processos em que houve sentença de procedência (desfavorável à Eletrobras) atualmente se encontram pendentes de julgamento de recursos interpostos pela Eletrobras.

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. No entanto, os 8 (oito) processos que tiveram sentença de procedência tiveram classificação de risco ajustada para provável, uma vez que, por tratar de discussão referente ao exame de fatos e provas, é de difícil reforma em instâncias superiores. Tais processos envolvem o valor de R\$ 617.002.

Por fim, cabe mencionar um processo referente à execução de garantia contratual prevista em contrato com a Companhia Energética Manauara, que também deve ter sua classificação de risco alterada para provável, na medida em que a obrigação está expressamente prevista no contrato, o que dificulta em muito a defesa da Eletrobras. O referido processo envolve a quantia de R\$ 11.739.

Em específico a esses contratos de fornecimento de energia no qual a Eletrobras se figura como fiadora, a Companhia mantém a provisão de R\$ 628.741 (R\$ 419.855 em

**Notas Explicativas**

31 de dezembro de 2014) lastreada no ativo de mesmo montante junto à controlada Amazonas Energia.

Notas ExplicativasChesf

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\$ 350.000 (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 de 2012 e concluído em dezembro de 2013, sendo a eles por igual negado provimento

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 de 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 de dezembro de 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 de agosto de 2014 pelo Juiz da 12ª Vara Cível, que determinou a imediata liberação dos valores bloqueados. Em agravo interposto pelo Consórcio, foi determinado, em 15 de setembro de 2014, a suspensão dos efeitos da decisão que determinou a liberação dos valores; em contrapartida, o juízo de piso julgou, em 24 de setembro de 2014, os Embargos da Declaração opostos pela Chesf na execução provisória, para extingui-la por falta de condição de procedibilidade, revogando, portanto, todas as medidas constritivas incidentalmente determinadas.

Notas Explicativas

O consórcio ingressou com Reclamação, distribuída à 6ª câmara cível do TJE em 06 de novembro 2014, a qual aguardava julgamento em 31 de dezembro 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 2015 é de R\$ 1.071.554 (31 de dezembro de 2014- 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. 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 2014 – R\$ 100.000). Em 31 de dezembro de 2015, estava a ação rescisória ainda pendente de julgamento.

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 não foi provido, e Agravo Regimental que também não foi provido, resultando no trânsito em julgado do processo. A Companhia já realizou depósitos judiciais no importe de R\$ 61.004, que já foi levantado pela parte adversa e aguarda-se que seja proferida sentença de extinção de execução.

Eletronorte

i. 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

Notas Explicativas

contestando esses títulos. A provisão constituída desta causa em 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 375.449 (31 de dezembro 2014 – R\$ 364.549).

ii. Referente a ressarcimento de valores a Sul America Companhia Nacional de Seguros devido ao pagamento feito a Albrás Alumínio Brasileiro S.A. pelo sinistro sofrido decorrente da interrupção do fornecimento de energia elétrica. O valor do processo monta em R\$ 236.731 (31 de dezembro 2014 – R\$ 229.835). O saldo apresentou elevação significativa decorrente, principalmente, de mudança de julgamento na classificação do risco de ação cível, que passou de possível para provável.

a.2) Trabalhistas**Furnas**

i. Classificação do processo nº 010058-17.2012.5.18.0131 como provável, da esfera trabalhista, no valor de R\$ 21.044, proveniente do Sindicato dos Eletricitários de Furnas e DME, classificado como risco possível até 31 de dezembro de 2014, em razão de apresentação dos cálculos pelo Reclamante no Juízo.

ii. Adição do processo nº 0171500-23.1995.5.01.0046, da esfera trabalhista, no valor de R\$ 5.957, referente à complementação de aposentadoria (paridade). Processo em grau de recurso em razão da interposição de Agravo de Petição pela Fundação Real Grandeza.

Ceal

O Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas no Estado de Alagoas, na qualidade de substituto processual, aforou reclamação trabalhista em favor dos empregados da Companhia, visando o recebimento de supostas diferenças salariais, ocorridas em virtude da implantação do denominado "Plano Bresser" (Decreto-Lei nº 2.335/87).

O pedido teve amparo perante a Egrégia Segunda Junta de Conciliação e Julgamento de Maceió-AL, decisão esta confirmada pelo Tribunal Regional do Trabalho da 19ª Região, estando à 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 à data-base da categoria, o que extraordinariamente oneraria a execução.

Daí o risco avaliado de perda ser provável quanto à 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

Notas Explicativas



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\$ 5.281 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 4.687).

a.3) Tributárias

Eletronorte

Existem duas provisões relevantes por Autos de Infração e Notificação fiscal no montante de R\$ 319.529, especificadas abaixo e outras provisões de menor relevância envolvendo Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e tributos federais junto à Receita Federal do Brasil.

Os Autos de Infração e Notificação Fiscal são referentes à Taxa de Controle, Acompanhamento e Fiscalização das Atividades de Exploração e Aproveitamento de Recursos Hídricos – TFRH, regulamentada pelo Decreto nº 1.227/2015, destinada a custear a fiscalização e aproveitamento de recursos hídricos em território paraense. O primeiro Auto de Infração foi em 27/08/2015 no montante de R\$ 206.316, referente ao não recolhimento da TFRH nos meses de abril a junho de 2015. O segundo Auto de Infração foi em 11 de novembro de 2015 no montante de R\$113.212, referente aos meses de julho a setembro de 2015. Em esfera administrativa e judicial o recurso referente ao primeiro Auto de Infração da Companhia foi indeferido, no que tange o segundo Auto de Infração a Companhia ingressou com a Impugnação, mas não espera resultado diferente do primeiro. Portanto, a Companhia procedeu com a provisão dos dois Autos de Infração.

Furnas

Adição do processo nº 0084092-14.2015.4.02.510, da esfera tributária, tratando-se de ação anulatória na qual se discute o crédito tributário decorrente do processo administrativo nº 16682.720330/2012 (cobrança de PIS/COFINS sobre RTE e Itaipu) no montante de R\$ 126.377, de modo que tal exigência foi garantida pelo depósito judicial efetuado em sede da ação cautelar a ele apenso, de nº064673-08.2015.4.02.5101. Em 06 de julho de 2015 Furnas efetuou depósito judicial no montante integralmente exigido à época, que totalizava R\$ 117.309.

b) Ações judiciais movidas contra a Companhia e suas controladas com probabilidade de desembolso futuro possível, não provisionadas.

Notas Explicativas

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.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Trabalhistas	447.656	240.261	1.228.770	1.212.589
Tributárias	752.654	649.934	6.253.906	7.802.015
Cíveis	14.329.202	12.097.552	23.715.573	18.792.170
	<u>15.529.512</u>	<u>12.987.747</u>	<u>31.198.249</u>	<u>27.806.774</u>

b.1) Cíveis**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 25. Em dezembro de 2015 o valor das causas possíveis referente ao Empréstimo Compulsório foi de R\$ 3.306.781 (31 de dezembro 2014 – R\$ 7.349.142).

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 de janeiro de 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. Em 31 de dezembro de 2015 o valor da causa é de R\$ 8.031.500

iii. No que tange as ações com avaliação de risco como possível destacamos os processos dos Produtores Independentes de Energia – PIEs. 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\$ 664.931 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 773.900).

Notas Explicativas

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.

iv. Entre 22 de julho e 15 de agosto de 2015, duas ações coletivas referentes a valores mobiliários foram movidas contra a Eletrobras, alguns de seus dirigentes e um ex-dirigente no Tribunal Distrital dos Estados Unidos para o Distrito Sul de Nova York (SDNY). Em 2 de outubro de 2015, essas ações foram consolidadas e o Tribunal nomeou os líderes dos requerentes, Dominique Lavoie e a cidade de Providence. Os requerentes apresentaram uma reclamação aditada consolidada em 8 de dezembro de 2015, supostamente em nome de investidores que compraram títulos da Eletrobras negociados na Bolsa de Valores de Nova York, entre 17 de agosto de 2010 e 24 de junho de 2015 e, em 26 de fevereiro de 2016, apresentaram uma segunda reclamação aditada consolidada. A segunda reclamação aditada consolidada alega, entre outras coisas, que a Eletrobras e os réus individuais sabiam ou deveriam saber da suposta fraude cometida contra a Companhia por um cartel de empresas de construção, bem como dos subornos e propinas supostamente solicitados e recebidos pelos empregados da Eletrobras; que a Eletrobras e os réus individuais prestaram declarações distorcidas materialmente relevantes bem como se omitiram em relação à suposta fraude; e que o preço das ações da Companhia caiu quando a suposta fraude foi divulgada. Os requerentes não especificaram o valor dos danos que pleiteiam, embora tal valor, quando especificado, poderá ser relevante para a Companhia. A Eletrobras contratou assessores jurídicos e pretende se defender vigorosamente contra as alegações feitas na ação.

Por causa de inúmeras incertezas relacionadas a todas as questões que afetam a determinação razoável de um montante para causa, a Companhia não está apresentando um valor estimado para a causa. A Companhia não é capaz de mensurar qualquer estimativa razoável da potencial perda desses litígios. Caso ocorra uma decisão contrária ou um acordo, a Companhia poderá pagar valores substanciais, os quais poderão ter efeito substancial, em sua posição financeira, em seus fluxos de caixa e resultados futuros. A Eletrobras contratou assessores jurídicos norte-americanos e está se defendendo contra as alegações feitas nas ações propostas.

v. Em 19 de dezembro de 2013, a ANEEL publicou a Resolução nº 1.674, estabelecendo a tarifa de repasse de potência de Itaipu para 2014 no montante equivalente a US\$26,05 mês, deixando de considerar o componente referente ao saldo negativo da conta de comercialização de energia de Itaipu, no valor de R\$ 881.785, conforme informado pela Eletrobras.

A Eletrobras, entendendo estar equivocada a referida decisão da agência, interpôs pedido de reconsideração em 02 de janeiro 2014, alegando que a resolução viola o disposto no Decreto nº 4.550/2002 em diversos dispositivos, sendo, portanto, absolutamente ilegal, contrariando os princípios da hierarquia das leis e da vedação ao enriquecimento ilícito.

Notas Explicativas

O pedido da Eletrobras foi provido, no sentido de reconhecer que os valores correspondentes às inadimplências de pagamentos das distribuidoras à Eletrobras deveriam ser considerados no saldo da conta de comercialização de energia elétrica de Itaipu, determinando que as despesas incorridas com a inadimplência e demais dívidas dos cotistas poderiam ser compensadas, de forma atualizada, quando da definição da tarifa de repasse de potência para o ano de 2015. Em 31 de dezembro de 2015, o valor da causa é de R\$ 1.109.973.

vi. Trata-se de ação ordinária movida pela Energimp visando obter declaração judicial do direito de receber o valor integral da energia gerada, de acordo com as tarifas praticadas no âmbito do Proinfa, relativo a determinado período no qual a mesma não estava incluída no programa, por conta de processo administrativo de rescisão que visava apurar irregularidades no processo de habilitação.

A autora obteve decisão liminar para que a Eletrobras efetuasse o repasse das parcelas vencidas e vincendas, e, posteriormente, a sentença de primeiro grau julgou procedente o pedido autoral.

A Eletrobras vem cumprindo a liminar, efetuando o repasse das verbas oriundas da conta Proinfa, desde a concessão da liminar.

Inobstante o cumprimento da liminar, a Eletrobras interpôs recurso de apelação objetivando a reforma da decisão, estando o referido recurso pendente de julgamento.

Cabe esclarecer que a presente ação versa sobre recursos oriundos da conta Proinfa, que é administrada pela Eletrobras, mas de titularidade da União, não se tratando de recursos ordinários da Eletrobras. Em 31 de dezembro de 2015, o valor da causa é de R\$ 316.353 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 263.004).

Chesf

i. 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 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. No dia 26 de março de 2014 o Recurso de Apelação interposto pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia foi julgado e provido pelo TRF 1ª Região. Contra o acórdão que deu provimento à Apelação a Chesf opôs embargos de declaração, os quais foram rejeitados. Em 31 de dezembro de 2015 o acórdão que improviu os embargos de declaração se achava pendente de publicação.

Notas Explicativas

ii. Ação indenizatória proposta pela Hidroservice, processo nº 0009364-44.2003.4.05.8300 que tramita na 2ª Vara Federal-PE, objetivando a anulação de acordo de securitização setor elétrico com indenização pelo deságio na negociação de títulos recebidos, juros bancários. O valor atribuído à causa foi de R\$ 250.000 (históricos), estando estimado em R\$ 598.500. Apelações improvidas, mantendo a sentença que julgou improcedente a ação. Embargos de Declaração julgados em 26 de novembro de 2013 para corrigir o erro material apontado pela Chesf e negar provimento com relação a ambos os Embargos das partes. Apresentação de Recurso Especial e Recurso Extraordinário pela Hidroservice. A Eletrobras e a União Federal apresentaram Recurso Especial pleiteando majoração da verba honorária. O Recurso Extraordinário da Hidroservice e o Recurso Especial da Eletrobras e da União Federal foram inadmitidos e o Recurso Especial da Hidroservice foi remetido ao STJ, onde se encontra pendente de julgamento. A Hidroservice, a Eletrobras e a União Federal interpuseram agravo de instrumento para que seus recursos tenham seguimento admitidos.

iii. Processo nº 2014.01.1.193316-6, em trâmite perante a 23.ª Vara Cível da Circunscrição Judiciária de Brasília – DF. Trata-se de ação ordinária proposta pela Energia Potiguar Geradora Eólica S.A., Torres De Pedra Geradora Eólica S.A., Ponta do Vento Leste Geradora Eólica S.A., Torres de São Miguel Geradora Eólica S.A., Morro dos Ventos Geradora Eólica S.A., Canto da Ilha Geradora Eólica S.A., Campina Potiguar Geradora Eólica S.A., Esquina dos Ventos Geradora Eólica S.A., Ilha dos Ventos Geradora Eólica S.A., Pontal do Nordeste Geradora Eólica S.A., e Ventos Potiguares Comercializadora de Energia S.A. tendo por objeto a indenização em danos materiais (danos emergentes e lucros cessantes), no valor de R\$ 243.067, e que seriam decorrentes de suposto atraso na entrada em operação comercial da LT Extremoz II – João Câmara II e da SE João Câmara II. Em 31 de dezembro de 2015 o processo se encontrava em fase de conhecimento, tendo sido oferecida contestação.

iv. Processo nº 33328-13.2015.4.01.3400 – 15.ª Vara Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal. Trata-se de ação civil pública manejada pela ANEEL com o intuito de cobrar da Chesf supostos prejuízos que os consumidores finais de energia elétrica teriam tido com os atrasos das obras referentes às chamadas Instalações de Geração Compartilhada – ICGs. Esse prejuízo remontaria a R\$ 1.470.885. A Chesf recebeu a citação aos 23 de outubro de 2015, tendo apresentado contestação ao feito no dia 04 de dezembro de 2015. Não há condições de se avaliar, no presente momento, qual seria o desfecho da causa, vez que essa é a primeira ação no País a tratar do tema (não existe histórico no Brasil de ingresso de ações coletivas com conteúdo semelhante).

Eletrosul

Ação indenizatória de autoria da Mineradora Tibagiana Ltda. na qual o Consórcio Energético Cruzeiro do Sul é parte na ação judicial. A Eletrosul possui participação de 49% do valor de R\$ 386.396, ou seja, R\$ 189.334.

Furnas

i. Processo nº 0018333-44.2005.4.01.3400, esfera cível, ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, no valor de R\$ 103.000 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 112.270),

Notas Explicativas

desconstituir o ato da ANEEL que obriga Furnas a assinar o CUST com a Empresa Produtora de Energia Cuiabá - o valor provisionado refere-se ao valor que Furnas deixou de recolher de encargos por ter decisão liminar favorável a suspender a assinatura do CUST - o risco é possível tendo em vista que em 1ª instância a ação foi julgada improcedente, mas Furnas obteve decisão liminar perante a turma que irá julgar a apelação para suspender a assinatura do contrato até o julgamento final da demanda

ii. Adição do processo nº 0230268-26.2015.8.19.0001, da esfera cível, no valor de R\$ 123.476, referente à declaração de inexistência de multa e cobrança de danos materiais por parte do Consórcio Fornecedor Batalha (CONBAT). A ação visa suspender, em caráter liminar, e anular, ao final da demanda, a imposição indevida de multa pela Ré Furnas ao Autor CONBAT, evitando-se a inscrição desse consórcio no CADIN e reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro de contrato administrativo celebrado, alegando ainda atraso da Ré Furnas no cumprimento de suas obrigações. O valor apresentado no relatório se refere ao valor de provisão e não da causa. O risco possível foi classificado tendo em vista que o objeto do pedido necessita ainda de instrução probatória, sendo certo que após essa fase o risco de desembolso será novamente avaliado.

iii. Atualização do processo nº 0027531-15.2007.8.19.0001, da esfera cível, por parte da Inepar S.A Indústria e Construções, referente de dano material, cuja variação foi de R\$ 94.137, passando para o valor de R\$ 138.105 em 31 de dezembro de 2015 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 43.968).

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 de maio de 1973.

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.

Notas Explicativas

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. O valor da causa em 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 448.841 (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 2015: R\$ 1.229.555 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 1.070.522).

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 2015: R\$ 1.160.978 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 1.010.814).

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 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 2015: R\$ 744.430 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 634.585).

iv. Processo nº 16682.720.874/2013-18, apresentado solicitação de impugnação, referente à 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\$ 107.303 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 182.114).

v. Adição do processo nº 0085231-98.2015.4.02.5101, da esfera tributária, no valor de R\$ 651.430, decorrente de Execução Fiscal proposta pela União Federal para exigir o crédito tributário decorrente do processo administrativo nº 16682.720331/2012-10, que exige de Furnas diferenças apuradas de IRPJ e CSLL em razão de ter efetuado compensações sem uso de PER/DCOMP.

vi. Processo nº 16682.722946/2015-23, da esfera tributária, no valor de R\$ 558.631, por parte da Receita Federal do Brasil, cobrança de IRPJ e CSLL e multa e juros em razão de: Furnas registrou, equivocadamente, em 2009, como prejuízo fiscal uma despesa tida em 2000 em razão de contrato de assunção de dívida com a fundação real grandeza, de modo a reduzir, de forma indevida, o lucro real e a base de cálculo da

Notas Explicativas

CSLL em 2009, 2010 e 2011 e, conseqüentemente, o imposto pago; Furnas teria excluído, indevidamente, da base do IRPJ multa cobrada em razão da falta de recolhimento das estimativas mensais de IRPJ e CSLL em razão das compensações feitas e que foram desconsideradas pelo fiscal, e da CSLL valores a título de "reversão dos saldos das provisões não dedutíveis" e "outras exclusões", os valores referentes aos pagamentos realizados a título de juros sobre reconhecimento de dívida entre Furnas e a Real Grandeza. Furnas teria procedido à compensação de créditos na apuração das bases de cálculo do IRPJ e da CSLL sem utilizar o perd/comp, de modo que o fiscal considerou como não existentes tais compensações, cobrando, além do montante que se deixou de recolher, a multa isolada pelo não recolhimento das estimativas mensais.

vii. Processo nº 16682.721.073/2014-51, da esfera tributária, no valor de R\$ 245.543, por parte da Receita Federal do Brasil, cobrança de multa isolada relativa à CSLL em razão da compensação efetuada por Furnas sem utilizar o per/dcomp -auto de infração - cobrança de CSLL, juros de mora e multa proporcional em razão da glosa efetuada pelo fiscal em razão da utilização de créditos por Furnas do prejuízo fiscal apurado no exercício de 2007 - cobrança de multa isolada relativa ao IRPJ em razão das compensações efetuadas por Furnas sem a utilização da per/dcomp -cobrança de IRPJ, juros de mora e multa proporcional em razão da glosa efetuada pelo fiscal dos valores utilizados como créditos por Furnas em decorrência de prejuízo fiscal apurado no exercício de 2007.

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. Apresentou o Ministério Público Federal parecer opinando pelo não provimento do agravo, que foi julgado improcedente em 19/02/2014. A Mendes Junior apresentou Agravo Regimental o qual fora convertido em REsp e levado à sessão de julgamento em 04 de dezembro de 2014 onde houveram sustentações orais de todas as partes envolvidas. Por motivo de pedido de vista do Min. Benedito Gonçalves a sessão foi suspensa, com sua retomada em 18 de dezembro de 2014, quando, à unanimidade, a Primeira Turma decidiu por não conhecer do Recurso Especial interposto pela Mendes Júnior. O acórdão foi publicado em 19 março

Notas Explicativas

de 2015. Foram interpostos embargos de declaração pela Mendes Júnior, tendo sido concedida vista à Chesf. Em 31 de dezembro de 2015, os embargos de declaração estavam pendentes de julgamento pelo STJ.

NOTA 32 - OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS

A Companhia reconhece obrigações para descomissionamento de usinas term nucleares, que se constituem em um programa de atividades exigidas pela Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN, que permite dismantelar com segurança e mínimo impacto ao meio ambiente essas instalações nucleares, ao final do ciclo operacional.

Dadas às características específicas de operação e manutenção de usinas term nucleares, 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 2015 é de R\$ 1.201.186 (31 de dezembro de 2014 – R\$ 1.314.480).

	<u>CONSOLIDADO</u>
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2014	1.314.480
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no período	(113.294)
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2015	<u>1.201.186</u>

NOTA 33 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

Os recursos são oriundos do Tesouro Nacional sendo destinados aos projetos abaixo:

	<u>CONTROLADORA E CONSOLIDADO</u>	
	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Aquisição de participação acionaria CEEE / CGTEE	196.544	173.521
Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza	3.318	2.929
UHE de Xingó	9.322	8.230
Linha de transmissão no Estado da Bahia	1.459	1.288
Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66	8.650	7.638
	<u>219.294</u>	<u>193.606</u>

Notas Explicativas

**NOTA 34 – CONTRATOS ONEROSOS**

	CONSOLIDADO			SALDO EM 31/12/2015
	SALDO EM 31/12/2014	CONSTITUIÇÕES	REVERSÕES	
Transmissão				
Contrato 062/2001	608.488	120.990	-	729.478
LT Recife II - Suape II	7.657	43.367	-	51.024
LT Camaçari IV - Sapeaçu	2.917	96.163	-	99.080
Outros	13.028	6.108	(2.669)	16.467
	632.090	266.628	(2.669)	896.049
Geração				
Camaçari	91.122	-	(10.681)	80.441
Funil	132.219	-	(48.431)	83.788
Coaracy Nunes	30.361	197.730	-	228.091
Furnas	168.701	-	(168.701)	-
Marimbondo	25.989	53.935	-	79.924
Outros	51.406	78.666	-	130.072
	499.798	330.331	(227.813)	602.316
	1.131.888	596.959	(230.482)	1.498.365
Total do Passivo Circulante*	1.687	7.386	-	9.073
Total do Passivo Não Circulante	1.130.201	589.573	(230.482)	1.489.292
TOTAL	1.131.888	596.959	(230.482)	1.498.365

(*) Valor registrado na rubrica Outros passivos circulantes

	31/12/2015		31/12/2014	
	SALDO	TAXA DE DESCONTO	SALDO	TAXA DE DESCONTO
Transmissão	896.049	7,00%	632.090	6,57%
Geração	602.316	7,50%	499.798	6,69%
TOTAL	1.498.365		1.131.888	

Do montante da provisão para contratos onerosos mantida em 31 de dezembro de 2015, R\$ 1.270.274 (R\$ 1.101.527 em 31 de dezembro de 2014) 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.

Quanto aos contratos de transmissão, as premissas adotadas no cálculo de contrato oneroso contemplaram as receitas de transmissão dos contratos de concessão autorizadas pela Resolução nº 1.918, de 23 de junho de 2015, uma taxa de desconto de 7,00% e os períodos de vigência dos respectivos contratos.

A reversão na provisão para perdas por contrato oneroso da UHE Furnas e Funil é devido a dois motivos: aumento de RAP, em função da atualização para o ciclo de 2015-2016, conforme Resolução Homologatória ANEEL nº 1.918, de 23 de junho de 2015 (houve um aumento de 17,59% em relação ao ciclo 2014 - 2015); e à redução

Notas Explicativas

de custos na rubrica de Serviços a qual será impactada pela saída de funcionários contratados que ocorrerá até 2018.

A variação ocorrida na UHE Camaçari foi decorrente do registro de reversão de contrato oneroso advinda das premissas para o cálculo, onde foram contempladas as receitas de geração das usinas, definidas pela Resolução nº 1.924, de 28 de julho de 2015, adicionados PIS/PASEP, COFINS e a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.

Em 2015, a controlada Eletronorte verificou que o contrato da UHE Coaçari Nunes apresentou evidências significativas de onerosidade.

NOTA 35 - COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

Os compromissos de longo prazo da Companhia, relacionados, principalmente, a contratos de compra de energia elétrica e combustível são:

35.1- Compra de energia

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
Amazonas D	635.888	662.606	716.042	750.154	785.509	3.093.977
CGTEE	210.360	210.360	210.360	172.884	172.884	345.768
Chesf	312.502	299.559	314.542	329.594	4.321.655	-
Distribuidora Alagoas	719.541	815.969	882.501	857.696	890.258	-
Distribuidora Piauí	803.686	854.142	836.801	770.165	773.796	281.575.369
Distribuidora Rondônia	2.156.151	-	-	-	-	-
Eletrorul	275.685	254.399	264.407	254.484	264.407	3.225.297
Furnas	551.187	542.988	552.359	544.462	541.816	3.126.539
Total	5.665.000	3.640.023	3.777.012	3.679.439	7.750.325	291.366.950

35.2- Fornecedores de combustíveis

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
Amazonas D	2.703.545	2.703.545	2.703.545	2.703.545	2.703.545	26.805.832
CGTEE	136.189	136.189	136.189	136.189	136.189	408.567
Eletronuclear	77.164	104.241	193.483	-	-	-
Total	2.916.898	2.943.975	3.033.217	2.839.734	2.839.734	27.214.399

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 termoeletrica com a Companhia de Gás Natural do Amazonas – CIGÁS. O prazo final do contrato é 30/11/2030.

35.3- 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

Notas Explicativas

cuho 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 (PCHs), 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.

* Informações não auditadas pelo auditor independente

35.4- Venda de Energia

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
CGTEE	557.520	557.520	557.520	557.520	557.520	1.672.560
Chesf	988.720	903.070	947.460	993.090	-	18.358.900
Distribuidora Rondônia	1.114.099	1.357.047	1.376.269	-	-	-
Eletrosul	594.084	587.877	482.746	448.757	447.736	7.097.965
Eletronuclear	2.246.260	2.246.260	2.246.260	2.246.260	2.246.260	-
Furnas	3.725.242	3.039.313	3.039.313	1.680.214	2.039.093	34.655.285
Total	9.225.925	8.691.087	8.649.568	5.925.841	5.290.609	61.784.710

35.5- Compromissos sócio ambientais

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
Eletronuclear	77.164	104.241	193.483	-	-	-
Eletronorte	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	36.000
Total	97.164	124.241	213.483	20.000	20.000	36.000

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.

Notas Explicativas**Tucurí**

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.

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.

35.6- Aquisição de Imobilizado e Intangível

<u>Empresas</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>
Chesf	27.223	-	-	-
Eletronuclear	3.018.398	3.654.154	1.193.289	18.848
Eletrósul	2.182.121	1.215.595	220.170	268.414
Total	<u>5.227.742</u>	<u>4.869.749</u>	<u>1.413.459</u>	<u>287.262</u>

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.

35.7- Aquisição de insumos

<u>Empresas</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>
CGTEE	29.352	29.852	29.852	29.352
Total	<u>29.352</u>	<u>29.852</u>	<u>29.852</u>	<u>29.352</u>

A controlada CGTEE adquire cal para controle das emissões de resíduos das suas usinas.

35.8- Compromissos – Empreendimentos controlados em conjunto

Os valores dos compromissos dos empreendimentos controlados em conjunto estão apresentados a seguir pela proporção das participações das companhias.

Notas Explicativas**35.8.1 - Aquisição de imobilizado**

A Companhia possui contratos de aquisição de bens do imobilizado junto a fornecedores relativo à participação acionária em Sociedades de Propósito Específico (SPE), conforme apresentado abaixo :

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021
Norte Energia	357.276	92.936	6.692	2.390	10.243
Total	357.276	92.936	6.692	2.390	10.243

35.8.2 - Uso do bem público

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
Norte Energia	3.871	3.568	3.288	3.031	3.031	32.207
Energética Águas da Pedra	370	370	370	370	370	1.424
Total	4.241	3.938	3.658	3.401	3.401	33.631

35.8.3 - Aporte de capital

A Companhia possui compromissos futuros firmados relativo à participação acionária em Sociedades de Propósito Específico (SPE), relativos a adiantamento para futuro aumento de capital – AFAC, conforme apresentado abaixo :

Empresas	2017	2018
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	105.085	60.205
Complexo Fortim	445.000	-
Complexo Baleia	174.554	-
Complexo Famosa III	154.420	-
Complexo Serra Do Mel	62.408	-
Complexo Eólico Itaguaçu Da Bahia	37.766	-
Complexo Acaraú	50.966	-
Empresa de Energia São Manoels.A.	14.000	45.000
Complexo Eólico Pindaí I	45.100	-
Complexo Eólico Pindaí II	24.400	-
Complexo Eólico Pindaí III	5.550	-
ESBR Participações S.A.	638.600	-
Norte Energia S.A.	154.988	23.000
Complexo Eólico Sento Sé III	9.645	-
Complexo Eólico Serra das Vacas	1.176	-
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	15.000	-
Companhia Energética SINOP S.A.	12.250	16.188
Total	1.950.907	144.393

35.8.4 - Custo de Construção

Empresas	2017	2018	2019	2020
Eletronorte	148.843	-	-	-
Eletrosul	1.931.991	1.123.693	120.542	181.891
Total	2.080.834	1.123.693	120.542	181.891

Notas Explicativas

**NOTA 36 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO****36.1 - Capital Social**

O Capital Social da Companhia em 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 31.305.331 (31 de dezembro de 2014 - R\$ 31.305.331) e suas ações não têm valor nominal. As ações preferenciais 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 2015, conforme a seguir:

ACIONISTA	31/12/2015 e 31/12/2014							
	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
CEF	8.701.564	0,80	-	-	-	-	8.701.564	0,64
FGI	-	-	-	-	8.750.000	3,30	8.750.000	0,65
Outros	261.028.277	24,01	146.920	100,00	219.731.566	82,78	480.906.763	35,55
	<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>

Do total das 480.906.549 (já deduzidas as 214 ações ordinárias referentes aos Diretores e Membros do Conselho de Administradores da Eletrobras) ações em poder dos minoritários, 250.988.746, ou seja, 52,2% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 134.601.197 de ordinárias, 28 de preferenciais da classe "A" e 116.387.521 de preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 81.371.686 ações ordinárias e 21.262.873 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de American Depositary Receipts – ADRs.

36.2 - Reservas de Capital

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
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	387.418	387.418
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>

Notas Explicativas



36.3 - 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	
	31/12/2015	31/12/2014
Legal (art. 193 - Lei 6.404/1976)	-	2.233.017
Estatutárias (art. 194 - Lei 6.404/1976)	-	26.022
	-	2.259.039

Na 55ª Assembleia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2015 foi aprovado o pagamento do valor total do saldo da reserva estatutária de lucros de 31 de dezembro de 2014, a título de Juros sobre Capital Próprio aos acionistas titulares de ações preferenciais Classe "A" e "B".

Em 31 de dezembro de 2015, parte do saldo de prejuízos acumulados foi absorvido pelo saldo remanescente da reserva de lucros no montante de R\$ 2.233.017.

NOTA 37 – 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 25) 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.

31/12/2015				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Prejuízo atribuível a cada classe de ações	(11.606.060)	(1.569)	(2.833.978)	(14.441.607)
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%	100,00%
Resultado por ação básico (R\$)	(10,68)	(10,68)	(10,68)	
31/12/2014				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Prejuízo atribuível a cada classe de ações	(2.435.921)	(329)	(594.804)	(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%	100,00%
Resultado por ação básico (R\$)	(2,24)	(2,24)	(2,24)	

Notas Explicativas

**NOTA 38 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
RECEITAS OPERACIONAIS				
Geração				
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	2.749.068	2.806.271	12.310.243	12.175.362
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	3.571.809	3.317.103
Energia Elétrica de Curto Prazo	-	37.607	1.811.552	3.817.976
Receita de Operação e Manutenção de Concessões Renovadas	-	-	1.882.637	1.803.127
Receita de Construção de Usinas	-	-	148.403	240.040
Efeito Financeiro de Itaipu	234.425	(97.740)	234.425	(97.740)
	<u>2.983.493</u>	<u>2.746.138</u>	<u>19.959.069</u>	<u>21.255.868</u>
Transmissão				
Receita de Operação e Manutenção de Linhas Renovadas	-	-	2.504.239	1.207.090
Receita de Operação e Manutenção	-	-	191.372	994.178
Receita de Construção de Linhas Renovadas	-	-	2.077.616	1.786.195
Financeira - Retorno do Investimento	-	-	838.087	714.409
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>5.611.314</u>	<u>4.701.872</u>
Distribuição				
Fornecimento/Suprimento de Energia Elétrica	-	-	14.835.424	7.310.337
Receita de Construção	-	-	1.011.518	873.413
CVA e outros itens financeiros	-	-	324.120	38.477
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>16.171.062</u>	<u>8.222.227</u>
Outras receitas	<u>19.567</u>	<u>53.940</u>	<u>1.484.431</u>	<u>1.339.294</u>
	<u>3.003.060</u>	<u>2.800.078</u>	<u>43.225.876</u>	<u>35.519.261</u>
(-) Deduções à Receita Operacional				
(-) ICMS	-	-	(3.877.677)	(1.683.781)
(-) PASEP e COFINS	(505.668)	(91.175)	(4.108.891)	(2.685.562)
(-) Encargos setoriais	-	-	(2.313.660)	(1.005.014)
(-) Outras Deduções (inclusive ISS)	-	-	(336.810)	(7.097)
	<u>(505.668)</u>	<u>(91.175)</u>	<u>(10.637.038)</u>	<u>(5.381.454)</u>
Receita operacional líquida	<u>2.497.392</u>	<u>2.708.903</u>	<u>32.588.838</u>	<u>30.137.807</u>

A receita de fornecimento/suprimento de energia elétrica do segmento de distribuição aumentou R\$ 7.525.087 de 31 de dezembro de 2014 para 31 de dezembro de 2015 devido aquisição da Celg-D ocorrida em setembro de 2014, sendo essa a razão a qual a Companhia reconheceu somente o resultado do último trimestre da empresa supracitada. Durante o exercício de 2015 a Celg-D apresentou uma receita de fornecimento/suprimento de energia elétrica de R\$ 7.146.242, enquanto no exercício findo em 31 de dezembro de 2014 a receita reconhecida pela Companhia foi de R\$ 1.626.908.

Notas Explicativas

**NOTA 39 – RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Investimentos em controladas				
Equivalência patrimonial	(6.437.858)	(267.636)	-	-
Investimentos em coligadas				
Juros sobre o capital próprio	5.610	10.611	-	10.611
Equivalência patrimonial	401.201	8.405	379.743	(1.426.804)
	<u>406.811</u>	<u>19.016</u>	<u>379.743</u>	<u>(1.416.193)</u>
Outros investimentos				
Juros sobre o capital próprio	2.010	20.008	2.010	20.008
Dividendos	62.045	98.477	62.045	98.477
Remuneração dos investimentos em parcerias	10.402	24.429	10.402	24.429
Rendimentos de capital - ITAIPU	77.246	56.439	77.246	56.439
	<u>151.703</u>	<u>199.353</u>	<u>151.703</u>	<u>199.353</u>
	<u>(5.879.344)</u>	<u>(49.267)</u>	<u>531.446</u>	<u>(1.216.840)</u>

NOTA 40 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Pessoal	398.830	383.818	6.004.845	5.609.320
Material	2.555	2.885	318.410	310.276
Serviços	119.120	110.120	3.172.162	2.565.777
	<u>520.505</u>	<u>496.823</u>	<u>9.495.417</u>	<u>8.485.373</u>

NOTA 41 - ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Energia comprada para revenda				
Suprimento		-	4.931.606	5.030.149
Comercialização na CCEE	48.335	487.362	2.998.109	2.864.480
Proinfa	2.803.812	2.502.382	2.818.660	2.502.382
Outros	17.686	17.439	17.852	27.689
	<u>2.869.832</u>	<u>3.007.183</u>	<u>10.766.227</u>	<u>10.424.700</u>

Notas Explicativas

**NOTA 42 - PROVISÕES (REVERSÕES) OPERACIONAIS**

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Garantias	30.265	115.166	30.265	115.166
Contingências ¹	5.698.790	3.389.682	7.083.748	3.655.626
PCLD - Consumidores e Revendedores	-	-	642.924	83.921
PCLD - Financiamentos e Empréstimos ²	15.755	(269.051)	15.755	(269.051)
Passivo a descoberto em Controladas	5.392.577	831.851	-	-
Contratos Onerosos	-	-	366.477	(1.800.401)
Provisão/(Reversão) para Perdas em Investimentos (a)	(1.001.986)	(411.122)	(610.747)	(313.672)
Impairment ³	(1.852)	-	5.991.110	509.994
Ajuste a Valor de Mercado	67.107	110.902	67.107	110.902
Reversão para Perda de Ativo Financeiro	-	-	-	(791.868)
Impairment BRR ³	-	-	(148.637)	(360.648)
Provisão para perdas no imobilizado	-	-	-	235.064
Provisão para compensações ambientais	-	-	-	104.904
Risco Hidrológico (b)	-	-	451.340	-
Outras	31.978	69.134	749.943	474.723
	<u>10.232.634</u>	<u>3.836.562</u>	<u>14.639.285</u>	<u>1.754.660</u>

¹ As informações referentes a contingências estão descritas na Nota 31.

² As informações referentes a PCLD de financiamentos e empréstimos estão descritas na Nota 9.

³ As informações referentes a *impairment* estão descritas na Nota 20.

(a) Perdas em Investimentos

Objetivando ressarcir as empresas concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica que possuem geração térmica e que atue no Sistema Isolado, a Lei 10.833/2003, que alterou a Lei 8.631/1993, estabeleceu que a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC assumisse esse ônus, na sua integralidade, no ano de 2004 e parcialmente durante os anos de 2005 a 2008.

Através da Resolução Normativa 303/2008, a ANEEL estabeleceu a metodologia e procedimentos para apuração, demonstração e validação do montante do ICMS contabilizado como custo decorrente da aquisição de combustíveis, bem como a apuração, demonstração, fiscalização e pagamento do passivo a ser restituído a CCC-ISOL pelos agentes beneficiários que receberam reembolso de ICMS em montante superior ao efetivo custo incorrido com esse imposto.

A ANEEL através do Despacho 4.722/2009 SFF/ANEEL, que trata do encerramento do exercício de 2009, determinou que fosse reconhecido contabilmente o montante do passivo a ser restituído à Conta de Consumo de Combustível CCC referente ao período de janeiro de 2004 até dezembro de 2007.

A Administração da controlada Amazonas Energia, amparada por seus consultores jurídicos requereu judicialmente a suspensão dos efeitos da referida resolução do órgão regulador.

Por força da sentença judicial exarada em 29 de setembro de 2009 a controlada Amazonas Distribuidora nas demonstrações financeiras de dezembro de 2009 reverteu do seu Passivo esta obrigação, tendo como contrapartida receita operacional. Esta obrigação apresenta o montante atualizado de R\$ 1.100.499 referente ao valor reembolsado pela CCC ISOL nos anos de 2004 a 2008.

Notas Explicativas

Entretanto, face ao estágio em que a ação judicial se encontrava, em que pesasse admissibilidade do mérito correspondente, existia a incerteza sobre o desfecho da ação, pelo que, a controladora ao longos dos exercícios sociais vinha reconhecendo provisão para a cobertura de eventuais perdas relacionadas a esses supostos débitos com a CCC relativos ao ICMS.

Face a esta sentença judicial concedendo o mérito à Amazonas Distribuidora, a ANEEL interpôs um Agravo de Instrumento. Em 17/11/2015 esse Agravo de Instrumento foi negado pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região. Posteriormente o agravo perdeu o objeto, em razão da sentença que julgou procedente a demanda, concedendo a segurança pleiteada pela Amazonas Distribuidora e ratificando a liminar anteriormente deferida.

Portanto, a Amazonas Distribuidora está albergada por sentenças que lhe asseguram o direito de não efetuar a devolução do valor do ICMS, logo não sendo obrigada a constituição do passivo nesses montantes.

Diante dos fatos e da negativa do Agravo de Instrumento julgado em 17 de novembro de 2015, a Eletrobras realizou a reversão da provisão ora constituída para cobertura desses passivos no montante de R\$ 1.100.499 mil.

Em 31 de dezembro de 2015 foi constituída provisão para perdas no investimento no montante de R\$ 489.752 decorrentes de testes de recuperabilidade de ativos nas participações societárias das Companhias CHC, ESBR participações, Madeira Energia S.A, Teles Pires Participações e São Manoel (vide Nota 16).

(b) Risco Hidrológico – GSF

A controlada Eletronorte aderiu à Repactuação do Risco Hidrológico prevista na Medida Provisória 688/2015, de 18 de agosto de 2015. O montante questionado pela controlada era de R\$ 451.340 e, ao aderir à repactuação, a liminar perdeu o efeito suspensivo do pagamento do valor, sendo assim, o montante foi provisionado mediante apuração das faturas cobradas no período.

NOTA 43 – COMBINAÇÃO DE NEGÓCIOS**43.1 – Alienação do controle acionário da controlada 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.

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 de ações ordinárias de emissão da CelgD, correspondentes a 50,93% do capital social da Distribuidora, ao valor de R\$ 59.454.

Em 28 de dezembro de 2015, em Assembleia Geral Extraordinária, a Eletrobras aprovou a alienação do controle acionário da CELG D em leilão de desestatização a ser

Notas Explicativas

promovido pela BM&FBOVESPA, conforme preço mínimo e condições estabelecidas na Resolução 11/2015 do Conselho Nacional de Desestatização – CND. A Administração está comprometida com um plano de venda da controlada, e espera que a venda seja concluída em até 31 de dezembro de 2016.

Essa alienação não foi considerada como operação descontinuada, pois a Companhia continuará atuante no segmento de distribuição com seis distribuidoras pertencentes ao Grupo Eletrobras.

Os principais ativos e passivos da controlada CELG D classificados como mantidos para venda estão demonstrados a seguir:

	<u>31/12/2015</u>
Caixa e equivalentes de caixa	82.182
Clientes	1.112.469
Tributos e contribuições sociais	170.440
Depósitos judiciais	136.761
Ativo Financeiro	199.497
Ativo imobilizado	43.328
Ativo intangível	1.908.127
Ativos reembolsáveis - FUNAC	672.615
Outros ativos	<u>298.366</u>
Total ativos da controlada CELG D classificados como mantidos para venda	<u>4.623.785</u>
Fornecedores	1.983.890
Empréstimos e financiamentos	1.304.503
Tributos e contribuições sociais	360.553
Encargos setoriais	428.332
Benefício pós emprego	146.800
Provisões de contingências	568.100
Outros passivos	<u>782.831</u>
Passivos da controlada CELG D associados a ativos classificados como mantidos para venda	<u>5.575.009</u>

Notas Explicativas

**NOTA 44 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS**

44.1 - 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	
	31/12/2015	31/12/2014
Total dos empréstimos e financiamentos	46.398.260	39.539.125
(-) Caixa e Equivalente de Caixa e Títulos e valores mobiliários	8.431.737	5.366.511
Dívida Líquida	37.966.523	34.172.614
(+) Total do Patrimônio Líquido	41.739.222	56.848.500
Total do Capital	79.705.745	91.021.114
Índice de Alavancagem Financeira	48%	38%

Notas Explicativas**44.2 – 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:

	Mensuração	CONTROLADORA	
		31/12/2015	31/12/2014
		Valor Contábil/ Valor Justo	Valor Contábil/ Valor Justo
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Caixa e equivalentes de caixa		691.719	88.194
<u>Empréstimos e Recebíveis</u>		<u>41.052.908</u>	<u>38.466.689</u>
Clientes	Custo Amortizado	504.597	573.457
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	37.098.745	32.556.881
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	Custo Amortizado	3.449.566	5.336.351
<u>Mantidos Até o Vencimento</u>		<u>191.763</u>	<u>204.665</u>
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	191.763	204.665
<u>Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</u>		<u>3.454.526</u>	<u>421.975</u>
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo	3.454.526	421.817
<u>Disponíveis para venda</u>		<u>1.018.143</u>	<u>1.212.142</u>
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo	1.018.143	1.212.142
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
<u>Mensurados pelo Custo Amortizado</u>		<u>30.752.210</u>	<u>27.223.773</u>
Fornecedores	Custo Amortizado	416.126	548.589
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	30.036.452	26.020.026
Obrigações de ressarcimento	Custo Amortizado	299.632	655.158
<u>Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado</u>		<u>18.860</u>	<u>24.706</u>
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo	18.860	24.706

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO		
	Mensuração	31/12/2015	31/12/2014
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Caixa e equivalentes de caixa		1.393.973	1.407.078
Empréstimos e Recebíveis		59.238.499	58.567.412
Clientes	Custo Amortizado	5.970.958	6.170.720
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	17.587.620	14.684.564
Direitos de Ressarcimento	Custo Amortizado	10.503.382	9.803.062
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	Custo Amortizado	25.176.539	24.170.771
Indenizações - Lei 12.783/2013	Custo Amortizado	-	3.738.295
Mantidos Até o Vencimento		193.669	223.142
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	193.669	223.142
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		6.890.406	3.991.848
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo	6.844.095	3.731.937
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	46.311	259.911
Disponíveis para venda		5.382.366	9.606.383
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo	1.177.260	1.370.371
Ativo Financeiro - Distribuição	Valor justo	4.205.106	8.236.012
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Mensurados pelo Custo Amortizado		70.733.967	62.458.291
Fornecedores	Custo Amortizado	19.577.928	17.536.501
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	46.398.260	39.539.125
Debêntures	Custo Amortizado	562.474	759.923
Obrigações de Ressarcimento	Custo Amortizado	2.879.586	3.232.621
Arrendamento Mercantil	Custo Amortizado	1.252.155	1.326.661
Concessões a Pagar UBP	Custo Amortizado	63.564	63.460
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		80.269	72.203
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	80.269	72.203
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		18.860	24.706
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo	18.860	24.706

Notas Explicativas



44.2.1 – 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			
	31/12/2015			
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.018.143	-	-	1.018.143
Investimentos (Participações Societárias)	1.018.143	-	-	1.018.143
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	3.454.526	-	-	3.454.526
Títulos e Valores Mobiliários	3.454.526	-	-	3.454.526
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	18.860	-	18.860
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	18.860	-	18.860
	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	421.975	-	-	421.975
Títulos e Valores Mobiliários	421.975	-	-	421.975
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	24.706	-	24.706
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	24.706	-	24.706

Notas Explicativas



	CONSOLIDADO			
	31/12/2015			
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.177.260	4.205.106	-	5.382.366
Investimentos (Participações Societárias)	1.177.260	-	-	1.177.260
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	4.205.106	-	4.205.106
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	6.844.095	46.311	-	6.890.406
Títulos e Valores Mobiliários	6.844.095	-	-	6.844.095
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	46.311	-	46.311
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	99.129	-	99.129
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	99.129	-	99.129
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	3.731.937	259.911	-	3.991.848
Títulos e Valores Mobiliários	3.731.937	-	-	3.731.937
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

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;

Nível 2 – preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo, e

Nível 3 – ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou líquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos (como títulos mantidos para negociação e disponíveis para venda) é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços

Notas Explicativas



cotados estiverem pronta e regularmente disponíveis a partir de uma Bolsa, distribuidor, corretor, grupo de indústrias, serviço de precificação, ou agência reguladora, e aqueles preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais.

O preço de mercado cotado utilizado para os ativos financeiros mantidos pela Companhia 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.

44.3 - 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.

Notas Explicativas



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

44.3.1 - 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 a terceiros.

(a) 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 2015 e 2016 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.1) Risco de apreciação das taxas de câmbio:

		CONTROLADORA				
		Saldo em 31/12/2015		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2015 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
USD	Empréstimos obtidos	3.679.624	14.365.988	(1.272.414)	(5.182.014)	(9.091.615)
	Empréstimos concedidos	3.937.493	15.375.123	1.359.223	5.542.809	9.726.395
	Ativo financeiro - ITAIPU	883.417	3.449.566	304.955	1.243.586	2.182.216
	Impacto no resultado - USD			391.764	1.604.380	2.816.997
EURO	Empréstimos obtidos	59.277	251.820	(31.562)	(102.408)	(173.253)
	Empréstimos concedidos	28.294	120.259	15.003	48.818	82.634
	Impacto no resultado - EURO			(16.559)	(53.589)	(90.620)
IENE	Empréstimos obtidos	5.516.631	178.794	(16.587)	(65.432)	(114.277)
	Empréstimos concedidos	11.360.536	368.422	33.930	134.518	235.106
	Impacto no resultado - IENE			17.343	69.086	120.829
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				392.548	1.619.877	2.847.206

		CONSOLIDADO				
		Saldo em 31/12/2015		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2015 ¹	Cenário II (25%) ¹	Cenário III (50%) ¹
USD	Empréstimos obtidos	3.803.820	14.850.875	(1.315.361)	(5.356.920)	(9.398.479)
	Empréstimos concedidos	3.790.753	14.802.134	1.308.568	5.336.244	9.363.919
	Ativo financeiro - ITAIPU	883.417	3.449.566	304.955	1.243.586	2.182.216
	Impacto no resultado - USD			298.163	1.222.909	2.147.656
EURO	Empréstimos obtidos	59.277	251.820	(31.562)	(102.408)	(173.253)
	Impacto no resultado - EURO			(31.562)	(102.408)	(173.253)
IENE	Empréstimos obtidos	5.516.631	178.794	(16.587)	(65.432)	(114.277)
	Impacto no resultado - IENE			(16.587)	(65.432)	(114.277)
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE APRECIACÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				250.014	1.055.070	1.860.126

(¹) Premissas adotadas:

	Provável	25%	50%
USD	4,250	5,313	6,375
EURO	4,781	5,976	7,171
IENE	0,035	0,044	0,053

Notas Explicativas



(a.2) Risco de depreciação das taxas de câmbio:

		CONTROLADORA				
		Saldo em 31/12/2015		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2015 ²	Cenário II (25%) ²	Cenário III (50%) ²
USD	Empréstimos obtidos	3.679.624	14.365.988	(1.272.414)	2.637.187	6.546.787
	Empréstimos concedidos	3.937.493	15.375.123	1.359.223	(2.824.364)	(7.007.950)
	Ativo financeiro - ITAIPU	883.417	3.449.566	304.955	(633.675)	(1.572.305)
	Impacto no resultado - USD			391.764	(820.852)	(2.033.468)
EURO	Empréstimos obtidos	59.277	251.820	(31.562)	39.283	110.129
	Empréstimos concedidos	28.294	120.259	15.003	(18.813)	(52.628)
	Impacto no resultado - EURO			(16.559)	20.471	57.501
IENE	Empréstimos obtidos	5.516.631	178.794	(16.587)	32.258	81.104
	Empréstimos concedidos	11.360.536	368.422	33.930	(66.658)	(167.246)
	Impacto no resultado - IENE			17.343	(34.399)	(86.142)
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE DEPRECIÇÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				392.548	(834.781)	(2.062.110)

		CONSOLIDADO				
		Saldo em 31/12/2015		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Moeda Estrangeira	Reais	Cenário I - Provável 2015 ²	Cenário II (25%) ²	Cenário III (50%) ²
USD	Empréstimos obtidos	3.803.820	14.850.875	(1.315.361)	2.726.198	6.767.757
	Empréstimos concedidos	3.790.753	14.802.134	1.308.568	(2.719.107)	(6.746.783)
	Ativo financeiro - ITAIPU	883.417	3.449.566	304.955	(633.675)	(1.572.305)
	Impacto no resultado - USD			298.163	(626.584)	(1.551.331)
EURO	Empréstimos obtidos	59.277	251.820	(31.562)	39.283	110.129
	Impacto no resultado - EURO			(31.562)	39.283	110.129
IENE	Empréstimos obtidos	5.516.631	178.794	(16.587)	32.258	81.104
	Impacto no resultado - EURO			(16.587)	32.258	81.104
IMPACTO NO RESULTADO EM CASO DE DEPRECIÇÃO DAS TAXAS DE CÂMBIO				250.014	(555.042)	(1.360.099)

(2) Premissas adotadas:

	Provável	-25%	-50%
USD	4,250	3,188	2,125
EURO	4,781	3,585	2,390
IENE	0,035	0,027	0,018

44.3.2 - 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, principalmente 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

(a) 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 23, 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 2016 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 (44.3.1 (a)) desta nota.

Notas Explicativas



(a.1) LIBOR

- risco de apreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA				
		Saldo da dívida/Valor Nominal em 31/12/2015		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	834.320	3.257.353	(30.003)	(37.504)	(45.005)
	Derivativo	1.040.384	4.061.867	37.414	46.767	56.120
	Total			7.410	9.263	11.116
		CONSOLIDADO				
		Saldo da dívida/Valor Nominal em 31/12/2015		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	955.188	3.729.245	(34.350)	(42.937)	(51.525)
	Derivativo	1.040.384	4.061.867	37.414	46.767	56.120
	Total			3.064	3.830	4.596
	(¹) Premissas adotadas:		30/12/2015	Provável	25%	50%
	USD		3,9042	4,2500	5,31	6,38
	LIBOR		n/a	0,85%	1,06%	1,27%

(a.2) Indexadores nacionais

- risco de apreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA			
		Saldo em 31/12/2015	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2015 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	6.516.128	(993.710)	(1.242.137)	(1.490.564)
	Impacto no resultado - CDI		(993.710)	(1.242.137)	(1.490.564)
IPCA	Empréstimos concedidos	6.816.041	472.352	590.440	708.527
	Impacto no resultado - IPCA		472.352	590.440	708.527
IGPM	Empréstimos concedidos	238.976	15.725	19.656	23.587
	Impacto no resultado - IGPM		15.725	19.656	23.587
SELIC	Empréstimos obtidos	2.284.348	(348.363)	(435.454)	(522.545)
	Impacto no resultado - SELIC		(348.363)	(435.454)	(522.545)
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIÇÃO DOS ÍNDICES			(853.996)	(1.067.495)	(1.280.994)

Notas Explicativas



		CONSOLIDADO			
		Saldo em 31/12/2015	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2015 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	11.410.983	(1.740.175)	(2.175.219)	(2.610.262)
	Debêntures emitidas	342.671	(52.257)	(65.322)	(78.386)
	Impacto no resultado - CDI		(1.792.432)	(2.240.540)	(2.688.648)
TJLP	Empréstimos obtidos	6.594.316	(461.602)	(577.003)	(692.403)
	Debêntures emitidas	219.803	(15.386)	(19.233)	(23.079)
	Impacto no resultado - TJLP		(476.708)	(595.885)	(715.062)
IGPM	Arrendamento Mercantil	1.252.155	(82.392)	(102.990)	(123.588)
	Empréstimos concedidos	237.361	15.618	19.523	23.428
	Impacto no resultado - IGPM		(66.773)	(83.467)	(100.160)
SELIC	Empréstimos obtidos	2.636.254	(402.029)	(502.536)	(603.043)
	Impacto no resultado - SELIC		(400.899)	(501.124)	(601.349)
IPCA	Empréstimos obtidos	532.754	36.920	46.150	55.380
	Impacto no resultado - IPCA		36.920	46.150	55.380
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIÇÃO DOS ÍNDICES			(2.699.893)	(3.374.866)	(4.049.839)
⁽¹⁾ Premissas adotadas:			Provável	25%	50%
	CDI		15,25%	19,06%	22,88%
	IPCA		6,93%	8,66%	10,40%
	TJLP		7,00%	8,75%	10,50%
	IGPM		6,58%	8,23%	9,87%
	SELIC		15,25%	19,06%	22,88%
	LIBOR		0,85%	1,06%	1,27%

Notas Explicativas



- risco de depreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA			
		Saldo em 31/12/2015	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2015 ²	Cenário II (-25%) ²	Cenário III (-50%) ²
CDI	Empréstimos obtidos	6.516.128	(993.710)	(745.282)	(496.855)
	Impacto no resultado - CDI		(993.710)	(745.282)	(496.855)
IPCA	Empréstimos concedidos	6.816.041	472.352	354.264	236.176
	Impacto no resultado - IPCA		472.352	354.264	236.176
IGPM	Empréstimos concedidos	238.976	15.725	11.793	7.862
	Impacto no resultado - IGPM		15.725	11.793	7.862
SELIC	Empréstimos obtidos	2.284.348	(348.363)	(261.272)	(174.182)
	Impacto no resultado - SELIC		(348.363)	(261.272)	(174.182)
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIÇÃO DOS ÍNDICES			(853.996)	(640.497)	(426.998)

		CONSOLIDADO			
		Saldo em 31/12/2015	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2015 ²	Cenário II (-25%) ²	Cenário III (-50%) ²
CDI	Empréstimos obtidos	11.410.983	(1.740.175)	(1.305.131)	(870.087)
	Debêntures emitidas	342.671	(52.257)	(39.193)	(26.129)
	Impacto no resultado - CDI		(1.792.432)	(1.344.324)	(896.216)
TJLP	Empréstimos obtidos	6.594.316	(461.602)	(346.202)	(230.801)
	Debêntures emitidas	219.803	(15.386)	(11.540)	(7.693)
	Impacto no resultado - TJLP		(476.708)	(357.531)	(238.354)
IGPM	Arrendamento Mercantil	1.252.155	(82.392)	(61.794)	(41.196)
	Empréstimos concedidos	237.361	15.618	11.714	7.809
	Impacto no resultado - IGPM		(66.773)	(50.080)	(33.387)
SELIC	Empréstimos obtidos	2.636.254	(402.029)	(301.522)	(201.014)
	Impacto no resultado - SELIC		(400.899)	(300.674)	(200.450)
IPCA	Empréstimos obtidos	532.754	36.920	27.690	18.460
	Impacto no resultado - IPCA		36.920	27.690	18.460
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIÇÃO DOS ÍNDICES			(2.699.893)	(2.024.919)	(1.349.946)

(²) Premissas adotadas:

	Provável	-25%	-50%
CDI	15,25%	11,44%	7,63%
IPCA	6,93%	5,20%	3,47%
TJLP	7,00%	5,25%	3,50%
IGPM	6,58%	4,94%	3,29%
SELIC	15,25%	11,44%	7,63%
LIBOR	0,85%	0,63%	0,42%

Notas Explicativas



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 exercício do relatório:

Tipo	Transação	Montantes contratados (notional)	Taxas utilizadas	Vencimento	Valores Justos	
					31/12/2015	31/12/2014
Libor X Pre-tax	01/2011	20.192	2,4400%	25/11/2015	-	(229)
Libor X Pre-tax	02/2011	20.192	2,4900%	25/11/2015	-	(235)
Libor X Pre-tax	03/2011	50.000	3,2780%	10/08/2020	(5.497)	(5.422)
Libor X Pre-tax	04/2011	100.000	3,3240%	10/08/2020	(11.266)	(11.109)
Libor X Pre-tax	05/2011	50.000	2,1490%	10/08/2015	-	(508)
Libor X Pre-tax	06/2011	100.000	2,2725%	10/08/2015	-	(1.087)
Libor X Pre-tax	07/2011	100.000	2,1790%	10/08/2015	-	(1.034)
Libor X Pre-tax	08/2011	100.000	2,1500%	10/08/2015	-	(1.017)
Libor X Pre-tax	09/2012	25.000	1,6795%	27/11/2020	(226)	(231)
Libor X Pre-tax	10/2012	25.000	1,6295%	27/11/2020	(133)	(135)
Libor X Pre-tax	11/2012	75.000	1,6285%	27/11/2020	(394)	(398)
Libor X Pre-tax	12/2012	75.000	1,2195%	29/11/2017	(307)	(715)
Libor X Pre-tax	13/2012	75.000	1,2090%	29/11/2017	(286)	(684)
Libor X Pre-tax	14/2012	50.000	1,2245%	29/11/2017	(211)	(486)
Libor X Pre-tax	15/2012	50.000	1,1670%	29/11/2017	(134)	(375)
Libor X Pre-tax	16/2012	50.000	1,1910%	29/11/2017	(166)	(421)
Libor X Pre-tax	17/2012	50.000	1,2105%	29/11/2017	(192)	(459)
Libor X Pre-tax	18/2012	25.000	1,1380%	29/11/2017	(47)	(160)
	TOTAL	<u>1.040.384</u>			<u>(18.860)</u>	<u>(24.706)</u>

As operações classificadas como *hedge* de fluxo de caixa geraram no exercício um resultado abrangente negativo de R\$ 468.

Com a designação dos *swaps* para contabilização de *hedge*, no exercício de 31 de dezembro de 2015, a Companhia reconheceu R\$ 20.996 como despesas financeiras referentes aos *swaps*.

44.3.3 - 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 ao preço internacional do alumínio, cotado na London Metal Exchange (LME), como ativo básico para fins de definição dos valores mensais do prêmio.

Notas Explicativas



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
BHP	01/07/2004	31/12/2024	de 353,08 a 492

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 exercício faturado.

Considerando que o prêmio está associado ao preço da commodity do alumínio da LME, é possível atribuir o fair value destes contratos. O valor da LME fechou o mês de dezembro de 2015 cotado em US\$ 1.495,35/ton, o que representou uma variação negativa (positiva) de 22,49% em relação ao valor verificado em dezembro de 2014, quando o preço da commodity alcançou US\$ 1.929,2/ton.

No mesmo exercício de análise, houve uma desvalorização do Real em relação ao Dólar com a cotação passando de R\$ 2,66 para R\$ 3,87. A variação negativa no preço do alumínio contribuiu com uma diminuição na expectativa do valor justo para os derivativos compensando a desvalorização do dólar no exercício.

A perda apurada nesta operação com derivativos no exercício de 2015 é de R\$ 213.599 (ganho em 31/12/2014 – R\$ 139.522) e está apresentado no resultado financeiro.

(a) 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.

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.

Notas Explicativas

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 31/12/2015	Cenário I (+25%) Índices e preços	Cenário II (+50%) Índices e preços
46.311	400.552	603.139

44.3.4 - 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\$ 2.178.241 ou 35% (R\$ 2.561.241 ou 42% em 31 de dezembro de 2014) do saldo em aberto ao final do exercício de 31 de dezembro de 2015, 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 risco de crédito com qualquer outra contraparte individualmente não foi superior a 3% do saldo em aberto 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.

Notas Explicativas



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.

44.3.5 - 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.

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.

Notas Explicativas



CONTROLADORA 31/12/2015					
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	5.497.634	11.400.270	12.496.676	10.797.657	40.192.237
Fornecedores	416.126	-	-	-	416.126
Empréstimos e financiamentos	4.781.876	11.400.270	12.496.676	10.797.657	39.476.479
Obrigações de Ressarcimento	299.632	-	-	-	299.632
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	18.860	-	-	-	18.860
Instrumentos Financeiros Derivativos	18.860	-	-	-	18.860

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

CONSOLIDADO 31/12/2015					
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	18.331.212	19.570.442	28.492.678	23.999.600	90.393.931
Fornecedores	10.128.507	3.163.442	3.195.654	3.090.325	19.577.928
Empréstimos e financiamentos	7.312.379	16.138.249	24.723.419	17.884.178	66.058.224
Debêntures	357.226	31.668	57.202	116.378	562.474
Obrigações de Ressarcimento	396.208	145.399	137.252	2.200.727	2.879.586
Arrendamento Mercantil	132.972	91.684	339.679	687.820	1.252.155
Concessões a Pagar UBP	3.920	-	39.472	20.172	63.564
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	20.608	78.521	-	-	99.129
Instrumentos Financeiros Derivativos	20.608	78.521	-	-	99.129

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

Notas Explicativas**44.4 – Derivativos embutidos relacionados a debêntures conversíveis em ações**

A controlada Eletronorte 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 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 2015 apurada nesta operação com derivativos é passiva no montante de R\$ 80.269. O ganho apurado no exercício de 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 27.292 e está apresentado na demonstração do resultado do exercício.

44.4.1 – 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 2015 e 2016 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
2015	80.269	59.963	70.981	87.874	94.045

Notas Explicativas

**NOTA 45 - INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS**

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, sobre os quais as tomadas de decisões operacionais. O principal tomador de decisões operacionais, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos operacionais, é o Conselho de Administração responsável inclusive pela tomada das decisões estratégicas da Companhia. 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 2015 e 31 de dezembro de 2014, são as seguintes:

	31/12/2015							
	Administração	Geração		Transmissão		Distribuição	Eliminações	Total
		Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M			
Receita Operacional Líquida	348.022	16.493.690	1.747.836	1.839.339	3.826.056	10.351.737	(2.017.842)	32.588.838
Custos e Despesas Operacionais	(11.818.632)	(22.211.779)	(1.586.974)	(3.253.891)	(4.008.317)	(10.269.593)	7.484.381	(45.664.805)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(11.470.610)	(5.718.089)	160.862	(1.414.552)	(182.261)	82.144	5.466.539	(13.075.967)
Resultado Financeiro	3.958.904	(2.361.203)	(656.829)	(573.184)	(240.949)	(1.751.802)	(73.962)	(1.699.025)
Resultado de Participações Societárias	(6.091.974)	-	-	-	-	-	6.623.420	531.446
Imposto de renda e contribuição social	(870.858)	(126.772)	89	256.947	19.553	10.929	-	(710.112)
Lucro Líquido (prejuízo) do exercício	(14.474.538)	(8.206.064)	(495.878)	(1.730.789)	(403.657)	(1.658.729)	12.015.997	(14.953.658)

	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	18.266.357	1.555.217	1.998.366	2.979.323	6.664.230	(1.407.277)	30.137.807
Custos e Despesas Operacionais	(6.074.659)	(14.030.553)	(1.755.679)	(1.911.569)	(2.791.777)	(6.456.606)	2.143.267	(30.877.576)
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)

	31/12/2015				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
<u>Ativos por segmento</u>					
<u>Ativos não circulantes</u>					
Imobilizado	1.774.081	26.815.743	-	956.821	29.546.645
Intangível	452.068	146.173	88.392	248.518	935.151

	31/12/2014				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
<u>Ativos não circulantes</u>					
Imobilizado	1.781.051	28.372.663	-	1.014.518	31.168.232
Intangível	502.737	500.285	4.558	357.791	1.365.371

Notas Explicativas



Itens não-caixa	31/12/2015				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Depreciação e Amortização	189.085	1.242.709	3.728	407.078	1.842.600
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(1.663)	5.469.310	316.762	(93.693)	5.690.716
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	102.518	263.959	-	366.477

	31/12/2014				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Depreciação e Amortização	207.943	1.252.565	32	316.756	1.777.296
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	13.935	384.788	454.387	(703.763)	149.347
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	(1.577.072)	(243.182)	(295.259)	(2.115.513)

Receita de consumidores externos por segmento

	31/12/2015			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	12.310.243	-	-	12.310.243
Fornecimento de Energia Elétrica	3.571.809	-	14.835.424	18.407.233
Energia Elétrica de Curto Prazo	1.811.552	-	-	1.811.552
CVA e outros itens financeiros	-	-	324.120	324.120
Efeito Financeiro de Itaipu	234.425	-	-	234.425
Receita de operação e manutenção	1.882.637	2.695.611	-	4.578.248
Receita de construção	148.403	2.077.616	1.011.518	3.237.537
Financeira - Retorno do Investimento	-	838.087	-	838.087
Total da receita bruta	19.959.069	5.611.314	16.171.062	41.741.445

	31/12/2014			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	12.175.362	-	-	12.175.362
Fornecimento de Energia Elétrica	3.317.103	-	7.310.337	10.627.440
Energia Elétrica de Curto Prazo	3.817.976	-	-	3.817.976
CVA e outros itens financeiros	-	-	38.477	38.477
Efeito Financeiro de Itaipu	(97.740)	-	-	97.740
Receita de operação e manutenção	1.803.127	2.201.268	-	4.004.395
Receita de construção	240.040	1.786.195	873.413	2.899.648
Financeira - Retorno do Investimento	-	714.409	-	714.409
Total da receita bruta	21.255.868	4.701.872	8.222.227	34.179.967

NOTA 46 - TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A controladora final da Companhia é a União que detém 51% das ações ordinárias da Companhia (Vide Nota 36).

As transações da Companhia com suas subsidiárias, controladas e sociedades de propósito específico são realizadas a preços e condições definidos entre as partes, que levam em consideração as condições que poderiam ser praticadas no mercado com partes não relacionadas. Dentre as principais operações ocorridas com as partes relacionadas, destacamos os empréstimos e financiamentos concedidos estabelecidos nas condições citadas e/ou de acordo com a legislação específica sobre o assunto. As demais operações também foram estabelecidas levando em consideração condições que poderiam ser normais de mercado.

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
FURNAS	Financiamentos e empréstimos	4.047.720	-	-	4.009.120	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	43.649	-	-	38.530	-	-
	Outros Ativos	153	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(69.978)	-	-	(403.869)
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	689.462	-	-	268.941
		4.091.522	-	619.484	4.047.650	-	(134.928)
CHESF	Financiamentos e empréstimos	30.964	-	-	43.684	-	-
	Outros passivos	78	-	-	-	1.355	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	2.564	-	-	3.542
	Resultado de participações societárias	-	-	(473.914)	-	-	(1.113.194)
		31.042	-	(471.350)	43.684	1.355	(1.109.652)
ELETRONORTE	Financiamentos e empréstimos	3.020.041	-	-	3.168.677	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	12.984	-	-
	Dividendo a receber	10.017	-	-	454.402	-	-
	Outros Ativos	4.474	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	101.142	-	-	2.022.891
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	636.611	-	-	233.157
		3.034.532	-	737.753	3.636.063	-	2.256.048
ELETROSUL	Financiamentos e empréstimos	2.141.510	-	-	1.925.505	-	-
	Dividendo a receber	37.024	-	-	8.531	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	63.976	-	-
	Outros ativos	2.469	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	14.303	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(912.287)	-	-	35.919
Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	349.461	-	-	132.765	
		2.181.003	14.303	(562.826)	1.998.012	-	168.684
CGTEE	Financiamentos e empréstimos	2.417.810	-	-	2.065.667	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	120.505	-	-	18.391	-	-
	Dividendo a receber	73.035	-	-	64.479	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	1.210.508	-	-	552.998	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(648.302)	-	-	480.065
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	309.057	-	-	164.055
		2.611.350	1.210.508	(339.245)	2.148.537	552.998	644.120
ELETRONUCLEAR	Financiamentos e empréstimos	1.600.265	-	-	1.483.513	-	-
	Outros ativos	46	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	523.984	-	-	342.971	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	351.271	-	-	-	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(321.652)	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(4.791.800)	-	-	(999.701)
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	129.169	-	-	88.695
		1.600.311	875.255	(4.984.283)	1.483.513	342.971	(911.007)
ED ALAGOAS	Financiamentos e empréstimos	1.166.748	-	-	947.474	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	8.307	-	-	8.307	-	-
	Outros ativos	1.652	-	-	-	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	247.656	-	-	11.075	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(252.585)	-	-	95.354
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	139.861	-	-	94.884
		1.176.707	247.656	(112.724)	955.781	11.075	190.238
ED PIAUÍ	Financiamentos e empréstimos	1.224.315	-	-	1.021.389	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	16.416	-	-
	Outros ativos	37	-	-	-	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	701.148	-	-	141.056	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(562.987)	-	-	(37.935)
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	158.746	-	-	109.032
		1.224.352	701.148	(404.241)	1.037.805	141.056	71.097
AMAZONAS ENERGIA - D	Financiamentos e empréstimos	1.327.167	-	-	2.164.460	-	-
	Outros ativos	138.713	-	-	419.855	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	4.363.597	-	-	2.019.381	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(2.344.048)	-	-	415.424
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	235.020	-	-	202.541
		1.465.880	4.363.597	(2.109.028)	2.584.315	2.019.381	617.965
AMAZONAS ENERGIA - GT	Financiamentos e empréstimos	1.469.087	-	-	-	-	-
	Outros ativos	493.511	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	76.473	-	-	-
		1.962.598	-	76.473	-	-	-
ED RONDÔNIA	Financiamentos e empréstimos	739.481	-	-	696.490	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	245	-	-	245	-	-
	Outros ativos	1.611	-	-	-	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	456.558	-	-	-	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(456.771)	-	-	(188.654)
	Resultado de participações societárias	-	-	(104.066)	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	98.496	-	-	71.038
		741.337	456.558	(462.341)	696.735	-	(117.616)

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
ELETROPAR	Dividendo a receber	1.046	-	-	-	-	-
	Outros ativos	380	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	4.401	-	-	(2.464)
		1.426	-	4.401	-	-	(2.464)
ELETROACRE	Financiamentos e empréstimos	283.014	-	-	235.149	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	12.787	-	-	12.787	-	-
	Outros ativos	809	-	-	-	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	125.416	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(53.100)	-	-	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(125.592)	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	36.938	-	-	24.937
		296.610	125.416	(141.754)	247.936	-	24.937
ED RORAIMA	Financiamentos e empréstimos	54.419	-	-	44.536	-	-
	Outros ativos	7	-	-	-	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	337.643	-	-	69.726	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(270.116)	-	-	67.597
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(8.294)
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	7.291	-	-	4.827
		54.426	337.643	(262.825)	44.536	69.726	64.130
CELG-D	Participação societária	-	-	-	108.872	-	-
	Financiamentos e empréstimos	240.800	-	-	85.740	-	-
	Outros ativos	197	-	-	-	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	412.225	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(108.872)	-	-	-
	Reversões (Provisões) operacionais	-	-	(410.523)	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	12.271	-	-	-
		240.997	412.225	(507.124)	194.612	-	-
ITAIPU	Financiamentos e empréstimos	14.802.134	-	-	11.656.696	-	-
	Dividendo a receber	1.952	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	6.009.406	-	-	767.647
		14.804.087	-	6.009.406	11.656.696	-	767.647
TESOURO NACIONAL	Obrigações	-	3.940.898	-	-	1.672.761	-
		-	3.940.898	-	-	1.672.761	-
ELETROS	Contribuições a pagar - patrocinador	-	23.555	-	-	10.652	-
	Provisões	-	244.685	-	-	448.407	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(31.693)	-	-	(34.423)
	Taxas	-	-	(2.410)	-	-	(2.462)
		-	268.240	(34.103)	-	459.059	(36.885)
CEEE-GT	Participação societária	448.274	-	-	449.336	-	-
	Financiamentos e empréstimos	4.883	-	-	13.254	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	14.173	-	-	(91.308)
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	607	-	-	1.189
		453.157	-	14.780	462.590	-	(90.119)
ENERGISA MT	Participação societária	385.318	-	-	376.031	-	-
	Financiamentos e empréstimos	310.697	-	-	353.596	-	-
	Dividendos a receber	4.403	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	12.918	-	-	25.491
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	30.911	-	-	34.608
		700.417	-	43.829	729.627	-	60.099
EMAE	Dividendo a receber	1.416	-	-	-	-	-
	Participação societária	296.828	-	-	265.552	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	23.330	-	-	146.112
		298.244	-	23.330	265.552	-	146.112
CTEEP	Participação societária	924.185	-	-	927.814	-	-
	Financiamentos e empréstimos	196	-	-	-	-	-
	Dividendo a receber	20	-	-	11.008	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	114.813	-	-	52.625
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	17	-	-	21
		924.401	-	114.830	938.822	-	52.646

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CEMAR	Participação societária	653.419	-	-	554.817	-	-
	Financiamentos e empréstimos	275.939	-	-	308.989	-	-
	Dividendo a receber	22.910	-	-	20.754	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	121.778	-	-	112.288
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	28.387	-	-	18.635
		952.268	-	150.165	884.560	-	130.923
LAJEADO ENERGIA	Participação societária	219.173	-	-	206.282	-	-
	Dividendo a receber	86.589	-	-	94.810	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	37.014	-	-	13.630
			305.762	-	37.014	301.092	-
CEB LAJEADO	Dividendo a receber	13.980	-	-	14.606	-	-
	Participação societária	80.353	-	-	71.723	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	17.586	-	-	7.419
			94.333	-	17.586	86.329	-
PAULISTA LAJEADO	Participação societária	23.507	-	-	18.119	-	-
	Dividendo a receber	3.077	-	-	2.765	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	4.463	-	-	(3.096)
			26.584	-	4.463	20.884	-
CEEE-D	Participação societária	-	-	-	7.476	-	-
	Financiamentos e empréstimos	28.520	-	-	31.258	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(10.432)	-	-	(145.118)
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	2.673	-	-	2.895
			28.520	-	(7.759)	38.734	-
INAMBARI	Participação societária	115	-	-	164	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(50)	-	-	(8.984)
			115	-	(50)	164	-
CHC AMÉ	Participação societária	98.514	-	-	79.081	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(13.753)	-	-	(5.517)
			98.514	-	(13.753)	79.081	-
EÓLICA MANGUE SECO	Participação societária	16.889	-	-	16.726	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	163	-	-	(332)
			16.889	-	163	16.726	-
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	Participação societária	1.039.632	-	-	802.964	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(8.581)	-	-	(32.909)
			1.039.632	-	(8.581)	802.964	-
ROUAR	Participação societária	111.775	-	-	70.044	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	7.529	-	-	7.240
			111.775	-	7.529	70.044	-

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
PODER PÚBLICO FEDERAL	Cliente	19.535	-	-	16.333	-	-
	Fornecimento de energia elétrica	-	-	-	-	-	43.716
	Outras receitas	-	-	96.432	-	-	33.864
		19.535	-	96.432	16.333	-	77.580
REAL GRANDEZA	Outras contas a receber	911	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	3.127	-	-
	Contribuições previdenciárias	-	2.872	-	-	4.312	-
	Fornecedores	-	1.192	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	195.556	-	-	403.810	-
	Obrigações diversas	-	6.265	-	-	5.466	-
	Contratos de dívida atuariais	-	2.528	-	-	15.542	-
	Outros passivos	-	55.426	-	-	38.120	-
	Receitas financeiras	-	-	9	-	-	-
	Outras receitas	-	-	1.320	-	-	134.529
	Despesas financeiras	-	-	(17.216)	-	-	(20.795)
	Despesas atuariais	-	-	(10.862)	-	-	8.312
Outras despesas	-	-	(93.514)	-	-	(11.594)	
Provisão atuarial	-	-	-	-	-	38.120	
		911	263.839	(120.263)	3.127	467.250	148.572
NUCLEOS	Contribuições previdenciárias	-	3.122	-	-	3.230	-
	Despesas atuariais	-	-	(8.892)	-	-	(4.555)
	Outras despesas	-	-	(914)	-	-	-
		-	3.122	(9.806)	-	3.230	(4.555)
NORTE BRASIL	Participação societária permanente	887.528	-	-	421.052	-	-
	Fornecedores	-	1.459	-	-	23	-
	Outros passivos	-	-	-	-	1.555	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	4.218	-	-	(3.517)
	Resultado de participações societárias	-	-	41.207	-	-	-
	Outras despesas	-	-	(14.636)	-	-	-
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	(2.459)	
		887.528	1.459	30.789	421.052	1.578	(5.976)
ETAU	Contas a receber	9	-	-	9	-	-
	JCP / Dividendos a receber	257	-	-	39	-	-
	Participação societária permanente	24.109	-	-	23.235	-	-
	Fornecedores	-	3	-	-	2	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.947	-	-	6.713
	Receitas de prestação de serviços	-	-	350	-	-	453
Outras receitas	-	-	9	-	-	-	
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(38)	-	-	(34)	
		24.375	3	5.268	23.283	2	7.132
ESBR	Clientes	4.526	-	-	2.295	-	-
	Participação societária permanente	2.799.875	-	-	2.907.364	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	141.400	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	27.876	-	-	9.872	-
	Outros passivos	-	-	-	-	600	-
	Despesa Energia comprada	-	-	(219.637)	-	-	(31.200)
Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(287.489)	-	-	(461.576)	
		2.945.801	27.876	(507.126)	2.909.659	10.472	(492.776)
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	Participação societária permanente	547.152	-	-	496.425	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(86.139)	-	-	(29.157)
	Outras despesas	-	-	(115.412)	-	-	-
		547.152	-	(201.551)	496.425	-	(29.157)
INTEGRAÇÃO	Participação societária permanente	-	-	-	22.517	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.508	-	-	63
		-	-	1.508	22.517	-	63
COSTA OESTE	Dividendos / JCP a receber	1.713	-	-	300	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	1.146	-	-
	Participação societária permanente	30.058	-	-	21.510	-	-
	Fornecedores	-	1	-	-	1	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	6.249	-	-	(481)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(10)	-	-	(3)
		31.771	1	6.239	22.956	1	(484)
TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Contas a receber	11	-	-	12	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	2.660	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	16.000	-	-
	Participação societária permanente	270.252	-	-	275.960	-	-
	Fornecedores	-	7	-	-	2	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	10.733	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	12.557	-	-	374
	Outras receitas	-	-	76	-	-	70
Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(24.368)	-	-	11.377	
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(70)	-	-	(20)	
		270.263	7	(11.805)	294.632	10.735	11.801
LIVRAMENTO	Outras contas a receber	-	-	-	10	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	173.860	-	-	73.500	-	-
	Ações preferenciais resgatáveis	64.310	-	-	61.910	-	-
	Outras receitas	-	-	179	-	-	126
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(96.478)	-	-	(150.370)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2)	-	-	-
		238.170	-	(96.301)	135.420	-	(150.244)

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
SANTA VITÓRIA	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	1.163	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	36.492	-	-	18.000	-	-
	Participação societária permanente	50.223	-	-	157.627	-	-
	Ações preferenciais resgatáveis	29.400	-	-	29.400	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(108.567)	-	-	2.220
		116.115	-	(108.567)	206.190	-	2.220
MARUMBI	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	6.702	-	-
	Dividendos / JCP a receber	775	-	-	553	-	-
	Participação societária permanente	18.418	-	-	9.043	-	-
	Fornecedores	-	2	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.894	-	-	1.930
	Outras receitas	-	-	14	-	-	-
		19.193	2	2.900	16.298	-	1.930
CHUÍ	Participação societária permanente	-	-	-	37.495	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	431.913	-	-	330.500	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(114.602)	-	-	(37.715)
		431.913	-	(114.602)	367.995	-	(37.715)
FACHESF	Fornecedores	-	1.720	-	-	10.719	-
	Contribuições previdenciárias (normal)	-	11.415	-	-	10.220	-
	Despesas atuariais	-	-	(123.537)	-	-	(105.121)
	Despesas operacionais	-	-	(20.411)	-	-	(17.401)
	Despesas financeiras	-	-	(133.698)	-	-	(55.871)
		-	13.135	(277.646)	-	20.939	(178.393)
TDG	Contas a receber	355	-	-	429	-	-
	Participação societária permanente	7.236	-	-	28.013	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	101.000	-	-	101.000	-	-
	Fornecedores	-	169	-	-	181	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	4.217	-	-	4.187
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(20.777)	-	-	-
		108.591	169	(1.580)	129.442	181	(1.787)
				(18.140)			2.400
MANAUS TRANSMISSÃO	Dividendos / JCP a receber	50	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	621.873	-	-	215.793	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	26.800	-	-	39.181	-	-
	Outros ativos	1.067	-	-	1.338	-	-
	Fornecedores	-	1.810	-	-	-	-
	Outros passivos	-	8	-	-	1.307	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	29.919	-	-	22.226
	Outras receitas	-	-	2.573	-	-	2.938
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(65.311)
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(20.825)	-	-	(7.902)
		649.790	1.818	11.667	256.312	1.307	(48.049)
IE MADEIRA	Dividendos / JCP a receber	27.589	-	-	7.257	-	-
	Participação societária permanente	912.098	-	-	822.342	-	-
	Fornecedores	-	1.475	-	-	5.752	-
	Contas a pagar	-	526	-	-	579	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	117.747	-	-	62.927
	Receitas de prestação de serviços	-	-	602	-	-	-
	Outras receitas (despesas)	-	-	495	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(53.169)	-	-	(49.776)
		939.687	2.001	65.675	829.599	6.331	13.151
MANAUS CONSTRUÇÃO	Dividendos / JCP a receber	9.178	-	-	12.351	-	-
	Participação societária permanente	33.251	-	-	4.724	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(592)	-	-	10.570
		42.429	-	(592)	17.075	-	10.570
STN	Outras contas a receber	273	-	-	263	-	-
	Participação societária permanente	176.941	-	-	163.434	-	-
	Fornecedores	-	1.042	-	-	1.250	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	45.475	-	-	46.014
	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.231	-	-	2.841
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(10.362)	-	-	(12.427)
		177.214	1.042	38.344	163.697	1.250	36.428
INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A.	JCP / Dividendos a receber	1.209	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	42.084	-	-	41.064	-	-
	Outros ativo	317	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	1.482	-	-	971	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	6.727	-	-	5.573
	Outras receitas	-	-	3.673	-	-	-
		43.610	1.482	(4.103)	41.064	971	(3.923)
EAPSA -Energética Águas da Pedra S.A.	Clientes	352	-	-	159	-	-
	Dividendos / JCP a receber	2.181	-	-	1.124	-	-
	Participação societária permanente	208.795	-	-	89.580	-	-
	Outros Ativos	-	-	-	161	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	22.718	-	-	8.409
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	1.267
		211.328	-	24.275	91.024	-	9.676
SETE GAMELEIRAS	Clientes	8	-	-	7	-	-
	Dividendos / JCP a receber	437	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	22.888	-	-	20.799	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.526	-	-	556
		23.333	-	2.526	20.806	-	556

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
S. PEDRO DO LAGO	Cientes	36	-	-	7	-	-
	Dividendos / JCP a receber	371	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	16.423	-	-	16.268	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	268	-	-	1.407
	Receitas de prestação de serviços	-	-	335	-	-	81
		16.830	-	603	16.275	-	1.488
PEDRA BRANCA	Cientes	8	-	-	7	-	-
	Dividendos / JCP a receber	542	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	17.592	-	-	14.256	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	192
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	3.878	-	-	-
		18.142	-	3.878	14.263	-	192
BRASVENTOS MIASSABA	Cientes	152	-	-	70	-	-
	Participação societária permanente	66.539	-	-	33.469	-	-
	Outros ativos	1	-	-	1	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(226)	-	-	4.703
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	709	-	-	649
	Outras receitas	-	-	604	-	-	-
Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(200)	-	-	-	
		66.692	-	887	33.540	-	5.352
BRASVENTOS EOLO	Cientes	129	-	-	60	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	316	-	-	316	-	-
	Participação societária permanente	40.163	-	-	20.750	-	-
	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	605	-	-	554
	Outras receitas	-	-	517	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(668)	-	-	(1.495)
Resultado de participações societárias	-	-	(634)	-	-	-	
		40.609	-	(180)	21.126	-	(941)
PREVINORTE	Outros ativos	7.174	-	-	63	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	7.958	-
		7.174	-	-	63	7.958	-
ENERPEIXE	Cientes	282	-	-	232	-	-
	JCP / Dividendos a receber	34.686	-	-	26.059	-	-
	Participação societária permanente	561.282	-	-	555.860	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	68.107	-	-	56.539
	Receitas de prestação de serviços	-	-	13	-	-	255
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	2.287	-	-	2.220
		596.250	-	70.407	582.151	-	59.014
TRANSLESTE	Participação societária permanente	17.574	-	-	15.616	-	-
	Fornecedores	-	164	-	-	166	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.719	-	-	5.040
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.515)	-	-	(1.539)
		17.574	164	3.204	15.616	166	3.501
TRANSUDESTE	Cientes	14	-	-	-	-	-
	Outras Contas a receber	13	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	1.033	-	-	1.033	-	-
	Participação societária permanente	17.900	-	-	14.978	-	-
	Outros ativos	-	-	-	25	-	-
	Fornecedores	-	102	-	-	156	-
	Outras receitas	-	-	165	-	-	159
	Receitas de prestação de serviços	-	-	157	-	-	148
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.459	-	-	3.294
	Receitas financeiras	-	-	-	-	-	1.034
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(947)	-	-	(968)	
		18.960	102	2.834	16.036	156	3.667
TRANSIRAPE	JCP / Dividendos a receber	678	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	19.061	-	-	16.134	-	-
	Fornecedores	-	90	-	-	107	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.605	-	-	2.864
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(739)	-	-	(666)
		19.739	90	2.866	16.134	107	2.198
CENTROESTE	Cientes	63	-	-	-	-	-
	JCP / Dividendos a receber	59	-	-	894	-	-
	Participação societária permanente	18.709	-	-	20.825	-	-
	Outros ativos	-	-	-	10	-	-
	Fornecedores	-	54	-	-	71	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.361	-	-	4.089
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.068	-	-	900
	Outras receitas	-	-	89	-	-	431
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(645)	-	-	(666)	
		18.831	54	4.873	21.729	71	4.754
BAGUARI	Cientes	22	-	-	15	-	-
	JCP / Dividendos a receber	2.462	-	-	7.294	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	315	-	-	315	-	-
	Participação societária permanente	82.721	-	-	85.815	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	6.226	-	-	(850)
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	193	-	-	181
		85.520	-	6.419	93.439	-	(669)
RETIRO BAIXO	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.225	-	-	2.695	-	-
	Participação societária permanente	121.774	-	-	111.906	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(1.275)
	Receitas (Despesas) financeiras	-	-	7.173	-	-	-
	Receitas financeiras	-	-	-	-	-	111
		122.999	-	7.173	114.601	-	(1.164)

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
SERRA FACÃO ENERGIA	Dividendos / JCP a receber	9.154	-	-	2.289	-	-
	Participação societária permanente	45.032	-	-	1.640	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	23.047	-	-	(59.102)
	Receitas de prestação de serviços	-	-	154	-	-	80
		54.186	-	23.201	3.929	-	(59.022)
Chapecoense	Clientes	740	-	-	740	-	-
	JCP / Dividendos a receber	22.288	-	-	9.512	-	-
	Participação societária permanente	415.501	-	-	364.522	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	73.267	-	-	28.646
		438.529	-	73.267	374.774	-	28.646
MADEIRA ENERGIA	Participação societária permanente	2.799.058	-	-	2.724.068	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	7.030	-	-	(861.144)
	Outras despesas	-	-	(97.010)	-	-	-
		2.799.058	-	(89.980)	2.724.068	-	(861.144)
INAMBARI	Participação societária permanente	194	-	-	164	-	-
	Outras receitas	-	-	30	-	-	6.017
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(31)	-	-	(6.024)
	Resultado de participações societárias	-	-	(50)	-	-	-
		194	-	(51)	164	-	(7)
TRANSENERGIA RENOVÁVEL	JCP / Dividendos a receber	13.979	-	-	15.648	-	-
	Participação societária permanente	128.418	-	-	96.813	-	-
	Fornecedores	-	57	-	-	80	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	38.777	-	-	24.316
	Outras receitas	-	-	-	-	-	8
		142.397	57	(706)	112.461	80	(754)
				38.071			23.570
MGE TRANSMISSÃO	Clientes	15	-	-	-	-	-
	Outras contas a receber	148	-	-	149	-	-
	JCP / Dividendos a receber	11.447	-	-	6.812	-	-
	Participação societária permanente	136.755	-	-	118.953	-	-
	Fornecedores	-	119	-	-	100	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	20.476	-	-	(9.222)
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.685	-	-	2.974
	Outras receitas	-	-	167	-	-	67
		148.365	119	(1.389)	125.914	100	(477)
				20.939			(6.658)
GOIÁS TRANSMISSÃO	Outras contas a receber	229	-	-	203	-	-
	JCP / Dividendos a receber	23.857	-	-	20.051	-	-
	Participação societária permanente	190.245	-	-	138.436	-	-
	Fornecedores	-	204	-	-	225	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	66.566	-	-	(493)
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.331	-	-	2.293
		214.331	204	(2.327)	158.690	225	(1.911)
				66.570			(111)
TRANS. SÃO PAULO	Clientes	18	-	-	-	-	-
	Outras contas a receber	83	-	-	75	-	-
	JCP / Dividendos a receber	4.275	-	-	15.934	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	1.960	-	-
	Participação societária permanente	91.141	-	-	83.116	-	-
	Fornecedores	-	13	-	-	28	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	6.065	-	-	43.977
	Receitas de prestação de serviços	-	-	976	-	-	890
		95.517	13	78	101.085	28	509
				(297)			(276)
				6.822			45.100
CALDAS NOVAS	Outras contas a receber	73	-	-	72	-	-
	JCP / Dividendos a receber	452	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	13.560	-	-	12.846	-	-
	Fornecedores	-	3	-	-	9	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	1.166	-	-	3.084
	Receitas de prestação de serviços	-	-	724	-	-	720
		14.085	3	160	12.918	9	149
				-			(61)
				2.050			3.892
IE GARANHUNS	JCP / Dividendos a receber	5.780	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	318.972	-	-	181.526	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	26.361	-	-	16.717
		324.752	-	26.361	181.526	-	16.717
LUZIÂNIA NIQUELÂNDIA TRANSMISSORA	Clientes	6	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	21.181	-	-	16.863	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	845	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.318	-	-	4.594
	Receitas de prestação de serviços	-	-	110	-	-	115
		21.187	-	30	16.863	845	188
				(105)			(41)
				4.353			4.856
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	Outras contas a receber	18	-	-	5	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	84.847	-	-	54.499	-	-
	Participação societária permanente	144.615	-	-	139.719	-	-
	Contas a pagar	-	11	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	570	-	-	3.457
	Outras Receitas	-	-	51	-	-	39
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(4.980)	-	-	(2.637)
		229.480	11	(81)	194.223	-	859
				(4.440)			-

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Energia dos Ventos I	Participação societária permanente	-	-	-	7.254	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(1)	-	-	(39)
		-	-	(1)	7.254	-	(39)
Energia dos Ventos II	Participação societária permanente	-	-	-	4.406	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(30)
		-	-	-	4.406	-	(30)
Energia dos Ventos III	Participação societária permanente	-	-	-	6.535	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(36)
		-	-	-	6.535	-	(36)
Energia dos Ventos IV	Participação societária permanente	-	-	-	9.535	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(43)
		-	-	-	9.535	-	(43)
Energia dos Ventos X	Participação societária permanente	-	-	-	5.807	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(1)	-	-	(34)
		-	-	(1)	5.807	-	(34)
	Cientes	390	-	-	-	-	-
	Outros ativos	54	-	-	78	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	326.671	-	-	-	-	-
NORTE ENERGIA (Belo Monte)	Participação societária permanente	3.469.785	-	-	3.479.087	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(7.993)	-	-	(32.909)
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(7.225)	-	-	(110.640)
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	39.258	-	-	-
	Outras receitas	-	-	423	-	-	-
		3.796.900	-	24.463	3.479.165	-	(143.549)
	Outros ativos	24	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	234	-
AETE	Fornecedores	-	160	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	8.915
	Outras receitas	-	-	2.251	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.126)	-	-	(2.457)
		24	160	125	-	234	6.458
	Outros ativos	106	-	-	2.506	-	-
	Participação societária permanente	120.873	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	127	-
BRASNORTE	Fornecedores	-	88	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	9.372	-	-	9.647
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	1.808
	Outras receitas	-	-	3.523	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.176)	-	-	(1.289)
		120.979	88	11.719	2.506	127	10.166
ESTAÇÃO TRANSMISSORA	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	(3.735)
		-	-	-	-	-	(3.735)
	Outros ativos	-	-	-	290	-	-
INTEGRAÇÃO TRANS.	Participação societária permanente	133.488	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	709	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	18.970	-	-	16.817
	Outras receitas	-	-	-	-	-	3.838
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	(7.132)
		133.488	-	18.970	290	709	13.523
CONSTRUTORA INTEG	Participação societária permanente	49.461	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.507	-	-	63
	Resultado de participações societárias	-	-	(1.793)	-	-	-
		49.461	-	(286)	-	-	63
TME - TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA	Participação societária permanente	97.154	-	-	-	-	-
	Outros Passivos	-	214	-	-	234	-
	Resultado de participações societárias	-	-	13.317	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	11.182
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(2.221)	-	-	(2.545)
		97.154	214	11.096	-	234	8.637
TRANSNORTE	Participação societária permanente	148.373	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	36	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(9.613)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	9.072
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(186)	-	-	-
		148.373	36	(9.799)	-	-	9.072
CTEEP	Financiamentos e empréstimos	196	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	942.732	-	-	946.187	-	-
	Dividendo a receber	2.187	-	-	9.749	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	17	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.380	-	-	53.503
	Receitas de JCP / Dividendos	-	-	2.206	-	-	1.480
	Resultado de participações societárias	-	-	114.813	-	-	-
	Perda na subscrição	-	-	-	-	-	(679)
		945.115	-	119.416	955.936	-	54.304

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
EMAE	Participação societária permanente	307.195	-	-	275.214	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.416	-	-	(54)	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	793	-	-	-
	Receitas de JCP / Dividendos	-	-	-	-	-	64
	Resultado de participações societárias	-	-	23.330	-	-	151.429
	Outras despesas	-	-	(89)	-	-	-
		308.611	-	24.034	275.160	-	151.493
Triângulo Mineiro Trans. S.A.	Outras contas a receber	11	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	724	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	6.223	-	-
	Participação societária permanente	82.555	-	-	36.246	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	2.957	-	-	830
	Receitas de prestação de serviços	-	-	578	-	-	724
Outras receitas	-	-	25	-	-	38	
		82.566	-	3.560	43.193	-	1.592
CEPEL	Despesas Operacionais	-	-	(11.525)	-	-	(10.925)
		-	-	(11.525)	-	-	(10.925)
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Outras contas a receber	70	-	-	142	-	-
	Participação societária permanente	100.726	-	-	67.383	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.943	-	-	2.297
	Receitas de prestação de serviços	-	-	792	-	-	849
		100.796	-	4.735	67.525	-	3.146
Centrais Eólica Famosa I S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	1.059	-	-
	Participação societária permanente	1.305	-	-	838	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(592)	-	-	(6.425)
		1.305	-	(592)	1.897	-	(6.425)
Centrais Eólica Pau Brasil S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	706	-	-
	Participação societária permanente	758	-	-	548	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(496)	-	-	(4.292)
		758	-	(496)	1.254	-	(4.292)
Centrais Eólica São Paulo S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	823	-	-
	Participação societária permanente	971	-	-	648	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(500)	-	-	(4.803)
		971	-	(500)	1.471	-	(4.803)
Centrais Eólica Rosada S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	1.333	-	-
	Participação societária permanente	1.418	-	-	955	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(870)	-	-	(8.132)
		1.418	-	(870)	2.288	-	(8.132)
FRONTEIRA OESTE	Outras Contas a Receber	1.042	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	14.155	-	-	3.641	-	-
	Participação societária permanente	12.091	-	-	11.824	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	267	-	-	-
	Receitas de prestação de serviço	-	-	1.042	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(16)
		27.288	-	1.309	15.465	-	(16)
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	Outras contas a receber	220	-	-	229	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	7.943	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	56.469	-	-	16.128	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	1.512	-	-	645
	Receitas de prestação de serviços	-	-	373	-	-	226
	Outras receitas	-	-	1.704	-	-	7.950
		64.632	-	3.589	16.357	-	8.821
PUNAÚ I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	10.829	-	-	1.880	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	8.816	-	-	(7.313)
		10.829	-	8.816	1.880	-	(7.313)
CARNAÚBA I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	10.261	-	-	1.238	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	8.906	-	-	(7.186)
		10.261	-	8.906	1.238	-	(7.186)
CARNAÚBA II EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	8.293	-	-	936	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	7.254	-	-	(5.959)
		8.293	-	7.254	936	-	(5.959)
CARNAÚBA III EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	7.290	-	-	845	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	6.358	-	-	(5.284)
		7.290	-	6.358	845	-	(5.284)
CARNAÚBA V EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	10.777	-	-	1.212	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	9.433	-	-	(7.981)
		10.777	-	9.433	1.212	-	(7.981)
CERVANTES I EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	7.355	-	-	1.357	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	5.910	-	-	(4.772)
		7.355	-	5.910	1.357	-	(4.772)
CERVANTES II EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	5.474	-	-	644	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	4.755	-	-	(3.958)
		5.474	-	4.755	644	-	(3.958)
BOM JESUS EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	1.251	-	-	1.370	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(236)	-	-	(5.794)
		1.251	-	(236)	1.370	-	(5.794)

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CACHOEIRA EÓLICA S.A	Participação societária permanente	767	-	-	871	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(191)	-	-	(3.907)
		767	-	(191)	871	-	(3.907)
PITIMBU EÓLICA S.A	Participação societária permanente	1.037	-	-	1.270	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(351)	-	-	(5.894)
		1.037	-	(351)	1.270	-	(5.894)
SÃO CAETANO EÓLICA S.A	Participação societária permanente	1.387	-	-	2.387	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(1.177)	-	-	(7.952)
		1.387	-	(1.177)	2.387	-	(7.952)
SÃO CAETANO I EÓLICA S.A	Participação societária permanente	1.137	-	-	1.867	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(847)	-	-	(5.297)
		1.137	-	(847)	1.867	-	(5.297)
SÃO GALVÃO EÓLICA S.A.	Participação societária permanente	1.342	-	-	1.684	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(505)	-	-	(7.862)
		1.342	-	(505)	1.684	-	(7.862)
Baraúnas I	Participação societária permanente	17.356	-	-	27	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(213)	-	-	(27)
		17.356	-	(213)	27	-	(27)
Mussambê	Participação societária permanente	21.724	-	-	19.955	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(25)	-	-	(32)
		21.724	-	(25)	19.955	-	(32)
Morro Branco I	Participação societária permanente	17.019	-	-	15.549	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(204)	-	-	(22)
		17.019	-	(204)	15.549	-	(22)
SINOP	Participação societária permanente	179.052	-	-	87.047	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	73.500	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.479	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(1.199)	-	-	(4.249)
		252.552	-	1.280	87.047	-	(4.249)
MATA DE SANTA GENEBRA	Outras contas a receber	2	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	30.336	-	-	26.177	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	1.415	-	-	(1.019)
	Outras receitas	-	-	292	-	-	894
	Outras Despesas	-	-	4	-	-	-
		30.338	-	1.711	26.178	-	(125)
LAGOA AZUL TRANSMISSORA	Cientes	396	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	8.632	-	-	1.970	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	99	-	-	(151)
	Outras receitas	-	-	-	-	-	12
		9.028	-	494	1.971	-	(139)
EÓLICA ITAGUAÇU DA BAHIA SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	11.798	-	-	1.062	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	102	-	-	(101)
	Outras Despesas	-	-	(1)	-	-	-
		11.798	-	101	1.063	-	(101)
ITAGUAÇU DA BAHIA ENERGIAS RENOVÁVEIS	Adiantamento para futuro aumento de capital	34.300	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	11.798	-	-	-	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(4.396)	-	-	-
		46.098	-	(4.396)	-	-	-
EÓLICA VENTOS DE SANTA LUIZA SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	1.063	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	101	-	-	(100)
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		-	-	100	1.064	-	(100)
EÓLICA VENTOS DE SANTA MADALENA SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	1.062	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	102	-	-	(101)
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		-	-	101	1.063	-	(101)
EÓLICA VENTOS DE SANTA MARCELLA SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	1.063	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	101	-	-	(101)
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		-	-	100	1.064	-	(101)
EÓLICA VENTOS DE SANTA VERA SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	1.063	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	101	-	-	(100)
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		-	-	100	1.064	-	(100)

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
EÓLICA VENTOS DE SANTO ANTONIO SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	1.063	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	102	-	-	(100)
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		-	-	101	1.064	-	(100)
EÓLICA VENTOS DE SÃO BENTO SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	1.063	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	102	-	-	(101)
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		-	-	101	1.064	-	(101)
EÓLICA VENTOS DE SÃO CIRILO SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	1.063	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	101	-	-	(100)
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		-	-	100	1.064	-	(100)
EÓLICA VENTOS DE SÃO JOÃO SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	1.063	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	101	-	-	(100)
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		-	-	100	1.064	-	(100)
EÓLICA VENTOS DE SÃO RAFAEL SPE S.A.	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	1.063	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	101	-	-	(101)
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		-	-	100	1.064	-	(101)
BARAÚNAS II	Participação societária permanente	585	-	-	615	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(30)	-	-	(7)
		585	-	(30)	615	-	(7)
BANDA DE COURO	Participação societária permanente	928	-	-	961	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(33)	-	-	(7)
	Outras despesas	-	-	-	-	-	-
		928	-	(33)	961	-	(7)
BELO MONTE TRANSMISSORA SPE S.A.	Participação societária permanente	391.058	-	-	6.119	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	194.040	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	1	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(4.630)	-	-	(5)
	Resultado de participações societárias	-	-	(4.473)	-	-	-
	Outras despesas	-	-	(1)	-	-	-
		-	-	-	-	-	424
		585.098	-	(9.104)	6.120	-	419
ITAIPIU	Financiamentos e empréstimos	14.802.134	-	-	11.656.696	-	-
	Dividendo a receber	1.952	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	6.009.406	-	-	767.647
		14.804.087	-	6.009.406	11.656.696	-	767.647
SANTO ANTONIO ENERGIA	Clientes	9.501	-	-	4.174	-	-
	Outras contas a receber	130.253	-	-	-	-	-
	Outros ativos	-	-	-	311	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.005	-	-	3.481
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	43.352	-	-	40.602
	Receita Venda de Energia Elétrica	-	-	64.924	-	-	-
	-	-	-	-	-	268	
	139.754	-	111.281	4.485	-	44.351	
ELETROS	Contribuições a pagar - patrocinador	-	23.555	-	-	10.652	-
	Provisões	-	244.685	-	-	448.407	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(31.693)	-	-	(34.423)
	Taxas	-	-	(2.410)	-	-	(2.462)
		-	268.240	(34.103)	-	459.059	(36.885)
CEEE-GT	Participação societária	448.274	-	-	449.336	-	-
	Financiamentos e empréstimos	4.883	-	-	13.254	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	14.173	-	-	(91.308)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	607	-	-	1.189
	453.157	-	14.780	462.590	-	(90.119)	
ENERGISA MT	Participação societária	385.318	-	-	376.031	-	-
	Financiamentos e empréstimos	310.697	-	-	353.596	-	-
	Dividendo a Receber	4.403	-	-	-	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	12.918	-	-	25.491
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	30.911	-	-	34.608
	700.417	-	43.829	729.627	-	60.099	
CEMAR	Participação societária	653.419	-	-	554.817	-	-
	Dividendo a Receber	-	-	-	20.754	-	-
	Financiamentos e empréstimos	275.939	-	-	308.989	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	121.778	-	-	112.288
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	28.387	-	-	18.635
	929.358	-	150.165	884.560	-	130.923	
Lajeado Energia	Participação societária	219.173	-	-	206.282	-	-
	Dividendo a Receber	86.589	-	-	94.810	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	37.014	-	-	13.630
	305.762	-	37.014	301.092	-	13.630	
CEB Lajeado	Participação societária	80.353	-	-	71.723	-	-
	Dividendo a Receber	13.980	-	-	14.606	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	17.586	-	-	7.419
	94.333	-	17.586	86.329	-	7.419	

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Paulista Lajeado	Participação societária	23.507	-	-	18.119	-	-
	Dividendo a Receber	3.077	-	-	2.765	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	4.463	-	-	(3.096)
		26.584	-	4.463	20.884	-	(3.096)
CEEE-D	Participação societária	-	-	-	7.476	-	-
	Financiamentos e empréstimos	28.520	-	-	31.258	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	(145.118)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	2.673	-	-	2.895
		28.520	-	2.673	38.734	-	(142.223)
CHC Arné	Participação societária	98.514	-	-	79.081	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(13.753)	-	-	(5.517)
		98.514	-	(13.753)	79.081	-	(5.517)
EÓLICA MANGUE SECO	Participação societária	16.889	-	-	16.726	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	163	-	-	(332)
		16.889	-	163	16.726	-	(332)
ROUAR	Participação societária	111.775	-	-	70.044	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	7.529	-	-	7.240
		111.775	-	7.529	70.044	-	7.240
Companhia Celg de Participações - CELGPAR	Outros passivos - Mútuos	-	117.080	-	-	109.537	-
	Despesas financeiras	-	-	7.543	-	-	-
		-	117.080	7.543	-	109.537	-
CELG Geração e Transmissão - CELG GT	Fornecedores	-	1.779	-	-	1.082	-
	Outros passivos	-	50.355	-	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	13.493	-	-	2.577
	Despesas atuariais	-	-	484	-	-	-
	Despesas financeiras	-	-	129	-	-	-
		-	52.134	14.106	-	1.082	2.577
FOZ DO CHAPECÓ	Clientes	434	-	-	458	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	134	-	-	137
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	4.672	-	-	4.257
		434	-	4.806	458	-	4.394
TIJOA PARTICIPAÇÕES E INVESTIMENTOS S.A.	Clientes	352	-	-	362	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	649	-	-
	Participação societária permanente	5.666	-	-	167	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	7.345	-	-	167
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	3.739	-	-	825
	6.018	-	11.084	1.178	-	992	
CSE CENTRO DE SOLUÇÕES ESTRATÉGICAS S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	1.996	-	-
	Participação societária permanente	1.147	-	-	(299)	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	167	-	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(1.049)	-	-	(299)
	1.147	-	(882)	1.697	-	(299)	
EMPRESA DE ENERGIA SÃO MANOEL S.A.	Participação societária permanente	55.409	-	-	(594)	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	1.029
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(1.759)	-	-	(594)
	Outras despesas	-	-	(47.905)	-	-	-
	55.409	-	(49.664)	(594)	-	435	
ENERGIA OLÍMPICA S.A.	Participação societária permanente	2.487	-	-	(213)	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	2.700	-	-	(213)
	Outras receitas	-	-	1	-	-	-
	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1)
	2.487	-	2.701	(213)	-	(214)	
CIA HIDREL TELES PIRES	Clientes	1.954	-	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	2.218	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.253	-	-	5.759
	Outras receitas	-	-	-	-	-	2.093
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	9.926	-	-	-
Compra de Energia Elétrica	-	-	(18.614)	-	-	-	
	1.954	2.218	(5.435)	-	-	7.852	
PARAÍSO	Adiantamento para futuro aumento de capital	4.000	-	-	-	-	-
	Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	(70)	-	-	-
		4.000	-	(70)	-	-	-
VAMCRUZ PARTICIPAÇÕES S.A.	Contas a receber	-	-	-	-	-	-
	Dividendos	523	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	73.368	-	-	72.993	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	66.892	-	-	-	-	-
Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	-	-	506	-	-	(42)	
	140.783	-	506	72.993	-	(42)	
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Contas a receber	75	-	-	61	-	-
	Participação societária permanente	39.868	-	-	21.356	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(1.406)	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	622	-	-	570
Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(1.422)	-	-	1.801	
	39.943	-	(2.206)	21.417	-	2.371	

Notas Explicativas



EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2015			31/12/2014		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CHAPADA DO PIAUÍ I S.A.	Participação societária permanente Adiantamento para futuro aumento de capital Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	109.497 14.040 -	- - -	- - (9.560)	119.057 - -	- - -	- - (1)
		123.537	-	(9.560)	119.057	-	(1)
Chapada do Piauí II Holding S.A.	Participação societária permanente Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	142.187 -	- -	- (2.358)	108.022 -	- -	- -
		142.187	-	(2.358)	108.022	-	-
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	Participação societária permanente Adiantamento para futuro aumento de capital Receitas (Despesas) de equivalência patrimonial	97.374 25.005 -	- - -	- - (592)	57.877 - -	- - -	- - (486)
		122.379	-	(592)	57.877	-	(486)

NOTA 47 - REMUNERAÇÃO DO PESSOAL CHAVE

A remuneração do pessoal chave da Companhia (diretores e conselheiros) é como segue:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	5.853	5.605	33.625	28.021
Salários e encargos sociais	1.611	1.344	6.511	5.934
Outros	426	411	2.700	1.938
	7.890	7.360	42.836	35.893

NOTA 48 - EVENTOS SUBSEQUENTES**48.1 – Repactuação da dívida da Controlada CELG D com Itaipu**

A Medida Provisória 677, que dispõe sobre contratos de concessão do setor elétrico, convertida na Lei 13.182/2015, permite às empresas incluídas no Programa Nacional de Desestatização – PND a partir de 2015, repactuar dívida em moeda estrangeira no prazo de 120 meses considerando os períodos de carência e amortização.

Caso a repactuação da dívida do repasse de Itaipu tivesse ocorrido em 2015, nos termos do Despacho ANEEL nº 310/2016 e com base na Lei nº 13.182/2015, a CELG D não teria registrado no resultado variação cambial no total de R\$418 milhões, e consequentemente o seu passivo seria reduzido em igual valor.

48.2 - Contrato de compra e venda de energia elétrica

A controlada Furnas na data de 03 de março de 2016, exerceu a opção do contrato de compra de energia elétrica no ambiente livre com a empresa Santo Antônio Energia S/A, cujo suprimento se daria no período compreendido entre 01 de janeiro de 2017 a 31 de janeiro de 2020, procedendo à cobrança do montante de R\$ 156.747, relativo ao valor original da negociação (R\$ 130.000) pela entrega futura dessa energia e sua correspondente atualização (R\$ 26.747).

48.3 – Linha de crédito junto a Caixa Econômica Federal

A controlada Eletronorte junto à administração da controlada aprovou em 19 de janeiro de 2016 a captação de uma Cédula de Crédito Bancário de R\$ 400.000 junto a Caixa

Notas Explicativas



Econômica Federal, com o objetivo de reforço financeiro ao fluxo de caixa da Companhia. A linha de crédito será disponibilizada na medida em que se fizer necessária à captação.

48.4 – Emissão de Notas Promissórias

Em 7 de março de 2016, a controlada Eletrosul realizou a 2ª emissão de notas promissórias comerciais, em série única, composta por 500 notas promissórias comerciais, no valor nominal unitário de R\$ 500 mil, perfazendo o valor total de R\$ 250.000 mil, com vencimento em 2 de março de 2017, remuneradas a 100% da variação acumulada das taxas médias diárias do DI + spread de 3,5% a.a. Os custos de emissão pagos ao Banco BTG relativos à comissão de estruturação, colocação e garantia firme foi de R\$ 6.917.

48.5 – Consórcio Angramon – Usina Angra 3

Ação, proposta pelo Consórcio Angramon com o objetivo de rescindir o contrato de montagem eletromecânica com fundamento na ausência de pagamento, pela Eletronuclear, por mais de 90 dias, bem como a não aplicação, também pela Eletronuclear, de penalidades ou de execução da garantia contratual.

A Eletronuclear contestou a ação por seus advogados e o Consórcio Angramon apresentou réplica. A antecipação dos efeitos da tutela não foi deferida pela julgadora. Na mesma decisão, foi determinada a intimação da União Federal para manifestar eventual interesse na lide, o que foi efetivado na data de 22 de março de 2016.

Importante frisar que em 14 de janeiro de 2016 foi sancionada a Lei nº 13.255 onde foi estimada a receita e fixadas as despesas da União para o exercício financeiro de 2016, nela incluindo, o Orçamento de Investimento das empresas em que a União, direta ou indiretamente, detém a maioria do capital social com direito a voto, incluindo-se na mesma, a aprovação de dotação e execução orçamentária para a ação de Investimento no projeto de “Implantação da Usina Termonuclear de Angra 3”, pertencente a Eletronuclear, a qual compreende-se que após avaliação da Comissão Mista de Planos, Orçamentos Públicos e Fiscalização do Congresso Nacional, bem como pelo plenário do Congresso Nacional, a obra de “Implantação da Usina Termonuclear de Angra 3” está apta a manter sua execução física, orçamentária e financeira.

Apesar das alterações cronológicas do projeto, a Companhia vem assegurando a preservação e integridade dos serviços já executados, além disso, adotará providências para a implementação de ações a um nível de desempenho com o intuito de tentar recuperar os possíveis impactos no cronograma da obra da Usina Angra 3 (dezembro de 2020). A companhia acredita, também, que o valor residual líquido, apurado após os testes de recuperabilidade (impairment), poderá ser recuperado ao longo da operação comercial desse empreendimento Angra 3.

48.6 - Aporte de capital Norte Energia S.A.

Em fevereiro de 2016, a Administração da Controlada Eletronorte aprovou o aporte de R\$ 119.880 na investida Norte Energia S.A. a ser realizado em 04 de março de 2016. Esse valor é referente a 19,98% de participação que a Eletronorte detém na investida,

Notas Explicativas

a qual aumentou seu capital social para R\$ 9.000.000. Após o aporte a Controlada passa a ter o saldo de R\$ 1.798.200 de capital investido.

48.7 - Incorporação do AFAC ao capital

Em 14 de janeiro de 2016, as controladas da Eletrosul listadas abaixo realizaram aumento de capital social mediante transferência dos recursos recebidos por AFAC, conforme evidenciado a seguir:

Data	Empresa	Total
14/01/2016	Chuí IX	49.892
14/01/2016	Hermenegildo I	173.220
14/01/2016	Hermenegildo II	173.244
14/01/2016	Hermenegildo III	147.598
		<u>543.954</u>

48.8 – Recuperação judicial Abengoa

A Companhia tomou conhecimento sobre o pedido de recuperação judicial ajuizado em 29 de janeiro de 2016, pelas empresas Abengoa Concessões Brasil S.A. ("Abengoa Concessões") e Abengoa Greenfield Brasil Holding S.A. ("Abengoa Greenfield"), nos termos da Lei no 11.101/05. O pedido foi distribuído na 6ª Vara Empresarial de Justiça do Rio de Janeiro e aguarda o deferimento.

A Abengoa Concessões é acionista de empresas das quais a Controlada Eletronorte mantém participação acionária. Este fato não implica na recuperação judicial das empresas em que há participação da Companhia e da Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., pois estas empresas estão em operação e pretendem continuar desempenhando suas atividades, bem como honrando seus compromissos de forma regular.

Até a presente data, este processo de recuperação judicial não teve impacto nas operações da Companhia, nem na preparação e apresentação das demonstrações financeiras correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015. A Administração continuará a monitorar o desdobramento deste assunto, bem como as eventuais consequências diretas e indiretas para a Companhia, caso existam.

48.9 – Renegociação do serviço da dívida de contratos de financiamentos

Em 24 de fevereiro de 2016, o Conselho de Administração da Eletrobras aprovou a renegociação do serviço da dívida de contratos de financiamentos da Controlada Eletrosul junto à Eletrobras, com suspensão da exigibilidade de principal e incorporação de juros, de novembro de 2015 a junho de 2016, no montante de R\$ 1.826.402.

A retomada dos pagamentos das parcelas de principal e juros destes contratos será efetuada a partir de julho de 2016.

José da Costa Carvalho Neto
Presidente

Armando Casado de Araújo
*Diretor Financeiro e de Relações com
Investidores*

Renato Soares Sacramento
Diretor de Geração - Interino

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



Notas Explicativas

Pareceres e Declarações / Parecer dos Auditores Independentes - Com Ressalva

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2015

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Aos Administradores e Acionistas 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 2015 e as respectivas demonstrações de 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 contábeis

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 evidências 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 causadas por erro ou fraude. 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 com ressalva.

Base para opinião com ressalva

Riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos - Lava Jato

Conforme mencionado na nota explicativa Nº 4, item XI, em conexão com os processos de investigação pelas autoridades públicas federais na operação conhecida como "Lava Jato" e seus desdobramentos, a Administração da Companhia tomou conhecimento, por meio de veiculação pela mídia ou de outra forma, da existência de supostos atos ilegais, dentre eles supostos pagamentos de propinas por administradores e ex-administradores de construtoras envolvidas em certos empreendimentos, a Funcionários e/ou Administradores e/ou Diretores da Companhia e/ou suas investidas consolidadas e/ou avaliadas pelo método de equivalência patrimonial.

Em decorrência, conforme aprovado pelo seu Conselho de Administração, a Companhia contratou empresa independente especializada para conduzir investigação relacionada ao assunto acima e eventuais descumprimentos de leis e regulamentos, no contexto da legislação do Brasil e dos Estados Unidos da América. Adicionalmente, a Companhia criou uma Comissão Independente para gestão e supervisão dos trabalhos de investigação em andamento, conduzidos pela empresa independente contratada.

Considerando que as ações relacionadas à investigação desses assuntos estão ainda em andamento, portanto, sem quaisquer resultados conclusivos, os possíveis impactos decorrentes da resolução final destes temas, sobre as demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015 não são conhecidos e não puderam ser estimados pela Companhia. Consequentemente, não nos foi possível determinar se havia a necessidade de ajustes ou divulgações em decorrência desses assuntos nas referidas demonstrações financeiras.

Opinião com ressalva

Em nossa opinião, exceto pelos possíveis efeitos dos assuntos descritos no parágrafo Base para opinião com ressalva, 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 2015, 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 de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB.

Ênfases

Valores a receber sujeitos à aprovação do regulador

Conforme descrito na Nota 2.1, no final do exercício de 2012, a Companhia aceitou as condições para a renovação antecipada de algumas concessões de geração e transmissão estabelecidas pelo Governo Federal do Brasil, resultando em mudanças na rentabilidade de tais concessões a partir do exercício de 2013 e no direito de indenização por determinados saldos residuais de ativos de transmissão e geração, sujeito à aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Em 31 de dezembro de 2015, os saldos residuais de ativos de geração e transmissão objeto de indenização montam a R\$ 10.972.365 mil 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.

Nossa opinião não contém ressalva em função desse assunto.

Continuidade operacional de empresas controladas e coligadas

Conforme mencionado na Nota 16, as controladas do segmento de distribuição de energia e também as controladas de geração Eletrobras Termonuclear SA (Eletronuclear) e Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) apresentam perdas contínuas em suas operações, capital de giro negativo e/ou passivo a descoberto, e as coligadas Norte Energia S.A., Madeira Energia S.A., ESBR Participações S.A., São Manoel e Teles Pires Participações SA apresentam capital de giro negativo relevante em 31 de dezembro de 2015. Adicionalmente, conforme descrito na Nota 2, as concessões destas controladas distribuidoras expiraram em 15 de julho de 2015 e até a presente data não existe evidência de renovação. A continuidade operacional das controladas e coligadas mencionadas acima depende da manutenção do suporte financeiro por parte de terceiros, da Companhia e/ou demais acionistas.

Nossa opinião não está ressalvada em função desses assuntos.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, preparadas 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, exceto pelos possíveis efeitos dos assuntos descritos no parágrafo Base para opinião com ressalva, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 30 de março de 2016

KPMG Auditores Independentes

CRC SP-014428/O-6 F-RJ

Danilo Siman Simões

Contador CRC 1MG058180/O-2 T-SP

Pareceres e Declarações / Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente

PARECER DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31.12.2015

O Conselho Fiscal das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, no âmbito de suas atribuições legais e estatutárias, procedeu o exame do Relatório da Administração e das Demonstrações Contábeis referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2015, os quais foram aprovados, nesta data, pelo Conselho de Administração, bem como se inteirou da proposta relativa à destinação do resultado do exercício.

Considerando o trabalho de acompanhamento da Empresa desenvolvido pelo Conselho Fiscal ao longo do exercício, com base na análise da documentação apresentada, nas informações prestadas pelo Departamento de Contabilidade – DFC e no Relatório dos Auditores Independentes - KPMG Auditores Independentes, com ressalva e ênfases, o Conselho Fiscal da Eletrobras entende que os referidos documentos, corroboradas a ressalva e as ênfases contidas no Relatório dos Auditores Independentes, estão em condições de serem submetidas à deliberação da Assembleia Geral Ordinária de Acionistas da Empresa.

Rio de Janeiro, 30 de março de 2016.

EDUARDO CESAR PASA

BRUNO NUNES SAD

Presidente do Conselho

Conselheiro

AGNES MARIA DE ARAGÃO DA COSTA

FELIPE LÜCKMANN FARBO

Conselheira

Conselheiro

ROBERT JUENEMANN

Conselheiro

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras

Declaramos, em atendimento à Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, que revisamos, discutimos e concordamos com as Demonstrações Financeiras da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, tendo sido tomada a resolução no sentido de sua aprovação, sob o número RES-194/2016 em reunião do colegiado, realizada em 30 de março de 2016.

Rio de Janeiro, 30 de março de 2016.

Diretoria Executiva Eletrobras

José da Costa Carvalho Neto - Presidente

Armando Casado de Araujo - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

José Antonio Muniz Lopes - Diretor de Transmissão

Renato Soares Sacramento - Diretor de Geração (Interino)

Marcos Aurélio Madureira da Silva - Diretor de Distribuição

Josias Matos de Araujo – Diretor de Regulação

Alexandre Vaghi de Arruda Aniz - Diretor de Administração

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre o Parecer dos Auditores Independentes

Declaramos, em atendimento à Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, que revisamos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório dos auditores independentes da Companhia – KPMG, emitido sobre as Demonstrações Financeiras da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, em reunião realizada em 30 de março de 2016.

Rio de Janeiro, 30 de março de 2016.

Diretoria Executiva Eletrobras

José da Costa Carvalho Neto - Presidente

Armando Casado de Araujo - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

José Antonio Muniz Lopes - Diretor de Transmissão

Renato Soares Sacramento - Diretor de Geração (Interino)

Marcos Aurélio Madureira da Silva - Diretor de Distribuição

Josias Matos de Araujo – Diretor de Regulação

Alexandre Vaghi de Arruda Aniz - Diretor de Administração

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras
Relatório dos auditores independentes
sobre as demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2015



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 Administradores e Acionistas 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 2015 e as respectivas demonstrações de 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 contábeis

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 evidências 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 causadas por erro ou fraude. 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 com ressalva.

Base para opinião com ressalva

Riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos - Lava Jato

Conforme mencionado na nota explicativa Nº 4, item XI, em conexão com os processos de investigação pelas autoridades públicas federais na operação conhecida como “Lava Jato” e seus desdobramentos, a Administração da Companhia tomou conhecimento, por meio de veiculação pela mídia ou de outra forma, da existência de supostos atos ilegais, dentre eles supostos pagamentos de propinas por administradores e ex-administradores de construtoras envolvidas em certos empreendimentos, a Funcionários e/ou Administradores e/ou Diretores da Companhia e/ou suas investidas consolidadas e/ou avaliadas pelo método de equivalência patrimonial.

Em decorrência, conforme aprovado pelo seu Conselho de Administração, a Companhia contratou empresa independente especializada para conduzir investigação relacionada ao assunto acima e eventuais descumprimentos de leis e regulamentos, no contexto da legislação do Brasil e dos Estados Unidos da América. Adicionalmente, a Companhia criou uma Comissão Independente para gestão e supervisão dos trabalhos de investigação em andamento, conduzidos pela empresa independente contratada.

Considerando que as ações relacionadas à investigação desses assuntos estão ainda em andamento, portanto, sem quaisquer resultados conclusivos, os possíveis impactos decorrentes da resolução final destes temas, sobre as demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015 não são conhecidos e não puderam ser estimados pela Companhia. Conseqüentemente, não nos foi possível determinar se havia a necessidade de ajustes ou divulgações em decorrência desses assuntos nas referidas demonstrações financeiras.

Opinião com ressalva

Em nossa opinião, exceto pelos possíveis efeitos dos assuntos descritos no parágrafo Base para opinião com ressalva, 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 2015, 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 de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board - IASB*.

Ênfases

Valores a receber sujeitos à aprovação do regulador

Conforme descrito na Nota 2.1, no final do exercício de 2012, a Companhia aceitou as condições para a renovação antecipada de algumas concessões de geração e transmissão estabelecidas pelo Governo Federal do Brasil, resultando em mudanças na rentabilidade de tais concessões a partir do exercício de 2013 e no direito de indenização por determinados saldos residuais de ativos de transmissão e geração, sujeito à aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Em 31 de dezembro de 2015, os saldos residuais de ativos de geração e transmissão objeto de indenização montam a R\$ 10.972.365 mil 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.



Nossa opinião não contém ressalva em função desse assunto.

Continuidade operacional de empresas controladas e coligadas

Conforme mencionado na Nota 16, as controladas do segmento de distribuição de energia e também as controladas de geração Eletrobras Termonuclear SA (Eletronuclear) e Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) apresentam perdas contínuas em suas operações, capital de giro negativo e/ou passivo a descoberto, e as coligadas Norte Energia S.A., Madeira Energia S.A., ESBR Participações S.A., São Manoel e Teles Pires Participações SA apresentam capital de giro negativo relevante em 31 de dezembro de 2015. Adicionalmente, conforme descrito na Nota 2, as concessões destas controladas distribuidoras expiraram em 15 de julho de 2015 e até a presente data não existe evidência de renovação. A continuidade operacional das controladas e coligadas mencionadas acima depende da manutenção do suporte financeiro por parte de terceiros, da Companhia e/ou demais acionistas.

Nossa opinião não está ressalvada em função desses assuntos.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, preparadas 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, exceto pelos possíveis efeitos dos assuntos descritos no parágrafo Base para opinião com ressalva, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 30 de março de 2016

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-RJ

Danilo Siman Simões
Contador CRC 1MG058180/O-2 T-SP

5.4 Informações sobre as despesas de exploração de Itaipu Binacional

Segundo as demonstrações financeiras de Itaipu Binacional, suas despesas de exploração são:

DESPESAS DE EXPLORAÇÃO	2015 (US\$)	2014 (US\$)
Rendimento de Capital	-47.119.450	-48.784.814
Royalties	-467.300.290	-477.204.666
Ressarcimento e Encargos de Administração e Supervisão	-35.946.176	-36.708.052
Amortização de Empréstimos e Financiamentos	-1.240.044.934	-1.166.850.726
Encargos Financeiros de Empréstimos e financiamentos	-804.669.091	-885.947.292
Despesas de Exploração	-666.806.511	-803.359.325
TOTAL	-3.261.886.452	-3.418.854.875

Gestão de pessoas

1) Estrutura de pessoal da unidade

Tipologias dos Cargos	Lotação		Ingressos no Exercício	Egressos no Exercício
	Autorizada	Efetiva		
1. Servidores em Cargos Efetivos (1.1 + 1.2)	1206	1034		
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	1034		
1.2.1.Servidores de carreira vinculada ao órgão	1206	878	14 (anistiados)	8
1.2.2.Servidores de carreira em exercício descentralizado	0	0		
1.2.3.Servidores de carreira em exercício provisório	0	0		
1.2.4.Servidores requisitados de outros órgãos e esferas	0	156	10	9
2. Servidores com Contratos Temporários	0	0		
3. Servidores sem Vínculo com a Administração Pública	32	23		4
4. Total de Servidores (1+2+3)	1238	1057	24	21

Tipologias dos Cargos	Lotação Efetiva	
	Área Meio	Área Fim
1. Servidores de Carreira (1.1)		
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	878	
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	156	
2. Servidores com Contratos Temporários		
3. Servidores sem Vínculo com a Administração Pública	23	
4. Total de Servidores (1+2+3)	1057	

Fonte: Cadastro Eletrobras

Tipologias dos Cargos em Comissão e das Funções Gratificadas	Lotação		Ingressos no Exercício	Egressos no Exercício
	Autorizada	Efetiva		
1. Cargos em Comissão				
1.1. Cargos Natureza Especial	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	32	23		4
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)	32	23	0	4

Fonte: Cadastro Eletrobras

2) Demonstrativo das despesas com pessoal

Tipologias/ Exercícios	Vencimentos e vantagens fixas	Despesas Variáveis						Despesas de Exercícios Anteriores	Decisões Judiciais	Total
		Retribuições	Gratificações	Adicionais	Indenizações	Benefícios Assistenciais e previdenciários	Demais despesas variáveis			
Membros de poder e agentes políticos										
Exercícios	2015									
	2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servidores de Carreira que não ocupam cargo de provimento em comissão										
Exercícios	2015	81.352.536,67	637.860,58	7.579.932,27	11.287.050,23	14.721.182,02	(*)	11.599.766,88		127.178.328,65
	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
Servidores com Contratos Temporários										
Exercícios	2015									
	2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servidores Cedidos com ônus ou em Licença										
Exercícios	2015	16.335.340,00	428.606,90	1.665.813,88	1.966.387,91	3.122.915,35	(*)	2.165.974,12		25.685.038,16
	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
Servidores ocupantes de Cargos de Natureza Especial										
Exercícios	2015									
	2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servidores ocupantes de cargos do Grupo Direção e Assessoramento Superior										
Exercícios	2015	9.208.992,17		847.521,52	1.239.546,23	922.208,27	(*)	1.037.676,16		13.255.944,35
	2014	9.072.442,29	-	830.921,79	987.723,56	659.020,78	(*)	1.045.915,88		12.596.024,29
Servidores ocupantes de Funções gratificadas										
Exercícios	2015	42.898.857,32	4.630.164,52	4.474.140,25	4.773.227,29	3.765.565,49	(*)	4.279.919,78		64.821.874,65
	2014	38.163.514,33	4.686.375,92	4.040.754,82	4.978.085,97	3.086.961,51	(*)	6.394.348,82		61.350.041,37

Fonte: Folha de Pagamento Eletrobras

Observações:

1 - Os requisitados não estão sendo contemplados, exceto nos casos de diretores;

2 - Os cedidos não apresentam ônus para a Eletrobras;

3 - Vínculos utilizados:

Servidores de Carreira que não ocupam cargo de provimento 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 Assistenciais, dos anos em questão:

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

2015 - R\$ 18.307.851,19

3) Informações sobre os controles para mitigar riscos relacionados ao pessoal

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, por fim, são elaborados planos de ação.

Uma das ações implementadas foi a restrição do crachá no período de férias, de modo que o empregado só poderá entrar durante o período de férias com identificação efetuada diretamente na portaria.

Política de Capacitação e Treinamento de Pessoal

A educação corporativa nas 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.

O modelo de educação é composto pela Universidade das Empresas Eletrobras – Unise e de quinze Unidades de Educação Corporativa associadas, correspondentes a cada uma das companhias, tendo por objetivo promover o desenvolvimento de todos os empregados nas competências requeridas.

A Unise visa desenvolver competências para viabilizar o alcance das estratégias das empresas Eletrobras. Dessa forma, seu foco recai sobre o desenvolvimento das competências da liderança, das competências específicas críticas e das competências gerais definidas no Plano de Carreira e Remuneração – PCR, bem como sobre a promoção da cultura e dos valores das empresas Eletrobras. Já as Unidades de Educação Corporativa possuem como premissa o desenvolvimento das competências específicas que cabem a sua respectiva empresa, no que tange às particularidades de cada negócio.

Em 2015, juntando Unise e as Unidades de Educação Corporativa, foram desenvolvidas cerca de 6.500 ações educacionais para aproximadamente 21.400 participações em todas as empresas Eletrobras, totalizando um investimento de mais de 38 milhões de reais. O volume de ações de desenvolvimento demonstra o engajamento das empresas Eletrobras na busca pela excelência na gestão e condução dos negócios das suas empresas

Indicadores Gerenciais de Gestão de Pessoas

Temos indicadores quantitativos, que identificam o quadro de pessoal e suas estratificações, como por exemplo: tempo de empresa, idade, gênero, eixo de atuação, remuneração e encargos, saúde ocupacional e qualidade de vida, segurança do trabalho, processos trabalhistas,

dirigentes, benefícios, treinamento, desenvolvimento, e previdência privada, por meio do Sistema de Informações de Gestão de Pessoas das Empresas Eletrobras – SIGPES.

Temos também indicadores qualitativos, em que comparamos 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.

4) Contratação de pessoal de apoio e de estagiários

CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS COM LOCAÇÃO DE MÃO DE OBRA													
Nome: Eletrobras													
UG/Gestão: Departamento de Gestão de Pessoas							CNPJ: 00.001.180/0002-07						
Informações sobre os Contratos													
Ano do Contrato	Área	Natureza	Identificação do Contrato	Empresa Contratada (CNPJ)	Período Contratual de Execução das Atividades Contratadas		Nível de Escolaridade Exigido dos Trabalhadores Contratados						Sit.
							F		M		S		
					Início	Fim	P	C	P	C	P	C	
2015	11	o	ECE-1049/2015	09.169.438/0001-72	09/02/2015	08/02/2017	0	0	0	0	91	91	P
2013	11	O	ECE-DAC-971/2013 (considerar o termo aditivo ECE-DAC-971-B/2015)	02.630.719/0001-31	23/10/2015	23/10/2016	O	O	71	71	0	0	P
2013	11	O	ECE - DAC - 968/2013	04.130.335/0001-85	07/10/2013	06/10/2015	2	2	0	0	1	1	A
2013	11	O	ECE - DAC - 838-A/2013	02.732.750/0001-83	29/05/2013	28/05/2015	0	0	0	0	1	1	A
2015	11	O	ECE - DAC - 968-A/2015	04.130.335/0001-85	07/10/2015	06/10/2017	2	2	0	0	1	1	A

Composição do Quadro de Estagiários				
Nível de escolaridade	Quantitativo de contratos de estágio vigentes (ano 2015)			
	1º Trimestre	2º Trimestre	3º Trimestre	4º Trimestre
1. Nível superior	242	240	247	241
1.1 Área Fim				
1.2 Área Meio	242	240	247	241
2. Nível Médio	21	24	26	
2.1 Área Fim				
2.2 Área Meio	21	24	26	
3. Total (1+2)	263	264	273	241

O custo total com os estagiários no ano de 2015 foi de R\$ 4.423.181,49.

A Eletrobras possui uma norma interna com definições específicas de diretrizes de contratação de estagiários e possui convênios com universidades e escolas técnicas, operacionalizando o recrutamento e a seleção direta de estagiários.

5) Entidades fechadas de previdência complementar patrocinadas

a) Identificação

A entidade fechada de previdência complementar patrocinada pela Eletrobras a seus empregados é a Fundação Eletrobras de Seguridade Social – Eletros, inscrita no CNPJ sob o n.º 34.268.789/0001-88, com sede na Rua Uruguaiana n.º 174, 5º, 6º e 7º andares, na cidade do Rio de Janeiro.

b) Visão gerencial dos valores envolvidos

i. Quantidade de empregados contemplados:

PLANOS DE BENEFÍCIOS PREVIDENCIÁRIOS	EMPREGADOS ATIVOS ELETROBRAS
BD Eletrobras	112
CD Eletrobras	787

ii. Valores repassados no exercício a título de contribuições dos participantes e da patrocinadora:

Demonstrativo exercício 2015 - Contribuições Previdenciárias do Plano BD Eletrobras			
Patrocinadora: ELETROBRAS			
Mês	Contribuição Previdenciária da Patrocinadora	Contribuição Previdenciária do Participante	TOTAL
Janeiro	188.995,22	188.995,22	377.990,44
Fevereiro	187.229,52	187.229,52	374.459,04
Março	179.915,22	179.915,22	359.830,44
Abril	191.199,06	191.199,06	382.398,12
Mai	185.672,72	185.672,72	371.345,44
Junho	186.072,19	186.072,19	372.144,38
Julho	190.958,79	190.958,79	381.917,58
Agosto	182.524,26	182.524,26	365.048,52
Setembro	235.768,04	235.768,04	471.536,08
Outubro	192.276,43	192.276,43	384.552,86
Novembro	190.416,38	190.416,38	380.832,76
Dezembro	391.188,05	391.188,05	782.376,10
Total	2.502.215,88	2.502.215,88	5.004.431,76

Demonstrativo exercício 2015 – Contribuições Extraordinárias I do Plano BD Eletrobras para equacionamento do Déficit 2011.					
Patrocinadora: ELETROBRAS					
Mês	Contribuição Extraordinária I da Patrocinadora (artigo 61 - Regulamento do Plano BD)	Contribuição Extraordinária I da Patrocinadora	Contribuição Extraordinária I do Participante	Contribuição Extraordinária I do Patrocinador paridade assistidos	TOTAL
Janeiro	907.030,67	-	-	54.791,29	961.821,96
Fevereiro	920.389,00	81.524,50	81.524,50	55.407,12	1.138.845,12
Março	931.075,67	39.478,17	39.478,17	55.408,56	1.065.440,57
Abril	945.324,56	41.337,86	41.337,86	-	1.028.000,28
Mai	952.003,72	40.496,27	40.496,27	-	1.032.996,26
Junho	961.354,55	40.459,27	40.459,27	-	1.042.273,09
Julho	968.479,00	40.778,11	40.778,11	-	1.050.035,22
Agosto	974.267,61	39.859,23	39.859,23	-	1.053.986,07
Setembro	976.494,00	48.700,98	48.700,98	-	1.073.895,96
Outubro	981.837,33	41.376,60	41.376,60	-	1.064.590,53
Novembro	989.407,05	41.146,94	41.146,94	-	1.071.700,93
Dezembro	1.000.093,71	41.603,68	41.603,68	-	1.083.301,07
Total	11.507.756,87	496.761,61	496.761,61	165.606,97	12.666.887,06

Demonstrativo exercício 2015 – Contribuições Extraordinárias II do Plano BD Eletrobras para equacionamento do Déficit 2013					
Patrocinadora: ELETROBRAS					
Mês	Contribuição Extraordinária II da Patrocinadora (artigo 61 – Regulamento do Plano BD)	Contribuição Extraordinária II da Patrocinadora	Contribuição Extraordinária II do Participante	Contribuição Extraordinária II do Patrocinador paridade assistidos	TOTAL
Janeiro	-	-	-	89.149,33	89.149,33
Fevereiro	-	-	-	90.151,32	90.151,32
Março	-	-	-	90.153,67	90.153,67
Abril	-	-	-	-	0,00
Maio	-	-	-	-	0,00
Junho	-	-	-	-	0,00
Julho	-	-	-	-	0,00
Agosto	-	-	-	-	0,00
Setembro	-	-	-	-	0,00
Outubro	-	-	-	-	0,00
Novembro	-	-	-	-	0,00
Dezembro	-	-	-	-	0,00
Total	-	-	-	269.454,32	269.454,32

Demonstrativo exercício 2015 – Contribuições Previdenciárias do Plano CD Eletrobras				
Patrocinadora: ELETROBRAS				
Mês	Contribuição normal básica do Patrocinador	Contribuição normal básica do Participante	Contribuição adicional do Participante	TOTAL
Janeiro	2.285.610,03	2.285.610,03	11.180,21	4.582.400,27
Fevereiro	1.274.805,32	1.274.805,32	-	2.549.610,64
Março	1.180.960,70	1.180.960,70	20.234,49	2.382.155,89
Abril	1.125.814,30	1.125.814,30	9.062,45	2.260.691,05
Maio	1.316.800,29	1.316.800,29	11.672,95	2.645.273,53
Junho	1.229.366,32	1.229.366,32	9.869,52	2.468.602,16
Julho	1.243.530,39	1.243.530,39	12.228,94	2.499.289,72
Agosto	1.252.492,52	1.252.492,52	10.134,30	2.515.119,34
Setembro	1.210.329,90	1.210.329,90	9.992,38	2.430.652,18
Outubro	1.882.882,05	1.882.882,05	9.689,63	3.775.453,73
Novembro	1.338.763,62	1.338.763,62	10.307,13	2.687.834,37
Dezembro	2.632.981,82	2.632.981,82	9.652,54	5.275.616,18
Total	17.974.337,26	17.974.337,26	124.024,54	36.072.699,06

Demonstrativo exercício 2015 – Contribuição CD Eletrobras – Desbloqueio relativo ao Plano de origem**Patrocinadora: ELETROBRAS**

Mês	Contribuição desbloqueio Patrocinador	Contribuição desbloqueio do Participante	TOTAL
Janeiro	-	19.910,91	19.910,91
Fevereiro	-	19.375,94	19.375,94
Março	-	19.661,29	19.661,29
Abril	-	19.889,58	19.889,58
Maiο	-	20.193,97	20.193,97
Junho	-	20.336,66	20.336,66
Julho	-	766,23	766,23
Agosto	-	-	-
Setembro	-	-	-
Outubro	-	-	-
Novembro	-	-	-
Dezembro	-	-	-
Total	-	120.134,58	120.134,58

iii. Valores repassados que não sejam contribuições e as razões desses repasses:

Demonstrativo dos Repasses Eletrobras – 2015

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	220.393,43	137.038,90	50.147,38	504.082,53
Fev	96.502,82	220.393,43	163.412,96	50.139,97	530.449,18
Mar	96.502,82	220.393,43	185.236,71	50.102,92	50.102,92
Abr	96.502,82	220.393,43	211.938,14	49.825,38	578.659,77
Mai	96.502,82	220.393,43	232.108,98	54.721,10	603.726,33
Jun	96.502,82	220.393,43	245.269,67	50.655,42	612.821,34
Jul	101.752,57	220.393,43	258.423,53	50.692,50	631.262,03
Ago	101.752,57	220.393,43	270.758,44	50.695,59	643.600,03
Set	101.752,57	220.393,43	274.934,45	51.100,48	648.180,93
Out	101.752,57	220.393,43	286.391,63	50.890,16	659.427,79
Nov	101.752,57	220.393,43	302.949,57	50.822,28	675.917,85
Dez	101.752,57	220.393,43	653.136,46	97.519,41	1.072.801,87
Total	1.189.532,34	2.644.721,16	3.221.599,44	657.312,59	7.211.032,57

c) Síntese da manifestação da Secretaria de Previdência Complementar

A antiga Secretaria de Previdência Complementar – SPC foi substituída pela Superintendência Nacional de Previdência Complementar – Previc. Essa entidade, em março de 2016, informou que, de acordo com a legislação vigente, as entidades fechadas de previdência complementar, as Demonstrações Contábeis Consolidadas do exercício juntamente com os Pareceres de envio obrigatório já submetidos aos Órgãos de Administração e Fiscalização da Eletros devem ser enviados àquela superintendência até o dia 31 de maio do exercício subsequente, via portal de sistemas, o que ocorrerá dentro do prazo legal.

O prazo legal foi alterado por meio da Instrução PREVIC n.º 21, de 23 de março de 2015.

A fiscalização da Previc é fundamentada na metodologia de Supervisão Baseada em Riscos com o monitoramento constante das informações disponibilizadas por meio do portal e maior foco na prevenção.

d) Conclusões de relatório de auditoria independente

**Fundação Eletrobrás de
Seguridade Social - ELETROS**

Demonstrações contábeis em
31 de dezembro de 2015 e 2014

Conteúdo

Relatório dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Contábeis	4
Balanço Patrimonial	6
Demonstrações da Mutação do Patrimônio Social	7
Demonstrações do Plano de Gestão Administrativa Consolidada	8
Plano de Benefícios BD Eletrobrás - Demonstração do Ativo Líquido	9
Plano de Benefícios BD Eletrobrás - Demonstração da Mutação do Ativo Líquido	10
Plano de Benefícios BD Eletrobrás - Demonstração das Provisões Técnicas	11
Plano de Benefícios CD Eletrobrás - Demonstração do Ativo Líquido	12
Plano de Benefícios CD Eletrobrás - Demonstração da Mutação do Ativo Líquido	13
Plano de Benefícios CD Eletrobrás - Demonstração das Provisões Técnicas	14
Plano de Benefício CD ONS - Demonstração do Ativo Líquido	15
Plano de Benefício CD ONS - Demonstração da Mutação do Ativo Líquido	16
Plano de Benefício CD ONS - Demonstração das Provisões Técnicas	17
Plano de Benefício CV EPE - Demonstração do Ativo Líquido	18
Plano de Benefício CV EPE - Demonstração da Mutação do Ativo Líquido	19

Plano de Benefício CV EPE - Demonstração das Provisões Técnicas	20
Plano de Benefício CD CERON - Demonstração do Ativo Líquido	21
Plano de Benefício CD CERON - Demonstração da Mutação do Ativo Líquido	22
Plano de Benefício CD CERON - Demonstração das Provisões Técnicas	23
Notas Explicativas às demonstrações contábeis	24



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 contábeis

Aos
Administradores da
Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS
Rio de Janeiro - RJ

Examinamos as demonstrações contábeis da Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS (“Entidade”), que compreendem o balanço patrimonial consolidado (representado pelo somatório de todos os planos de benefícios administrados pela Entidade, aqui denominados de consolidado, por definição da Resolução CNPC nº 8) em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações consolidadas da mutação do patrimônio social e do plano de gestão administrativa, e as demonstrações individuais por plano de benefício que compreendem a demonstração do ativo líquido, da mutação do ativo líquido e das provisões técnicas do plano para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações contábeis

A Administração da Entidade é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a entidades reguladas pelo Conselho Nacional de Previdência Complementar - CNPC, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações contábeis. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis da Entidade para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Entidade. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela Administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.



Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS e individual por plano de benefício em 31 de dezembro de 2015 e o desempenho consolidado e por plano de benefício 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 - CNPC.

Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior

Os valores correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014, apresentados para fins de comparação foram auditados por outros auditores independentes, que emitiram relatório sem ressalvas datado de 2 de março de 2015.

Rio de Janeiro, 11 de abril de 2016

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-RJ

José Luiz de Souza Gurgel
Contador CRC RJ 0873309/O-4

Fundação Eletrobrás de Segurida Social - ELETROS

Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de Reais)

Ativo	Nota	Exercício findo em		Passivo	Nota	Exercício findo em	
		31/12/2015	31/12/2014			31/12/2015	31/12/2014
Disponível		818	769	Exigível operacional		16.632	15.678
Realizável		3.683.206	3.491.286	Gestão Previdencial	8	8.407	8.068
Gestão Previdencial	4	94.560	48.346	Gestão Administrativa	9	8.189	7.577
Gestão Administrativa	5	21.212	18.960	Investimentos		36	33
Investimentos	6	3.567.434	3.423.980	Exigível contingencial	10	23.167	15.010
Títulos Públicos	6.1	1.479.372	1.218.973	Gestão Previdencial		6.429	468
Créditos Privados e Depósitos	6.1	462.869	424.865	Gestão Administrativa		13.462	11.421
Ações	6.2	287.984	316.953	Investimentos		3.276	3.121
Fundos de Investimento	6.3	959.490	1.085.986	Patrimônio social	12	3.645.445	3.462.527
Investimentos Imobiliários	6.4	221.754	234.923	Patrimônio de Cobertura do Plano		3.527.104	3.358.951
Empréstimos		152.689	139.167	Provisões Matemáticas		3.891.209	3.558.330
Depósitos Judiciais/Rekursais		3.276	3.113	Benefícios Concedidos		3.050.577	2.850.028
Permanente		1.220	1.160	Benefícios a Conceder		1.210.607	1.071.309
Imobilizado		442	585	(-) Provisões Matemáticas a Constituir		(369.975)	(363.007)
Intangível		758	535	Equilíbrio Técnico		(364.105)	(199.379)
Diferido		20	40	Resultados Realizados		(364.105)	(199.379)
				(-) Deficit Técnico Acumulado		(364.105)	(199.379)
Gestão Assistencial	7	22.240	12.344	Fundos	13	118.341	103.576
				Fundos Previdenciais		28.555	24.834
				Fundos Administrativos		81.599	71.168
				Fundos de Investimentos		8.187	7.574
Total do Ativo		3.707.484	3.505.559	Gestão Assistencial		22.240	12.344
				Total do Passivo		3.707.484	3.505.559

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

Fundação Eletrobrás de Segurida Social - ELETROS

Demonstrações da Mutaçã do Patrimônio Social

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de Reais)

	Nota	Exercício findo em		Variaçã
		31/12/2015	31/12/2014	(%)
A) Patrimônio Social – Início do Exercício	3(n)	3.462.527	3.290.309	5,23
1. Adições		499.809	467.959	6,81
Contribuições Previdenciais		198.374	132.111	50,16
Resultado Positivo Líquido dos Investimentos – Gestão Previdencial		253.650	295.979	(14,30)
Reversão Líquida de Contingências – Gestão Previdencial		-	1.228	(100,00)
Receitas Administrativas		36.400	31.171	16,78
Resultado Positivo Líquido dos Investimentos – Gestão Administrativa		10.772	7.470	44,20
Constituição de Fundos de Investimentos		613	-	100,00
2. Destinações		(316.891)	(295.742)	7,15
Benefícios		(272.611)	(260.983)	4,46
Constituição Líquida de Contingências - Gestão Previdencial		(7.540)	-	100,00
Despesas Administrativas		(35.762)	(32.411)	10,34
Constituição Líquida de Contingências – Gestão Administrativa		(978)	(1.717)	(43,04)
Reversão de Fundos de Investimentos		-	(631)	(100,00)
3. Acréscimo/Decréscimo no Patrimônio Social (1+2)		182.918	172.217	6,21
Provisões matemáticas		332.879	167.614	98,60
Superavit (Déficit) Técnico do Exercício		(164.726)	(288)	57.096,53
Fundos Previdenciais		3.721	1.009	268,78
Fundos Administrativos		10.431	4.513	131,13
Fundos dos Investimentos		613	(631)	(197,15)
B) Patrimônio Social - Final do Exercício (A+3)		3.645.445	3.462.527	5,28
5. Gestão Assistencial		7.084	(4.028)	(275,87)
Receitas Assistenciais		63.813	52.874	20,69
Despesas Assistenciais		(56.729)	(56.902)	(0,30)

As notas explicativas integram as demonstrações contábeis.

Fundação Eletrobrás de Segurida Social - ELETROS

Demonstrações do Plano de Gestão Administrativa Consolidada

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variação
	31/12/2015	31/12/2014	(%)
A) Fundo Administrativo do Exercício Anterior	71.168	66.654	6,77
1. Custeio da gestão administrativa	47.171	38.642	22,07
1.1. Receitas	47.171	38.642	22,07
Custeio administrativo da gestão previdencial	6.971	3.982	75,06
Custeio administrativo dos investimentos	16.986	16.280	4,34
Taxa de administração de empréstimos e financiamentos	210	189	11,11
Receitas diretas	754	835	(9,70)
Resultado positivo líquido dos investimentos	10.771	7.470	44,19
Reembolso da gestão assistencial	8.654	7.119	21,56
Outras receitas	2.825	2.767	2,10
2. Despesas administrativas	36.117	32.608	10,76
2.1. Administração previdencial	14.378	14.194	1,30
Pessoal e encargos	9.331	10.240	(8,88)
Treinamentos/congressos e seminários	33	28	17,86
Viagens e estadias	35	34	2,94
Serviços de terceiros	2.012	2.151	(6,46)
Despesas gerais	1.049	1.035	1,35
Depreciações e amortizações	297	438	(32,19)
Tributos	1.621	268	504,85
2.2. Administração dos investimentos	11.906	10.142	17,39
Pessoal e encargos	8.941	7.602	17,61
Treinamentos/congressos e seminários	31	21	47,62
Viagens e estadias	34	25	36,00
Serviços de terceiros	1.630	1.420	14,79
Despesas gerais	1.005	764	31,54
Depreciações e amortizações	265	310	(14,52)
2.3. Administração assistencial	8.654	7.119	21,56
Despesas Administrativas	8.299	6.922	19,89
Constituição de contingências	355	197	80,20
2.4. Outras despesas	1.179	1.153	2,25
3. Constituição/reversão de contingências administrativas	623	1.520	(59,01)
6. Sobra/insuficiência da gestão administrativa (1-2-3)	10.431	4.514	131,08
7. Constituição/reversão do fundo administrativo (6)	10.431	4.514	131,08
B) Fundo Administrativo do Exercício Atual (A+7)	81.599	71.168	14,66

As notas explicativas integram as demonstrações contábeis.

Fundação Eletrobrás de Segurida Social - ELETROS

Plano de Benefícios BD Eletrobrás

Demonstração do Ativo Líquido (DAL)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Varição
	31/12/2015	31/12/2014	(%)
1. Ativos	1.893.338	1.851.787	2,24
Disponível	11	12	(8,33)
Recebível	147.352	94.893	55,28
Investimentos	1.745.975	1.756.882	(0,62)
Títulos públicos	858.305	816.866	5,07
Créditos Privados e Depósitos	237.188	226.312	4,81
Ações	161.204	170.073	(5,21)
Fundos de Investimento	233.022	285.977	(18,52)
Investimentos Imobiliários	160.861	170.415	(5,61)
Empréstimos	92.883	84.854	9,46
Depósitos Judiciais/Rekursais	2.512	2.385	5,32
2. Obrigações	17.665	9.310	89,74
Operacional	9.183	6.450	42,37
Contingencial	8.482	2.860	196,57
3. Fundos não previdenciais	58.957	52.878	11,50
Fundos Administrativos	53.790	48.015	12,03
Fundos dos Investimentos	5.167	4.863	6,25
5. Ativo Líquido (1-2-3)	1.816.716	1.789.599	1,52
Provisões Matemáticas	2.159.224	1.984.546	8,80
Superavit (Deficit) Técnico	(342.508)	(194.947)	75,69
6. Apuração do Equilíbrio Técnico Ajustado			
a) Equilíbrio Técnico	(342.508)	-	100,00
b) Ajuste de Precificação	43.633	-	100,00
c) Equilíbrio Técnico Ajustado = (a+b)	(298.875)	-	100,00

As notas explicativas integram as demonstrações contábeis.

Fundação Eletrobrás de Segurida Social - ELETROS

Plano de Benefícios BD Eletrobrás

Demonstração da Mutação do Ativo Líquido (DMAL)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variacão
	31/12/2015	31/12/2014	(%)
A) Ativo líquido – Início do Exercício	1.789.599	1.804.711	(0,84)
1. Adi�es	248.733	184.024	35,16
Contribui�es	99.854	37.978	162,93
Resultado Positivo Líquido dos Investimentos – Gestão Previdencial	148.879	144.818	2,80
Reversão de Contingências – Gestão previdencial	-	1.228	(100,00)
2. Destina�es	(221.616)	(199.136)	11,29
Benefícios	(210.722)	(198.185)	6,33
Constitui�o Líquida de Contingências - Gestão Previdencial	(6.923)	-	100,00
Custeio Administrativo	(3.971)	(951)	317,56
3. Acréscimo/Decréscimo no Ativo Líquido (1+2)	27.117	(15.112)	(279,44)
Provisões Matemáticas	174.678	(23.710)	(836,73)
Superavit (Deficit) Técnico do Exercício	(147.561)	8.598	(1.816)
B) Ativo Líquido – Final do Exercício (A+3)	1.816.716	1.789.599	1,52
C) Fundos Não Previdenciais	58.957	52.878	11,50
Fundos Administrativos	53.790	48.015	12,03
Fundos dos Investimentos	5.167	4.863	6,25

As notas explicativas integram as Demonstra es Contábeis.

Fundação Eletrobrás de Segurida Social - ELETROS

Plano de Benefícios BD Eletrobrás

Demonstração das Provisões Técnicas do Plano de Benefícios (DPT)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Varição
	31/12/2015	31/12/2014	(%)
Provisões Técnicas (1+2+3+4+5)	1.839.548	1.803.771	1,98
1. Provisões Matemáticas	2.159.224	1.984.546	8,80
1.1. Benefícios Concedidos	2.329.662	2.164.716	7,62
Benefício Definido	2.329.662	2.164.716	7,62
1.2. Benefício a Conceder	184.949	175.351	5,47
Benefício Definido	184.949	175.351	5,47
1.3. (-) Provisões Matemáticas a Constituir	(355.387)	(355.521)	(0,04)
(-) Serviço passado	(246.012)	(245.553)	0,19
(-) Patrocinador(es)	(246.012)	(245.553)	0,19
(-) Deficit Equacionado	(109.375)	(109.968)	(0,54)
(-) Patrocinador(es)	(49.898)	(51.036)	(2,23)
(-) Participantes	(17.181)	(26.516)	(35,21)
(-) Assistidos	(42.296)	(32.416)	30,48
2. Equilíbrio Técnico	(342.508)	(194.947)	75,69
2.1. Resultados Realizados	(342.508)	(194.947)	75,69
(-) Deficit Técnico Acumulado	(342.508)	(194.947)	75,69
3. Fundos	5.167	4.863	6,25
3.2. Fundos dos Investimentos - Gestão Previdencial	5.167	4.863	6,25
4. Exigível Operacional	9.183	6.449	42,39
4.1. Gestão Previdencial	9.165	6.431	42,51
4.2. Investimentos - Gestão Previdencial	18	18	-
5. Exigível Contingencial	8.482	2.860	196,57
5.1. Gestão Previdencial	5.970	468	1.175,64
5.2. Investimentos - Gestão Previdencial	2.512	2.392	5,02

As notas explicativas integram as demonstrações contábeis.

Fundação Eletrobrás de Segurida Social - ELETROS

Plano de Benefícios CD Eletrobrás

Demonstração do Ativo Líquido (DAL)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Varição
	31/12/2015	31/12/2014	(%)
1. Ativos	1.350.728	1.266.130	6,68
Disponível	20	21	(4,76)
Recebível	24.401	21.916	11,34
Investimentos	1.326.307	1.244.193	6,60
Títulos públicos	442.496	281.754	57,05
Créditos Privados e Depósitos	170.105	152.835	11,30
Ações	93.457	111.826	(16,43)
Fundos de Investimento	511.431	589.010	(13,17)
Investimentos Imobiliários	60.893	64.509	(5,61)
Empréstimos	47.161	43.532	8,34
Depósitos Judiciais/Recurais	764	727	5,09
2. Obrigações	2.251	1.738	29,52
Operacional	1.029	1.008	2,08
Contigencial	1.222	730	67,40
3. Fundos Não Previdenciais	25.938	22.683	14,35
Fundos Administrativos	23.402	20.447	14,45
Fundos dos Investimentos	2.536	2.236	13,42
5. Ativo Líquido (1-2-3)	1.322.539	1.241.709	6,51
Provisões Matemáticas	1.322.912	1.228.215	7,71
Superavit (Deficit) Técnico	(21.597)	17.926	(220,48)
Fundos Previdenciais	21.224	(4.432)	(578,88)

As notas explicativas integram as demonstrações contábeis.

Fundação Eletrobrás de Segurida Social - ELETROS

Plano de Benefícios CD Eletrobrás

Demonstração da Mutação do Ativo Líquido (DMAL)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Variacão
	31/12/2015	31/12/2014	(%)
A) Ativo líquido – Início do Exercício	1.241.709	1.127.085	10,17
1. Adic�es	133.141	169.953	(21,66)
Contribui�es	52.050	50.909	2,24
Resultado Positivo Líquido dos Investimentos – Gestão Previdencial	81.091	119.044	(31,88)
2. Destina�es	(52.311)	(55.329)	(5,45)
Benefícios	(50.142)	(53.735)	(6,69)
Constitui�o Líquida de Contingências - Gestão Previdencial	(617)		
Custeio Administrativo	(1.552)	(1.594)	(2,63)
3. Acréscimo/Decréscimo no Ativo Líquido (1+2)	80.830	114.624	(29,48)
Provisões Matemáticas	94.696	123.452	(23,29)
Fundos Previdenciais	3.299	58	5.587,93
Superavit (Deficit) Técnico do Exercício	(17.165)	(8.886)	93,17
B) Ativo líquido – Final do Exercício (A+3)	1.322.539	1.241.709	6,51
C) Fundos Não Previdenciais	25.937	22.683	14,35
Fundos Administrativos	23.401	20.447	14,45
Fundos dos Investimentos	2.536	2.236	13,42

As notas explicativas integram as demonstra es contábeis.

Fundação Eletrobrás de Segurida Social - ELETROS

Plano de Benefícios CD Eletrobrás

Demonstração das Provisões Técnicas do Plano de Benefício (DPT)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de Reais)

	Exercício findo em		Varição
	31/12/2015	31/12/2014	(%)
Provisões Técnicas (1+2+3+4+5)	1.327.327	1.245.683	6,55
1. Provisões Matemáticas	1.322.912	1.228.215	7,71
1.1. Benefícios Concedidos	682.694	657.078	3,90
Contribuição Definida	448.864	441.517	1,66
Benefício Definido	233.830	215.561	8,48
1.2. Benefício a Conceder	654.806	578.624	13,17
Contribuição Definida	558.759	491.626	13,66
Saldo de Contas - Parcela Patrocinadora/Instituidor	348.836	314.002	11,09
Saldo de Contas - Parcela Participantes	209.923	177.624	18,18
Benefício definido	96.047	86.998	10,40
1.3. (-) Provisões matemáticas a constituir	(14.588)	(7.487)	94,84
(-) Serviço passado	(8.163)	(7.487)	(42,27)
(-) Patrocinador(es)	(8.163)	(7.487)	9,03
(-) Deficit Equacionado	(6.425)	-	100,00
(-) Patrocinador(es)	(6.425)	-	100,00
2. Equilíbrio Técnico	(21.597)	(4.432)	387,30
2.1. Resultados Realizados	(21.597)	(4.432)	387,30
(-) Déficit Técnico Acumulado	(21.597)	(4.432)	387,30
3. Fundos	23.760	20.162	17,85
3.1. Fundos Previdenciais	21.224	17.926	18,40
3.2. Fundos dos Investimentos - Gestão Previdencial	2.536	2.236	13,42
4. Exigível Operacional	1.029	1.008	2,08
4.1. Gestão Previdencial	1.015	997	1,81
4.2. Investimentos	14	11	27,27
5. Exigível Contingencial	1.223	730	67,53
5.1. Investimentos	459	-	100,00
5.2. Investimentos - Gestão Previdencial	764	730	4,66

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

Fundação Eletrobrás de Segurida Social - ELETROS

Plano de Benefício CD ONS

Demonstração do Ativo Líquido (DAL)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Variação
	31/12/2015	31/12/2014	(%)
1. Ativos	331.753	286.672	15,73
Disponível	9	10	(10,00)
Recebível	2.519	1.572	60,24
Investimentos	329.225	285.090	15,48
Títulos públicos	100.539	66.712	50,71
Créditos privados e depósitos	43.578	36.188	20,42
Ações	26.305	29.959	(12,20)
Fundos de investimento	146.505	141.451	3,57
Empréstimos	12.298	10.780	14,08
2. Obrigações	516	437	18,08
Operacional	516	437	18,08
3. Fundos Não Previdenciais	3.002	2.047	46,65
Fundos Administrativos	2.519	1.572	60,24
Fundos dos Investimentos	483	475	1,68
5. Ativo Líquido (1-2-3)	328.235	284.188	15,50
Provisões Matemáticas	325.202	281.170	15,66
Fundos Previdenciais	3.033	3.019	0,46

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

Fundação Eletrobrás de Segurida Social - ELETROS

Plano de benefício CD ONS

Demonstração da Mutaçã do Ativo Líquido (DMAL)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Variaçã
	31/12/2015	31/12/2015	(%)
A) Ativo líquido – Início do Exercício	284.188	235.551	20,65
1. Adições	53.430	55.807	(4,26)
Contribuições	34.802	30.329	14,75
Resultado Positivo Líquido dos Investimentos – Gestão Previdencial	18.628	25.478	(26,89)
2. Destinações	(9.383)	(7.170)	30,86
Benefícios	(8.509)	(6.368)	33,62
Custeio Administrativo	(874)	(802)	8,98
3. Acréscimo/decréscimo no ativo líquido (1+2)	44.047	48.637	(9,44)
Provisões matemáticas	44.033	48.699	(9,58)
Fundos previdenciais	14	(62)	(122,58)
B) Ativo líquido – Final do Exercício (A+3)	328.235	284.188	15,50
C) Fundos não previdenciais	3.002	2.047	46,65
Fundos administrativos	2.519	1.572	60,24
Fundos dos investimentos	483	475	1,68

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

Fundação Eletrobrás de Segurida Social - ELETROS

Plano de benefício CD ONS

Demonstração das Provisões Técnicas do Plano de Benefício (DPT)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Variação
	31/12/2015	31/12/2014	(%)
Provisões Técnicas (1+2+3+4+5)	329.235	285.100	15,48
1. Provisões Matemáticas	325.203	281.169	15,66
1.1. Benefícios Concedidos	34.286	27.693	23,81
Contribuição definida	34.286	27.693	23,81
1.2. Benefício a Conceder	290.917	253.476	14,77
Contribuição definida	290.917	253.476	14,77
Saldo de Contas - Parcela Patrocinadora/Instituidor	130.665	114.040	14,58
Saldo de Contas - Parcela Participantes	160.252	139.436	14,93
3. Fundos	3.516	3.494	0,63
3.1. Fundos Previdenciais	3.033	3.019	0,46
3.2. Fundos dos Investimentos - Gestão Previdencial	483	475	1,68
4. Exigível Operacional	516	437	18,08
4.1. Gestão Previdencial	513	435	17,93
4.2. Investimentos	3	2	50,00

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

Fundação Eletrobrás de Segurida Social - ELETROS

Plano de benefício CD CERON

Demonstração do Ativo Líquido (DAL)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Variação
	31/12/2015	31/12/2014	(%)
Ativos	42.546	30.257	40,62
Disponível	4	4	-
Recebível	1.491	875	70,40
Investimento	41.051	29.378	39,73
Títulos públicos	13.871	8.522	62,77
Créditos privados e depósitos	5.498	4.055	35,59
Ações	3.239	1.943	66,70
Fundos de investimento	18.443	14.858	24,13
Obrigações	165	145	13,79
Operacional	165	145	13,79
Fundos não previdenciais	1.491	875	70,40
Fundos administrativos	1.491	875	70,40
Ativo Líquido	40.890	29.237	39,86
Provisões Matemáticas	38.740	27.440	41,18
Fundos Previdenciais	2.150	1.797	19,64

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

Fundação Eletrobrás de Segurida Social - ELETROS

Plano de benefício CD CERON

Demonstração da Mutação do Ativo Líquido (DMAL)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Variacão
	31/12/2015	31/12/2014	(%)
A) Ativo líquido – Início do Exercício	29.237	18.667	56,62
1. Adic�es	13.403	12.685	5,66
Contribui�es	11.180	9.872	13,25
Resultado positivo dos investimentos – Gestão previdencial	2.223	2.813	(20,97)
2. Destina�es	(1.749)	(2.114)	(17,27)
Benefícios	(1.423)	(1.745)	(18,45)
Custeio administrativo	(326)	(369)	(11,65)
3. Acréscimo/decréscimo no ativo líquido (1+2)	11.654	10.570	10,26
Provisões matemáticas	11.301	9.866	14,54
Fundos previdenciais	353	704	(49,86)
B) Ativo líquido – Final do Exercício (A+3)	40.891	29.237	39,86
C) Fundos não previdenciais	1.491	875	70,40
Fundos administrativos	1.491	875	70,40

As notas explicativas integram as Demonstra es Contábeis.

Fundação Eletrobrás de Segurida Social - ELETROS

Plano de benefício CD CERON

Demonstração das Provisões Técnicas do Plano de Benefício (DPT)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Variação
	31/12/2015	31/12/2014	(%)
Provisões Técnicas (1+2+3+4+5)	41.057	29.382	39,74
1. Provisões Matemáticas	38.742	27.440	41,19
1.1. Benefícios concedidos	804	540	48,89
Contribuição definida	804	540	48,89
1.2. Benefício a conceder	37.938	26.900	41,03
Contribuição definida	37.938	26.900	41,03
Saldo de contas - parcela Patrocinadora/instituidor	18.801	13.368	40,64
Saldo de contas - Parcela participantes	19.137	13.532	41,42
3. Fundos	2.150	1.797	19,64
3.1. Fundos Previdenciais	2.150	1.797	19,64
4. Exigível Operacional	165	145	13,79
4.1. Gestão Previdencial	165	145	13,79

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

Fundação Eletrobrás de Segurida Social - ELETROS

Plano de Benefício CV EPE

Demonstração do Ativo Líquido (DAL)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Varição
	31/12/2015	31/12/2014	(%)
1. Ativos	47.797	39.419	21,25
Disponível	1	9	(88,89)
Recebível	397	257	54,47
Investimentos	47.399	39.153	21,06
Títulos Públicos	14.997	10.094	48,57
Créditos Privados e Depósitos	6.500	5.475	18,72
Ações	3.779	3.152	19,89
Fundos de Investimento	21.776	20.432	6,58
Empréstimos e Financiamentos	347	-	100,00
2. Obrigações	120	110	9,09
Operacional	120	110	9,09
Fundos não Previdenciais	398	257	54,86
Fundos Administrativos	397	257	54,47
Fundos dos Investimentos	1	-	100,00
5. Ativo Líquido (1-2-3)	47.279	39.052	21,07
Provisões Matemáticas	45.131	36.959	22,11
Fundos Previdenciais	2.148	2.093	2,63

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

Fundação Eletrobrás de Segurida Social - ELETROS

Plano de Benefício CV EPE

Demonstração da Mutaçã do Ativo Líquido (DMAL)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Variaçã
	31/12/2015	31/12/2014	(%)
A) Ativo líquido – Início do Exercício	39.052	29.436	32,67
1. Adições	10.289	10.832	(5,01)
Contribuições	7.459	7.006	6,47
Resultado Positivo Líquido dos Investimentos – Gestão Previdencial	2.830	3.826	(26,03)
2. Destinações	(2.062)	(1.216)	69,57
Benefícios	(1.815)	(949)	91,25
Custeio Administrativo	(247)	(267)	(7,49)
3. Acréscimo/Decréscimo no Ativo Líquido (1+2)	8.227	9.616	(14,44)
Provisões Matemáticas	8.172	9.307	(12,20)
Fundos Previdenciais	55	309	(82,20)
B) Ativo líquido – Final do Exercício (A+3)	47.279	39.052	21,07
C) Fundos não Previdenciais	398	257	54,86
Fundos Administrativos	397	257	54,47
Fundos dos Investimentos	1	-	100,00

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

Fundação Eletrobrás de Segurida Social - ELETROS

Plano de Benefício CV EPE

Demonstração das Provisões Técnicas do Plano de Benefício (DPT)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Em milhares de reais)

	Exercício findo em		Varição
	31/12/2015	31/12/2014	(%)
Provisões Técnicas (1+2+3+4+5)	47.400	39.162	21,04
1. Provisões Matemáticas	45.131	36.959	22,11
1.1. Benefício Concedidos	3.134	-	100,00
Contribuição Definida	3.134	-	100,00
1.2. Benefício a Conceder	41.997	36.959	13,63
Contribuição Definida	41.997	36.959	13,63
Saldo de Contas - Parcela Patrocinadora/Instituidor	19.174	17.013	12,70
Saldo de Contas - Parcela Participantes	22.823	19.946	14,42
3. Fundos	2.149	2.093	2,68
3.1. Fundos Previdenciais	2.148	2.093	2,63
3.2. Fundos dos Investimentos - Gestão Previdencial	1	-	100,00
4. Exigível Operacional	120	110	9,09
4.1. Gestão Previdencial	120	110	9,09

As notas explicativas integram as Demonstrações Contábeis.

Notas explicativas às demonstrações contábeis

(Em milhares de reais)

1 Contexto operacional

A Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS (“ELETROS” ou “Entidade”) pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos, é uma entidade fechada de previdência complementar (EFPC), instituída pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS (“Eletrobras”) e tem por finalidade básica instituir e executar planos privados de concessão de benefícios de caráter previdenciário. Tais planos são acessíveis aos empregados da patrocinadora-instituidora e das patrocinadoras, extensivos aos seus respectivos beneficiários legais.

Os recursos de que a Entidade dispõe para a consecução de seus objetivos são formados por contribuições de suas patrocinadoras, de seus participantes e dos rendimentos resultantes das aplicações desses recursos, que devem obedecer ao disposto na Resolução do Conselho Monetário Nacional (CMN) nº 3.792, de 24 de setembro de 2009 e suas atualizações.

As atividades da entidade são regulamentadas pelas Leis Complementares n.ºs 108/2001 e 109/2001, e pelo Conselho de Gestão da Previdência Complementar (CGPC) e fiscalizado pela Superintendência Nacional de Previdência Complementar (“PREVIC”) do Ministério da Previdência e Assistência Social (MPAS).

Atualmente a ELETROS administra cinco planos de benefícios, todos inscritos no Cadastro Nacional de Planos de Benefícios - CNPB mantidos pela PREVIC, conforme exposto a seguir:

- **Plano BD Eletrobrás** - patrocinado pela ELETROBRAS, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL e ELETROS, na forma de benefício definido, CNPB nº 19.790.021-18, teve sua primeira aprovação pela SPC em 25 de julho de 1979, através da Portaria PT-GM nº 1.713, com regulamento vigente aprovado por meio do Ofício GAB/SPC/CGPAC, nº 836, de 22 de outubro de 1993 e a última alteração aprovada pelo Ofício SPC/DETEC/CGAT nº 3.698, de 23 de outubro de 2008, Portaria SPC nº 2.574 de 23 de outubro de 2008, publicada no Diário Oficial da União Seção 1 em 24 de outubro de 2008, estando fechado a novas adesões de participantes a partir de 01 de abril de 2006, em função da aprovação do Plano CD Eletrobrás.
- **Plano CD Eletrobrás** - patrocinado pela ELETROBRAS, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL e ELETROS, na forma de contribuição definida, CNPB nº 20.060.015-74, com regulamento vigente aprovado por meio do Ofício SPC/DETEC/CGAT, nº 1.004 de 29 de março de 2006, Portaria SPC nº 359 de 29 de março de 2006 e ratificado pelo Ofício SPC/DETEC/CGAT, nº 1.771 de 29 de maio de 2006 e a última alteração aprovada pela Portaria SPC nº 2.926 de 26 de maio de 2009.
- **Plano CD ONS** - patrocinado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, na forma de Contribuição Definida, CNPB nº 20.000.056-83, com regulamento vigente aprovado por meio do Ofício SPC/COG nº 2.214, de 26 de julho de 2000 e a última alteração aprovada pela Portaria SPC/DETEC nº 3.268, de 7 de janeiro de 2010, publicada no Diário Oficial da União Seção 1 em 8 de janeiro de 2010.

- **Plano CV EPE** - patrocinado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, na forma de Contribuição Variável, CNPB nº 20.090.029-38, com regulamento vigente aprovado por meio da Portaria SPC nº 3.149, de 12 de novembro de 2009, publicada no Diário Oficial da União Seção 1 em 13 de novembro de 2009.
- **Plano CD CERON** - patrocinado pela Centrais Elétricas de Rondônia S.A.- CERON, na forma de Contribuição Definida, CNPB nº 20.110.015-11, com regulamento e convênio de adesão vigentes aprovados por meio da Portaria PREVIC nº 389 de 26 de julho de 2011, publicada no Diário Oficial da União Seção 1 em 27 de julho de 2011.

A ELETROS possuía a seguinte quantidade de participantes:

Participantes 2015											
Situação	BD		CD				CV		TOTAL		
	Eletrobrás		Eletrobrás		ONS		CERON			EPE	
	2015	Idade Média	2015	Idade Média	2015	Idade Média	2015	Idade Média		2015	Idade Média
Ativos	216	53	1.336	44	939	43	587	46	321	40	3.399
Aposentados	1.353	70	380	62	68	62	1	65	7	65	1.809
Pensões	414	67	46	44	24	43	6	32	-	-	490
Total	1.983		1.762		1.031		594		328		5.698

Participantes 2014											
Situação	BD		CD				CV		TOTAL		
	Eletrobrás		Eletrobrás		ONS		CERON			EPE	
	2014	Idade Média	2014	Idade Média	2014	Idade Média	2014	Idade Média		2014	Idade Média
Ativos	231	52	1.302	44	922	43	576	45	316	40	3.347
Aposentados	1.372	69	377	61	57	61	1	64	-	-	1.807
Pensões	409	66	31	44	18	45	3	27	-	-	461
Total	2.012		1.710		997		580		316		5.615

A ELETROS administra, ainda, serviços de assistência à saúde, através do plano Eletros-Saúde desde 1991, devidamente autorizado pela SPC, através do Ofício DPC/SNPSC/MTPS nº 123/91, de 20 de março de 1991 e ratificado pela Lei Complementar nº 109, de 29 de maio de 2001, art. 76.

As entidades de previdência complementar estão isentas de Imposto de Renda Pessoa Jurídica, desde janeiro de 2005, e da Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido, de acordo com a Lei nº 11.053, de 29/12/2004, e com a Instrução Normativa SRF no 588, de 21/12/2005, e alterada pelas IN SRF no 667, de 26/07/2006, e IN RFB no 1.315, de 03/01/2013, respectivamente.

2 Apresentação das demonstrações contábeis

As demonstrações contábeis são de responsabilidade da ELETROS e foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis às Entidades Fechadas de Previdência Complementar (EFPC), especificamente a Resolução do Conselho Nacional de Previdência Complementar (CNPC) nº 8, de 31 de outubro de 2011 e Instrução SPC nº 34, de 24 de setembro de 2009 e suas alterações; e pela Instrução MPS/Previc nº 15, de 12 de novembro de 2014 e Resolução do Conselho Federal de Contabilidade nº 1.272, de 22 de janeiro de 2010, que aprova a ITG 2001.

Essas diretrizes não requerem a apresentação da Demonstração do Fluxo de Caixa. A estrutura da planificação contábil padrão das EFPC reflete o ciclo operacional de longo prazo da sua atividade, de forma que a apresentação de ativos e passivos, observadas as gestões previdencial, assistencial e administrativa e o fluxo dos investimentos, proporcione informações mais adequadas, confiáveis e relevantes do que a apresentação em circulante e não circulante, em conformidade com o item 63 da NBC TG 26.

A sistemática introduzida pelos órgãos normativos apresenta, além das características já descritas, a segregação dos registros contábeis em três gestões distintas (previdencial, assistencial e administrativa) e o Fluxo dos investimentos, que é comum às gestões previdencial e administrativa, segundo a natureza e a finalidade das transações. A contabilização e os relatórios contábeis da Gestão Assistencial seguem as normas contábeis determinadas pela Agência Nacional de Saúde Suplementar - ANS, sendo apresentados para fins destas demonstrações contábeis somente os valores patrimoniais consolidados da Gestão Assistencial (ativo e passivo) e a movimentação que demonstra a variação da Gestão Assistencial consolidada. As operações do Plano Assistencial são contabilizadas de acordo com as regras e o plano de contas da ANS, estabelecido pelas Resoluções Normativas nº 247 e pela Instrução Normativa nº 46, ambas de 25 de fevereiro de 2011, evidenciando o patrimônio assistencial em demonstrações específicas emitidas separadamente.

As demonstrações consolidadas representam o somatório dos saldos contábeis apresentados em cada Plano de Benefícios, Assistencial e no PGA.

3 Resumo das principais práticas contábeis

a. Apuração do resultado

As Adições e Deduções da Gestão Previdencial, Receitas e Despesas da Gestão Administrativa, as Rendas/Variações Positivas e Deduções/Variações Negativas do Fluxo de Investimento, bem como as variações patrimoniais da Gestão Assistencial são escrituradas pelo regime contábil de competência de exercícios.

b. Contribuições para a gestão previdencial

As contribuições do Plano BD Eletrobrás são registradas pelo regime de competência e as contribuições dos Planos CD Eletrobrás, CD ONS, CV EPE e CD CERON pelo regime de caixa.

Plano de Benefício Definido - BD ELETROBRÁS

As contribuições normais dos participantes ativos são calculadas com base em percentuais que variam de 8,16% a 29,60%, consoante as faixas salariais. As contribuições normais de responsabilidade das patrocinadoras são 100% paritárias àquelas realizadas pelos participantes ativos, ou seja, fixadas no mesmo valor das contribuições dos participantes ativos. As contribuições normais dos aposentados são calculadas tendo como base percentuais que variam de 2,5% a 19,0%, consoante as faixas de benefícios.

As contribuições extraordinárias mensais foram estipuladas para patrocinadoras, participantes ativos, autopatrocinados e aposentados, visando o reequilíbrio atuarial do Plano. As contribuições extraordinárias I tem por objetivo equacionar os déficits do Plano apurados até 31/12/2011, já as contribuições extraordinárias II tem por objetivo equacionar o déficit apurado no encerramento de 2013, que foi objeto de Plano de Equacionamento específico.

Plano de Custeio válido a partir de maio de 2016

Contribuição Extraordinária I:

- Percentuais relativos às contribuições extraordinárias de responsabilidade dos participantes ativos:
 - 6,99% incidente sobre o salário real de contribuição. Incidente inclusive sobre a(s) parcela(s) do 13º salário.
- Percentuais relativos às contribuições extraordinárias de responsabilidade dos participantes autopatrocinados:
 - 13,98% incidente sobre o salário real de contribuição. Incidente inclusive sobre a(s) parcela(s) do 13º salário. (6,99% ativo + 6,99% patrocinadora)
- Percentuais relativos às contribuições extraordinárias de responsabilidade dos participantes aposentados após 31 de março de 2006:
 - 3,03% incidente sobre o benefício ELETROS. Incidente inclusive sobre a(s) parcela(s) do 13º salário.

Contribuição Extraordinária II:

- Percentuais relativos às contribuições extraordinárias de responsabilidade dos participantes ativos:
 - 8,66% incidente sobre o salário real de contribuição. Incidente inclusive sobre a(s) parcela(s) do 13º salário.

- Percentuais relativos às contribuições extraordinárias de responsabilidade dos participantes autopatrocinados:
 - 18,48% incidente sobre o salário real de contribuição. Incidente inclusive sobre a(s) parcela(s) do 13º salário. (8,66% ativo + 9,82% patrocinadora)
- Percentuais relativos às contribuições extraordinárias de responsabilidade dos participantes aposentados após 31 de março de 2006:
 - 6,37% incidente sobre o benefício ELETROS. Incidente inclusive sobre a(s) parcela(s) do 13º salário.
- Os valores pagos pelas Patrocinadoras são calculados em URES em consonância com os Termos de Compromisso e Parecer Atuarial.

Anualmente, as contribuições normais e extraordinárias são objeto de reavaliação atuarial, podendo oscilar para mais ou para menos, conforme definido pelo Atuário responsável no Plano de Custeio Anual. "

Plano de Contribuição Definida - CD ELETROBRÁS

As contribuições básicas dos participantes ativos são calculadas com base em percentuais calculados cumulativamente; correspondem a 4,5% da parcela da remuneração mensal, inclusive sobre a 13ª remuneração, compreendida até 10 (dez) Unidades Reajustáveis do Plano - URP; e 15,0% da parcela da remuneração mensal que exceder ao valor do parâmetro citado anteriormente. A patrocinadora contribui paritariamente com o participante.

Para cobertura dos benefícios não programáveis, desconta-se o percentual de 4% das contribuições básicas de participantes e patrocinadora. O custeio administrativo é de 3% das contribuições básicas de participantes e patrocinadora.

Plano de Contribuição Definida - CD ONS

Há duas formas de contribuições básicas para o Plano CD ONS:

As contribuições básicas dos participantes ativos são calculadas com base em percentuais cumulativos que correspondem a 2,0% da parcela da remuneração mensal, inclusive sobre a 13ª remuneração, compreendida até o valor do SRB (Salário de Referência Básico); e 10,0% da parcela da remuneração mensal que exceder ao valor do parâmetro citado anteriormente.

A segunda alternativa de contribuição corresponde à opção de aplicação de percentual de 2,0% a 6,0% incidente sobre a remuneração.

O SRB (Salário de Referência Básico) corresponde ao valor do Teto de Contribuição da Previdência Social - TCPS, em fevereiro de 2009, atualizado anualmente, a partir de 2010, utilizando-se o mesmo índice de reajuste salarial anual definido no Acordo Coletivo de Trabalho firmado pela patrocinadora, que ocorre em setembro.

A patrocinadora contribui paritariamente com o participante em ambos os casos.

A contribuição para custeio dos benefícios de pecúlio por morte ou por invalidez permanente, incidentes sobre o salário para fins de contribuição é de 1,40%, sendo 0,58% pagos pelos participantes e 0,82% pagos pela patrocinadora.

A contribuição para o custeio do benefício de auxílio-doença é de 0,5% da folha, paga exclusivamente pela patrocinadora.

A sobrecarga administrativa equivale 3% das contribuições normais de participante e patrocinadora, sendo tal valor de responsabilidade exclusiva da patrocinadora.

Plano de Contribuição Variável - CV EPE

As contribuições básicas dos participantes ativos são calculadas com base em percentuais calculados cumulativamente; correspondem a 3,0% da parcela da remuneração mensal, inclusive sobre a 13ª remuneração, compreendida até o valor do teto de contribuição para a Previdência Social; e 11,0% da parcela da remuneração mensal que exceder ao valor do parâmetro citado anteriormente.

A patrocinadora contribui paritariamente com o participante.

Para cobertura dos benefícios não programáveis, desconta-se o percentual de 10% das contribuições básicas de participantes e patrocinadora. O custeio administrativo é de 4% das contribuições básicas de participantes e patrocinadora.

Plano de Contribuição Definida - CD CERON

As contribuições básicas dos participantes ativos são calculadas com base em percentuais calculados cumulativamente; correspondem a 4,0% da parcela da remuneração mensal, inclusive sobre a 13ª remuneração, compreendida até o valor do SRB (Salário de Referência Básico) e 13,0% da parcela da remuneração mensal que exceder ao valor do parâmetro citado anteriormente.

A patrocinadora contribui paritariamente com o participante.

O SRB (Salário de Referência Básico) corresponde ao valor do Teto de Contribuição da Previdência Social - TCPS na data de início de vigência do Plano, atualizado anualmente, utilizando-se o mesmo índice de reajuste salarial anual definido no Acordo Coletivo de Trabalho firmado pela patrocinadora.

Para cobertura dos benefícios não programáveis, desconta-se o percentual de 11% das contribuições básicas de participantes e patrocinadora. O custeio administrativo é de 3% das contribuições básicas de participantes e patrocinadora.

c. Investimentos

Títulos Públicos, Créditos Privados e Depósitos

Em atendimento à Resolução Conselho de Gestão da Previdência Complementar (CGPC) nº 4, de 30 de janeiro de 2002 e suas alterações posteriores, os títulos e valores mobiliários devem ser classificados em duas categorias, a saber:

- (i) ***Títulos para negociação***
Aqueles com propósito de serem negociados, independentemente do prazo a decorrer, os quais devem ser avaliados ao valor provável de realização.
- (ii) ***Títulos mantidos até o vencimento***
Aqueles com vencimentos superiores a 12 meses da data de aquisição e que a entidade mantenha interesse e capacidade financeira de mantê-los até o vencimento, bem como classificados como de baixo risco por agência de risco no País, os quais devem ser avaliados pela taxa intrínseca dos títulos, ajustados pelo valor de perdas permanentes, quando aplicável.

Os critérios utilizados para apuração do valor justo dos títulos e valores mobiliários obedecem às orientações técnicas estabelecidas nas Normas Brasileiras de Contabilidade - NBC TG 46 (R1), aprovada pela Resolução do Conselho Federal de Contabilidade (CFC) nº 1.428, de 25 de janeiro de 2013, que estabelece:

- a. Hierarquia de valor justo com objetivo de priorizar as informações das técnicas de avaliação e não as técnicas de avaliação adotadas para mensurar o valor justo.
- b. Divulgação das técnicas de avaliação e informações utilizadas para desenvolver as mensurações das hierarquias de valor justo:
 - **Informações de Nível 1** - preços cotados em mercados ativos para ativos e passivos idênticos acessíveis na data da mensuração.
 - **Informações de Nível 2** - informações também observáveis para o ativo ou passivo, cujos preços não sejam cotados incluídos no Nível 1. Adoção de preços cotados em mercado ativos ou passivos similares; em mercados que não sejam ativos para ativos ou passivos idênticos.
 - **Informações de Nível 3** - dados observáveis para o ativo ou passivo, na medida em que dados observáveis relevantes não sejam disponíveis, pouca ou nenhuma atividade de mercado.

Ações

As aplicações no mercado de ações são classificadas como "Títulos para negociação" e estão registradas pelo custo de aquisição, acrescido de despesas diretas de corretagem e outras taxas, ajustado ao valor de mercado, considerando a cotação de fechamento do mercado do último dia do mês em que a ação tenha sido negociada na Bolsa de Valores, de acordo com a Resolução Conselho de Gestão da Previdência Complementar (CGPC) nº 25, de 30 de junho de 2008 e Instrução Secretaria de Previdência Complementar (SPC) nº 34, de 24 de setembro de 2009. As ações que não tenham sido negociadas em bolsas de valores ou em mercado de balcão organizado, por período superior a seis meses, são avaliadas pelo último valor patrimonial ou pelo custo, dos dois o menor.

As rendas e as variações positivas provenientes de bonificações, dividendos ou juros sobre capital próprio, foram reconhecidas contabilmente a partir da data em que a ação ficou ex-dividendos, em atendimento à Instrução nº 5 da Diretoria Colegiada da Superintendência Nacional de Previdência Complementar (PREVIC), de 08 de setembro de 2011.

Cotas de Fundos de Investimentos

São contabilizados pelo valor efetivamente desembolsado nas aquisições de cotas e incluem, se for o caso, taxas e emolumentos. Os montantes relativos aos fundos de investimento são representados pelo valor de suas cotas na data de encerramento do balanço divulgado pelos administradores dos respectivos fundos.

Investimentos imobiliários

Os investimentos em imóveis estão registrados ao custo de aquisição ou construção e ajustados por reavaliações periódicas, contabilizadas com base em laudos de peritos independentes. Os planos de benefícios que optarem pela reavaliação dos investimentos imobiliários com periodicidade superior a um ano devem contabilizar a depreciação mensalmente, em caso de reavaliação anual fica dispensado o registro da depreciação. A depreciação das edificações é calculada pelo método linear, estabelecidas em função do tempo de vida útil remanescente, definidas nos Laudos.

Os imóveis devem ser reavaliados, preferencialmente, anualmente ou, pelo menos a cada três anos de acordo com o item 19 letras “h” e “k” do Anexo “A” da Instrução SPC nº 34, de 24 de setembro de 2009 e suas alterações posteriores. O resultado da reavaliação, positivo ou negativo, deverá ser contabilizado uma única vez em conta do respectivo ativo, em contra partida da conta de “Rendas/Variações Positivas” ou Deduções/Variações Negativas”, no prazo máximo de 180 (cento e oitenta) dias contados a partir da data de emissão do respectivo laudo, no mesmo exercício social a que se referir.

Operações com participantes

Os empréstimos concedidos aos participantes são apresentados pelos valores liberados, deduzidos das amortizações, acrescidos dos rendimentos auferidos e deduzidos, quando aplicável, da provisão para perdas na realização de créditos.

d. Provisão para perdas na realização de créditos

A Entidade constituiu provisão para perdas na realização de créditos representados por direitos creditórios de liquidação incerta, de acordo com o disposto no item 11, Anexo “A” da Instrução Secretaria de Previdência Complementar (SPC) nº 34, de 24 de setembro de 2009, que estabeleceu os seguintes percentuais de provisão sobre os créditos do devedor inadimplente, vencidos e vincendos, de acordo com os períodos de atraso da parcela mais antiga: 25% para atrasos entre 61 e 120 dias, 50% entre 121 e 240 dias, 75% entre 241 e 360 dias e 100% para atrasos superiores a 360 dias.

e. Imobilizado e intangível

Os bens corpóreos são registrados ao valor de custo de aquisição líquido das respectivas depreciações acumuladas, calculadas pelo método linear, com base na vida útil econômica estimada.

Os direitos adquiridos relacionados ao apoio às atividades da Eletros são contabilizados ao valor de custo, deduzidos da amortização acumulada, também calculada pelo método linear, durante a vida útil estimada, a partir da data da sua disponibilidade para uso.

A depreciação e a amortização são calculadas às seguintes taxas ao ano:

Móveis e utensílios	10% (dez por cento)
Máquinas e equipamentos de uso	10% (dez por cento)
Biblioteca	10% (dez por cento)
Computadores e periféricos - "Hardware"	20% (dez por cento)
Direito de uso de software	20% (dez por cento)

As benfeitorias realizadas em imóveis de terceiros estão sendo amortizadas de acordo com a temporalidade que beneficiará os exercícios sociais subsequentes.

f. Provisão de férias e 13º salário e respectivos encargos

As férias vencidas e proporcionais, inclusive o adicional de férias e o 13º salário, são provisionados no Plano de Gestão Administrativa (PGA), segundo o regime de competência, acrescidos dos encargos sociais.

g. Ativos e Passivos Contingentes

Registra o montante das provisões em decorrência de ações judiciais passivas mantidas contra a Fundação. A Provisão é ajustada através de informações jurídicas sobre o curso dessas ações, de acordo com a possibilidade de êxito.

O reconhecimento, a mensuração e a divulgação das provisões, contingências ativas e passivas são efetuadas de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, do Comitê de Pronunciamentos Contábeis, de 15 de setembro de 2009, conforme descrito abaixo:

Ativos contingentes (quando aplicável): trata-se de direitos potenciais decorrentes de eventos passados, cuja ocorrência depende de eventos futuros. São reconhecidos nas demonstrações financeiras somente quando há evidências que assegurem elevado grau de confiabilidade de realização (Classificação de Risco "Praticamente Certo"), geralmente nos casos de ativos com garantias reais, decisões judiciais favoráveis sobre as quais não cabem mais recursos ou quando existe confirmação da capacidade de recuperação por recebimento ou compensação com outro exigível.

Passivos contingentes: são registrados sempre que classificados como perdas prováveis, observando-se a natureza das ações, a similaridade com processos anteriores, a complexidade e o posicionamento dos tribunais, com exceção dos processos trabalhistas, cuja provisão é constituída com base na perda histórica. Os passivos contingentes classificados como perdas possíveis são divulgados apenas em notas explicativas, enquanto aqueles classificados como perda remota não requerem provisão e divulgação.

Obrigações legais: originam-se de processos judiciais relacionados a obrigações tributárias, cujo objeto de contestação é sua legalidade ou constitucionalidade. Tais processos têm seus montantes reconhecidos integralmente nas Demonstrações Contábeis, independentemente da avaliação acerca da probabilidade de sucesso. Os montantes discutidos são quantificados, registrados e atualizados mensalmente.

h. Provisões Matemáticas

São apuradas com base em cálculos atuariais, procedidos pelos atuários independentes responsáveis pelos planos. Representam os compromissos acumulados no encerramento do exercício, relativos aos benefícios concedidos e a conceder ajustados a valor presente.

i. Superavit/Deficit Acumulados

Apurados pela diferença do Ativo Líquido, Provisões Matemáticas e Fundos Previdenciais. O Superavit é registrado em Reserva de Contingência até o limite de 25% em relação ao saldo das Provisões Matemáticas. O excedente é registrado em Reserva Especial para Revisão do Plano a cada exercício.

j. Estimativas Contábeis

A elaboração das Demonstrações Contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração utilize-se de julgamento na determinação e registro de estimativas contábeis.

Os principais itens de balanço sujeitos a essas estimativas incluem: a provisão para crédito de liquidação duvidosa, os valores de mercado dos títulos e valores mobiliários, as provisões matemáticas; as provisões com demandas judiciais e outras provisões. A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados, devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Alta Administração revisa as estimativas e premissas pelo menos por ocasião do Balanço.

k. Plano de Gestão Administrativa

O registro contábil dos recursos destinados ao PGA, pelos planos de benefícios administrados pela Fundação, foi realizado de acordo com o Regulamento do Plano de Gestão Administrativa aprovado pelo Conselho Deliberativo da Fundação.

As operações administrativas são registradas conforme Resoluções CGPC nº 8, de 31 de outubro de 2011 e nº 29, de 31 de agosto de 2009 e Instrução SPC nº 34, de 24 de setembro de 2009, reconhecidas no PGA, que possui patrimônio segregado dos Planos de Benefícios Previdenciais.

O patrimônio do PGA é constituído pelas receitas (Previdencial, Investimentos, Diretas e do Assistencial), deduzidas das despesas comuns e específicas da administração previdencial, dos investimentos e do assistencial, sendo as sobras ou insuficiências administrativas alocadas ou revertidas do Fundo Administrativo.

A parcela equivalente à participação dos Planos de Benefícios Previdenciários no Fundo Administrativo no PGA foi registrada nas contas “Participação no Plano de Gestão Administrativa”, no Ativo, e “Participação no Fundo Administrativo do PGA”, no Passivo, nos respectivos Planos de Benefícios. O saldo do Fundo Administrativo é segregado por Planos de Benefícios Previdenciários, não caracterizando obrigações ou direitos aos Patrocinadores e Participantes dos planos.

l. Ajustes e Eliminações

Ao final de cada mês, a EFPC deve registrar nas contas “Participação no Plano de Gestão Administrativa, no Ativo, e “Participação no Fundo Administrativo do PGA”, no Passivo, a parcela equivalente à participação do Plano de Benefícios Previdenciários no Fundo Administrativo registrado no PGA.

As contas passíveis de ajustes e eliminações, entre outras, são “Superavit Técnico”, “Déficit Técnico”, “Migração entre Planos”, “Compensação de Fluxos Previdenciais”, “Participação no Plano de Gestão Administrativa” e “Participação no Fundo Administrativo PGA”.

Os ajustes e eliminações necessárias à consolidação das Demonstrações Contábeis e balancetes devem ser registrados em documentos auxiliares.

m. Ajuste de precificação

A partir do exercício de 2015 é requerido que as EFPC divulguem o Equilíbrio Técnico Ajustado na Demonstração do Ativo Líquido. Este ajuste é apurado do valor resultante da diferença positiva ou negativa do valor contábil dos títulos públicos federais, classificados na categoria de títulos mantidos até o vencimento, atrelados à índice de preços, e o valor dos fluxos futuros desses títulos não descontados à valor presente, mas sim pela taxa atuarial.

n. Mudança na classificação

Em 2015, a Instrução PREVIC nº 25, de 17 de dezembro de 2015, alterou o modelo da Demonstração da Mutação do Patrimônio Social, de forma que segregou os saldos relativos à Gestão Assistencial. Tal alteração não afeta o saldo contábil, trata-se apenas de uma realocação de linhas. Para fins de comparabilidade, refletimos as alterações requeridas por esta Instrução nos saldos referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014. No quadro abaixo, apresentamos os efeitos dessa reclassificação:

DMPS - 2014

	Anteriormente Apresentado	Reclassificações	Reapresentado
A) Patrimônio Social - Início do Exercício	3.292.736	(2.427)	3.290.309
1. Adições	520.834	(52.875)	467.959
Receitas assistenciais	52.875	(52.875)	-
2. Deduções	(352.644)	56.902	295.742
Despesas assistenciais	(56.902)	56.902	-
3. Acréscimo/Decréscimo no Patrimônio Social	168.190	(4.028)	172.217
Gestão assistencial	(4.028)	4.028	-
5. Gestão assistencial	-	(4.028)	(4.028)
Receitas assistenciais	-	52.874	52.874
Despesas assistenciais	-	(56.902)	(56.902)
B) Patrimônio Social - Final do Exercício	3.460.926	1.601	3.462.527

4 Realizável - Gestão previdencial

Em 31 de dezembro de 2015 e 2014, a gestão previdencial pode ser assim resumida:

Descrição	<u>Exercício findo em</u>	
	31/12/15	31/12/14
Contribuições do mês	4.982	1.342
Contribuições em atraso	40.915	288
Contribuições contratadas	20.783	16.630
Outros recursos a receber	23.147	618
Outros realizáveis	2.981	29.468
Depósitos judiciais/recursais	1.752	-
Total	<u>94.560</u>	<u>48.346</u>

Contribuições do mês

Representam os recursos a receber do plano BD Eletrobrás, referentes às contribuições previdenciais normais do mês em curso, prevista na avaliação atuarial anual.

Contribuições em atraso

Referem-se aos recursos a receber do plano BD Eletrobrás, referentes às contribuições previdenciais demonstradas abaixo:

Descrição		<u>Exercício findo em</u>	
		31.12.15	31.12.14
Contribuições Extraordinárias I		<u>12.422</u>	<u>0</u>
Patrocinadoras Eletrobras e Cepel	(a)	11.159	0
Participantes Eletrobras e Cepel	(b)	1.263	0
Contribuições Extraordinárias II		<u>28.205</u>	<u>-</u>
Patrocinadoras Eletrobras e Cepel	(c)	25.394	0
Participantes Eletrobras e Cepel	(d)	2.811	0
Contribuição Normal - Patroc. Eletrobras		<u>288</u>	<u>288</u>
Total		<u>40.915</u>	<u>288</u>

- (a) Contribuições extraordinárias I de responsabilidade das patrocinadoras ELETROBRAS e CEPTEL:

Refere-se às diferenças apuradas em razão do aumento do plano de custeio de 2015, conforme Demonstração Atuarial de 31/12/2014. Em 2015, a patrocinadora ELETROBRAS providenciou a contratação de atuário externo para validação dos valores, os quais foram ratificados. Em janeiro de 2016, as patrocinadoras Eletrobras e Cepel regularizaram a dívida, com a realização de pagamentos retroativos a abril de 2015.

- (b) Contribuições extraordinárias I de responsabilidade dos participantes ativos das patrocinadoras ELETROBRAS e CEPTEL:

Com a validação dos valores referentes às diferenças apuradas em razão das alterações no Plano de Custeio de 2015, estabelecido na DA de 31/12/2014 pelo atuário externo contratado pela patrocinadora Eletrobras, os novos percentuais de contribuição dos participantes foram implementados a partir da folha de pagamentos das patrocinadoras referente ao mês de fevereiro de 2016.

Os valores retroativos referente a 2015 estão em fase de negociação.

- (c) Contribuições extraordinárias II de responsabilidade da patrocinadora ELETROBRAS e CEPEL:

Devido à necessidade de aprovação pelas instâncias internas das patrocinadoras e pelo DEST do Plano de Equacionamento do Déficit de 2013, as patrocinadoras Eletrobras e Cepel não efetuaram o pagamento dessas contribuições. Ressaltamos que as instâncias internas da Patrocinadora ELETROBRAS já aprovaram o Plano de Equacionamento do Déficit de 2013. No entanto, até o momento, não possuímos informação sobre o posicionamento do DEST a respeito da aprovação em questão.

- (d) Contribuições extraordinárias II de responsabilidade dos participantes ativos das patrocinadoras ELETROBRAS e CEPEL:

Em decorrência de o custeio das contribuições extraordinarias II apresentado na DA de 31/12/2014 ainda não ter sido aprovado pelo DEST, não foram efetuados os descontos dessas contribuições na folha de pagamentos das patrocinadoras em 2015.

Contribuições contratadas

Representam as coberturas de reservas matemáticas já contratadas referentes aos planos BD Eletrobrás e CD Eletrobrás, e são devidas pelas patrocinadoras Cepel e Eletrobras, conforme previsto no regulamento da entidade.

As contribuições contratadas em aberto em 31 de dezembro de 2015 e 2014 podem ser assim demonstradas:

Contratos Firmados	Patrocinadora	Plano	Prazo Amortização	Parcelas (a)			Valor		Exercício findo em	
				Quitadas	Vincendas	Encargos	Contratado	Parcela	31.12.15	31.12.14
CF-015/06	CEPEL	BD Eletrobrás	15 anos	117	63	*INPC + 6% a.a.	2.774	39	2.225	2.323
CF-016-A/06	CEPEL	BD Eletrobrás	15 anos	129	51	*INPC + 6% a.a.	2.894	42	2.020	2.191
CF-017/A/06	CEPEL	BD Eletrobrás	15 anos	129	51	*INPC + 6% a.a.	12.764	185	8.912	9.661
CF-018/10	CEPEL	BD Eletrobrás	15 anos	71	109	*INPC + 5,5% a.a.	1.625	18	1.681	1.641
CF-022A/13	CEPEL	CD Eletrobrás	15 anos	36	144	**URE + 5,5% a.a.	798	8	854	814
CF-024/15	ELETROBRAS	BD Eletrobrás	2 anos	7	17	*INPC + 5,5% a.a.+ 0,5% a.a. tx adm.	7.187	386	5.091	-
Total									20.783	16.630

- (a) Parcelas com vencimento no dia 28 de cada mês, exceto o contrato CF-024/15, que possui o vencimento das suas parcelas no último dia útil de cada mês.

Garantias:

- Os contratos não possuem garantia conforme Ofício nº 118/2006/MP/SE/DEST de 29 de março de 2006 do Departamento de Coordenação e Controle das Empresas Estatais - DEST, que excluiu a cláusula de garantia real. Os referidos contratos foram encaminhados à Secretaria de Previdência Complementar - SPC.

*INPC - Índice Nacional de Preços ao Consumidor.

** URE - Unidade de Referência da Eletros.

Outros recursos a receber

Em 31 de dezembro de 2015 e de 2014 são apresentado a seguir:

Descrição:	Plano de Benefícios	Exercício findo em	
		31.12.15	31.12.14
Contribuição Contratadas Participantes (a)	CD Eletrobras	81	618
Contrato Patrocinadora Eletrobras (b)	BD Eletrobras	23.066	-
Total		23.147	618

- (a) Referem-se a valores a receber relativos aos contratos firmados com os participantes das patrocinadoras Eletrobras, Cepel e Eletros, decorrentes do desbloqueio do Salário Real de Contribuição (SRC). As diferenças de contribuições devidas foram apuradas entre a remuneração recebida pelo participante e o limite vigente, retroativas a 36 (trinta e seis) meses, conforme firmado pelo participante no “Termo de Opção pelo Desbloqueio do SRC no Plano BD Eletrobrás”, de acordo com o art. 15 do regulamento do Plano fechado BD Eletrobrás.

Esses valores são atualizados pela variação da URE (Unidade de Referência da Eletros), com juros de 0,5% ao mês, acrescidos de 0,16% ao mês referente à taxa prestamista, a qual visa garantir a quitação da dívida em caso de morte ou invalidez.

- (b) Representam os recursos contratados com a patrocinadora Eletrobras, referentes ao valor do ressarcimento relativo ao depósito judicial efetuado pela Eletros, para garantir a execução do julgado ao processo trabalhista movido por ex-empregados da Eletrobras, cujo objetivo visou a integração dos valores recebidos a título de participação nos lucros nos direitos trabalhistas, com o conseqüente reflexo nas provisões matemáticas.

Contratos Firmados	Patrocinadora	Plano	Prazo Amortização	Parcelas (a)		Encargos	Valor		Exercício findo em	
				Quitadas	Vincendas		Contratado	Parcela	31.12.15	31.12.14
CF-024/15	ELETROBRAS	BD Eletrobrás	2 anos	7	17	*INPC + 5,5% a.a.+ 0,5% a.a. tx adm.	32.564	1.750	23.066	-
								Total	23.066	-

(a) - Parcelas com vencimento no último dia útil de cada mês.

Outros realizáveis

Descrição	Exercício findo em	
	31.12.15	31.12.14
Valores a receber da Eletrobras (a)	2.114	28.593
Outros valores a receber	867	875
Total	2.981	29.468

- (a) Representam os recursos a receber da patrocinadora Eletrobras referentes ao valor do ressarcimento relativo ao depósito judicial efetuado pela Eletros, para garantir a execução do julgado ao processo movido por seus ex-empregados.

Depósitos judiciais / recursais

Representam os valores correspondentes aos depósitos judiciais com contingências passivas previdenciais.

5 Gestão Administrativa

Estão registrados os valores a receber inerentes às atividades da Gestão Administrativa da Fundação e os valores depositados em juízo relativo aos processos judiciais. Esses depósitos foram atualizados de acordo com os índices de atualização utilizada pela instituição financeira depositária.

Em 31 de dezembro de 2015 e de 2014 são apresentado a seguir:

Descrição	Exercício findo em	
	31.12.15	31.12.14
Contas a receber	1.776	541
Responsabilidade de empregados	134	72
Responsabilidade de terceiros	757	142
Outros recursos a receber	885	327
Reembolso das despesas administrativas do Plano Eletros-Saúde	799	244
Outros valores receber	86	83
Despesas Antecipadas	431	440
Depósitos Judiciais	13.223	11.530
Outros realizáveis	5.782	6.449
Convênio de interveniência com o INSS	5.318	4.955
Valores a receber dos assistidos	264	320
Valores a receber referente ao seguro plasas	-	1.011
Outros valores a receber	200	163
Total	21.212	18.960

6 Realizável - Investimentos

Em 31 de dezembro de 2015 e de 2014, a carteira de investimentos consolidada apresentava a seguinte composição:

	Exercício findo em	
	31/12/15	31/12/14
Títulos públicos	1.479.372	1.218.973
Notas do Tesouro Nacional	1.478.187	1.217.927
Letras Financeiras do Tesouro	1.185	1.046
Créditos privados e depósitos	462.869	424.865
Letras hipotecárias	175.104	168.310
Letras financeiras	285.813	251.610
Debêntures	4.640	7.633
PCLD	(2.688)	(2.688)
Ações	287.984	316.953
Instituições Financeiras	67.740	85.189
Companhias Abertas	220.244	231.764
Fundos de investimentos	959.490	1.085.986
Renda fixa	778.328	839.110
Ações	154.736	222.557
Direitos creditórios	15.035	15.022
Participações	11.391	9.297
Investimentos imobiliários	221.754	234.923
Aluguéis e renda	221.754	234.923
Empréstimos e financiamentos	152.689	139.167
Empréstimos	152.689	139.167
Depósitos judiciais/recursais	3.276	3.113
Total de Investimentos	3.567.434	3.423.980

Fundamentada no conservadorismo, a Eletros mantém provisão de R\$ 2.688 mil em 2015 e 2014, procedimento que vem sendo adotado desde 2005, para absorver possíveis perdas com investimentos em Debêntures da empresa Ferreira Guimarães.

Gestão de Investimentos

A gestão de investimentos é feita de forma compartilhada, implicando na existência de solidariedade na aplicação dos recursos. Utiliza-se do método do cálculo de cotas para a segregação dos ativos e apuração da rentabilidade dos planos.

A entidade manifesta a intenção de manter até o vencimento os títulos classificados na categoria “Títulos mantidos até o vencimento”, dispondo, para tanto, de capacidade financeira, como tem sido atestado por ocasião da elaboração de suas políticas de investimentos.

A seguir, demonstramos a composição da carteira de investimentos por planos de benefícios e do plano de gestão administrativa (PGA), consolidada a posição apresentada em seus fundos exclusivos.

EM 31.12.15							
	BD	CD			CV		Consolidado
	Eletrobrás	Eletrobrás	ONS	CERON	EPE	PGA	
Investimentos							
Titulos Públicos	858.305	442.496	100.539	13.871	14.997	49.164	1.479.372
Créditos privados e depósitos	237.188	170.105	43.578	5.498	6.500	-	462.869
Ações	161.204	93.457	26.305	3.239	3.779	-	287.984
Fundos de investimentos	233.024	511.431	146.505	18.443	21.776	28.311	959.490
Investimentos imobiliários	160.861	60.893	-	-	-	-	221.754
Empréstimos e Financiamentos	92.883	47.161	12.298	-	347	-	152.689
Depósitos Judiciais	2.512	764	-	-	-	-	3.276
Total de Investimentos	1.745.977	1.326.307	329.225	41.051	47.399	77.475	3.567.434

Em 31.12.14							
	BD	CD			CV	PGA	Consolidado
	Eletrobrás	Eletrobrás	ONS	CERON	EPE		
Investimentos							
Titulos Públicos	816.866	281.754	66.712	8.522	10.094	35.025	1.218.973
Créditos privados e depósitos	226.312	152.835	36.188	4.055	5.475	-	424.865
Ações	170.073	111.826	29.959	1.943	3.152	-	316.953
Fundos de investimentos	285.977	589.010	141.451	14.858	20.432	34.258	1.085.986
Investimentos imobiliários	170.414	64.509	-	-	-	-	234.923
Empréstimos e Financiamentos	84.855	43.532	10.780	-	-	-	139.167
Depósitos Judiciais	2.386	727	-	-	-	-	3.113
Total de Investimentos	1.756.883	1.244.193	285.090	29.378	39.153	69.283	3.423.980

6.1 Títulos Públicos e Créditos Privados e Depósitos

Os títulos e valores mobiliários foram classificados como “Títulos para negociação” estão avaliados pelo valor de mercado e os “Títulos Mantidos até o Vencimento” são avaliados pelo custo amortizado, pro rata dia até o vencimento.

Em observância ao Artigo 8º da Resolução CGPC nº4, de 30 de janeiro de 2002 estão indicados a seguir os valores dos títulos da carteira própria e os alocados em fundos de investimentos exclusivos, dos Planos de Benefícios e do PGA.

Demonstrativo, por prazo de vencimento, Consolidado dos Títulos Públicos e Privados:

Posição em 31.12.15					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Valor de Mercado
Títulos Públicos					
NTN-B	-	20.361	64.821	1.059.821	1.145.003
NTN-C	-	34.486	-	298.698	333.184
LFT	-	1.185	-	-	1.185
Total de Títulos Públicos	-	56.032	64.821	1.358.519	1.479.372
Títulos Privados					
Debêntures	-	-	-	1.952	1.952
Letras Financeiras Subordinadas	-	285.813	-	-	285.813
Letras Hipotecárias	-	-	175.104	-	175.104
Total de Títulos Privados	-	285.813	175.104	1.952	462.869
Fundo de Investimento					
Títulos Públicos	485.902	-	-	-	485.902
Títulos Privados	15.034	292.427	-	-	307.461
Total	500.936	292.427	-	-	793.363
Total de Títulos	500.936	634.272	239.925	1.360.471	2.735.604

Posição em 31.12.14					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Total
Títulos e Valores Mobiliários					
Títulos Públicos					
NTN-B	-	9.035	114.964	691.378	815.377
NTN-C	-	128.588	-	273.962	402.550
LFT	-	1.046	-	-	1.046
Total de Títulos Públicos	-	138.669	114.964	965.340	1.218.973
Títulos Privados					
Debêntures	-	4.945	-	-	4.945
Letras Financeiras Subordinadas	-	251.610	-	-	251.610
Letras Hipotecárias	-	-	168.310	-	168.310
Total de Títulos Privados	-	256.555	168.310	-	424.865
Fundos de Investimentos	550.648	303.484	-	-	854.132
Total de Títulos	550.648	698.708	283.274	965.340	2.497.970

6.1.1 Títulos para Negociação

a. Consolidado

Posição em 31.12.15					
	Prazo de Vencimento				Valor de Mercado
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	
Títulos Públicos					
NTN-B	-	-	-	434.115	434.115
LFT	-	1.185	-	-	1.185
Total de Títulos Públicos	-	1.185	-	434.115	435.300
Títulos Privados					
Debêntures	-	-	-	1.952	1.952
Letras Financeiras Subordinadas	-	285.813	-	-	285.813
Letras Hipotecárias	-	-	175.104	-	175.104
Total de Títulos Privados	-	285.813	175.104	1.952	462.869
Fundo de Investimento					
Títulos Públicos	485.902	-	-	-	485.902
Títulos Privados	15.034	292.427	-	-	307.461
Total	500.936	292.427	-	-	793.363
Total de Títulos	500.936	579.425	175.104	436.067	1.691.532

Posição em 31.12.14					
	Prazo de Vencimento				Valor de Mercado
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	
Títulos Públicos					
NTN-B	-	-	103.627	365.371	468.998
NTN-C	-	128.588	-	-	128.588
LFT	-	1.046	-	-	1.046
Total de Títulos Públicos	-	129.634	103.627	365.371	598.632
Títulos Privados					
Debêntures	-	4.945	-	-	4.945
Letras Financeiras Subordinadas	-	251.610	-	-	251.610
Letras Hipotecárias	-	-	168.310	-	168.310
Total de Títulos Privados	-	256.555	168.310	-	424.865
Fundos de Investimentos	550.648	303.484	-	-	854.132
Total de Títulos	550.648	689.673	271.937	365.371	1.877.629

b. Plano de Benefícios BD ELETROBRÁS

Posição em 31.12.15					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Valor de Mercado
Debêntures	-	-	-	1.952	1.952
Letras Financeiras Subordinadas	-	60.131	-	-	60.131
Letras Hipotecárias	-	-	175.104	-	175.104
Total de Títulos Privados	-	60.131	175.104	1.952	237.187
Fundo de Investimento					
Títulos Públicos	81.832	-	-	-	81.832
Títulos Privados	15.034	39.139	-	-	54.173
Total	96.866	39.139	-	-	136.005
Total de Títulos	96.866	99.270	175.104	1.952	373.192
Posição em 31.12.14					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Valor de Mercado
Títulos Públicos					
NTN-B	-	-	103.627	-	103.627
NTN-C	-	128.588	-	-	128.588
Total de Títulos Públicos	-	128.588	103.627	-	232.215
Títulos Privados					
Debêntures	-	4.945	-	-	4.945
Letras Financeiras Subordinadas	-	53.057	-	-	53.057
Letras Hipotecárias	-	-	168.310	-	168.310
Total de Títulos Privados	-	58.002	168.310	-	226.312
Fundos de Investimentos	90.547	68.642	-	-	159.189
Total de Títulos	90.547	255.232	271.937	-	617.716

c. *Plano de Benefícios CD ELETROBRÁS*

Posição em 31.12.15					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Valor de Mercado
Títulos Públicos					
Operações Compromissadas NTN-B	-	-	-	305.893	305.893
Total de Títulos Públicos	-	-	-	305.893	305.893
Títulos Privados					
Letras Financeiras Subordinadas	-	170.105	-	-	170.105
Total de Títulos Privados	-	170.105	-	-	170.105
Fundo de Investimento					
Títulos Públicos	281.397	-	-	-	281.397
Títulos Privados	-	178.832	-	-	178.832
Total	281.397	178.832	-	-	460.229
Total de Títulos	281.397	348.937	-	305.893	936.227
Posição em 31.12.14					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Valor de Mercado
Títulos Públicos					
NTN-B	-	-	-	281.089	281.089
Total de Títulos Públicos	-	-	-	281.089	281.089
Títulos Privados					
Letras Financeiras Subordinadas	-	152.835	-	-	152.835
Total de Títulos Privados	-	152.835	-	-	152.835
Fundos de Investimentos	334.359	174.199	-	-	508.558
Total de Títulos	334.359	327.034	-	281.089	942.482

d. *Plano de Benefícios CD ONS*

Posição em 31.12.15					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Valor de Mercado
Títulos Públicos					
NTN-B	-	-	-	100.539	100.539
Total de Títulos Públicos	-	-	-	100.539	100.539
Títulos Privados					
Letras Financeiras Subordinadas	-	43.578	-	-	43.578
Total de Títulos Privados	-	43.578	-	-	43.578
Fundo de Investimento					
Títulos Públicos	80.322	-	-	-	80.322
Títulos Privados	-	52.049	-	-	52.049
Total	80.322	52.049	-	-	132.371
Total de Títulos	80.322	95.627	-	100.539	276.488
Posição em 31.12.14					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Valor de Mercado
Títulos Públicos					
NTN-B	-	-	-	66.712	66.712
Total de Títulos Públicos	-	-	-	66.712	66.712
Títulos Privados					
Letras Financeiras Subordinadas	-	36.188	-	-	36.188
Total de Títulos Privados	-	36.188	-	-	36.188
Fundos de Investimentos	79.168	41.247	-	-	120.415
Total de Títulos	79.168	77.435	-	66.712	223.315

e. Plano de Benefícios CV EPE

Posição em 31.12.15					
	Prazo de Vencimento				Valor de Mercado
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	
Títulos Públicos					
NTN-B	-	-	-	14.997	14.997
Total de Títulos Públicos	-	-	-	14.997	14.997
Títulos Privados					
Letras Financeiras Subordinadas	-	6.500	-	-	6.500
Total de Títulos Privados	-	6.500	-	-	6.500
Fundo de Investimento					
Títulos Públicos	11.982	-	-	-	11.982
Títulos Privados	-	7.763	-	-	7.763
Total	11.982	7.763	-	-	19.745
Total de Títulos	11.982	14.263	-	14.997	41.242
Posição em 31.12.14					
	Prazo de Vencimento				Valor de Mercado
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	
Títulos Públicos					
NTN-B	-	-	-	10.094	10.094
Total de Títulos Públicos	-	-	-	10.094	10.094
Títulos Privados					
Letras Financeiras Subordinadas	-	5.475	-	-	5.475
Total de Títulos Privados	-	5.475	-	-	5.475
Fundos de Investimentos	11.978	6.241	-	-	18.219
Total de Títulos	11.978	11.716	-	10.094	33.788

f. Plano de Benefícios CD CERON

Posição em 31.12.15					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Valor de Mercado
Títulos Públicos					
NTN-B	-	-	-	12.686	12.686
LFT	-	1.185	-	-	1.185
Total de Títulos Públicos	-	1.185	-	12.686	13.871
Títulos Privados					
Letras Financeiras Subordinadas	-	5.499	-	-	5.499
Total de Títulos Privados	-	5.499	-	-	5.499
Fundo de Investimento					
Títulos Públicos	10.135	-	-	-	10.135
Títulos Privados	-	6.567	-	-	6.567
Total	10.135	6.567	-	-	16.702
Total de Títulos	10.135	13.251	-	12.686	36.072
Posição em 31.12.14					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Valor de Mercado
Títulos Públicos					
NTN-B	-	-	-	7.476	7.476
LFT	-	1.046	-	-	1.046
Total de Títulos Públicos	-	1.046	-	7.476	8.522
Títulos Privados					
Letras Financeiras Subordinadas	-	4.055	-	-	4.055
Total de Títulos Privados	-	4.055	-	-	4.055
Fundos de Investimentos	8.871	4.622	-	-	13.493
Total de Títulos	8.871	9.723	-	7.476	26.070

g. Plano de Gestão Administrativa (PGA)

Posição em 31.12.15					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Valor de Mercado
Fundo de Investimento					
Títulos Públicos	20.234	-	-	-	20.234
Títulos Privados	-	8.077	-	-	8.077
Total	20.234	8.077	-	-	28.311

Posição em 31.12.14					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Valor de Mercado
Fundos de Investimentos	25.724	8.534	-	-	34.258
Total	25.724	8.534	-	-	34.258

6.1.2 Títulos Mantidos até o Vencimento

a. Consolidado

Posição em 31.12.15					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Custo Amortizado
Títulos Públicos					
NTN-B	-	20.361	64.821	625.706	710.888
NTN-C	-	34.486	-	298.698	333.184
Total de Títulos Públicos	-	54.847	64.821	924.404	1.044.072

Posição em 31.12.14					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Custo Amortizado
Títulos Públicos					
NTN-B	-	9.035	11.337	326.007	346.379
NTN-C	-	-	-	273.962	273.962
Total de Títulos Públicos	-	9.035	11.337	599.969	620.341

b. Plano de Benefícios BD ELETROBRÁS

Posição em 31.12.15					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Custo Amortizado
Títulos Públicos					
NTN-B	-	-	52.255	472.867	525.122
NTN-C	-	34.486	-	298.698	333.184
Total de Títulos Públicos	-	34.486	52.255	771.565	858.306
Posição em 31.12.14					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Custo Amortizado
Títulos Públicos					
NTN-B	-	-	-	310.388	310.388
NTN-C	-	-	-	273.962	273.962
Total de Títulos Públicos	-	-	-	584.350	584.350

c. Plano de Benefícios CD ELETROBRÁS

Posição em 31.12.15					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Custo Amortizado
Títulos Públicos					
NTN-B	-	-	-	136.603	136.603
Total de Títulos Públicos	-	-	-	136.603	136.603
Posição em 31.12.14					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Custo Amortizado
Títulos Públicos					
NTN-B	-	-	-	665	665
Total de Títulos Públicos	-	-	-	665	665

d. Plano de Gestão Administrativa (PGA)

Posição em 31.12.15					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Custo Amortizado
Títulos Públicos					
NTN-B	-	20.361	12.566	16.236	49.163
NTN-C	-	-	-	-	-
Total de Títulos Públicos	-	20.361	12.566	16.236	49.163

Posição em 31.12.14					
Prazo de Vencimento					
	Até 1 ano	1 a 5 anos	5 a 10 anos	Acima de 10 anos	Total
Títulos Públicos					
NTN-B	-	9.035	11.337	14.654	35.026
Total de Títulos Públicos	-	9.035	11.337	14.654	35.026

6.2 Ações

a. Carteira Consolidada

	Exercício findo em	
	31.12.15	31.12.14
Carteira de Ações		
Instituições Financeiras	66.305	84.486
Companhias Abertas	219.890	231.515
Dividendos	86	36
Juros sobre Capital Próprio	1.703	916
Ações	287.984	316.953

b. Carteira por Plano de Benefícios

Em 31.12.15						
Carteira de Ações	BD	CD			CV	Consolidado
	Eletrobrás	Eletrobrás	ONS	CERON	EPE	
Instituições Financeiras	37.116	21.517	6.056	746	870	66.305
Companhias Abertas	123.087	71.359	20.085	2.473	2.886	219.890
Dividendos	48	28	8	1	1	86
Juros sobre Capital Próprio	953	553	156	19	22	1.703
Total de Ações	161.204	93.457	26.305	3.239	3.779	287.984

Em 31.12.14

Carteira de Ações	BD		CD			Consolidado
	Eletrobrás	Eletrobrás	ONS	CERON	CV EPE	
Instituições Financeiras	45.334	29.808	7.986	518	840	84.486
Companhias Abertas	124.228	81.682	21.883	1.420	2.302	231.515
Dividendos	20	13	3	-	-	36
Juros sobre Capital Próprio	491	323	87	5	10	916
Total de Ações	170.073	111.826	29.959	1.943	3.152	316.953

6.3 Fundo de Investimentos

As aplicações efetuadas pelos planos em cotas de fundos de investimento e fundos de investimentos, exclusivos ou não, são atualizadas em função do valor da cota de fechamento divulgado pelos respectivos administradores. A variação da diferença entre os valores das cotas e o de mercado é apropriada ao resultado.

Carteira dos Fundos de Investimentos por Plano

Em 31.12.15							
Investimentos	BD	CD			CV		
	Eletrobrás	Eletrobrás	ONS	CERON	EPE	PGA	Consolidado
Fundo de Renda Fixa	120.972	460.227	132.371	16.702	19.745	28.311	778.328
Alfa Itaipava FIM Crédito Privado	91.519	154.869	40.467	5.106	6.036	28.311	326.308
FIM Votorantim Geribá Multimercado	21.234	122.321	31.804	4.013	4.744	-	184.115
Bradesco FIM Ipanema Crédito Privado	8.219	183.037	60.100	7.583	8.965	-	267.904
Fundo de Ações	86.616	50.216	14.133	1.741	2.030	-	154.736
Bradesco FIA IBRX Ativo Leblon	6.736	3.905	1.099	135	158	-	12.033
GAP Arpoador IBRX Ativo FIA	62.593	36.288	10.214	1.258	1.467	-	111.820
FIA Leme	8.548	4.956	1.394	172	200	-	15.270
Pontal FIC FIA	8.739	5.067	1.426	176	205	-	15.613
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios	15.035	-	-	-	-	-	15.035
FIDC IN BA IN PE SN2	15.035	-	-	-	-	-	15.035
Fundo de Investimento em Participações	10.403	988	-	-	-	-	11.391
Mellon GTP FIP	1.277	988	-	-	-	-	2.265
Hamilton LN FICFIP	9.126	-	-	-	-	-	9.126
Total	233.026	511.431	146.504	18.443	21.775	28.311	959.490

Carteira dos Fundos de Investimentos por Plano

Em 31.12.14							
Investimentos	BD	CD			CV		Consolidado
	Eletrobrás	Eletrobrás	ONS	CERON	EPE	PGA	
Fundo de Renda Fixa	144.165	508.558	120.414	13.493	18.220	34.258	839.108
Alfa Itaipava FIM Crédito Privado	55.155	189.048	44.762	5.016	6.773	34.258	335.012
FIM Votorantim Geribá Multimercado	66.857	110.182	26.088	2.923	3.948	-	209.998
Bradesco FIM Ipanema Crédito Privado	22.153	209.328	49.564	5.554	7.499	-	294.098
Fundo de Ações	119.422	78.523	21.037	1.365	2.212	-	222.559
Bradesco FIA IBRX Ativo Leblon	19.932	13.106	3.512	228	369	-	37.147
GAP Arpoador IBRX Ativo FIA	75.344	49.540	13.272	861	1.396	-	140.413
FIA Leme	11.009	7.239	1.939	126	204	-	20.517
Pontal FIC FIA	13.137	8.638	2.314	150	243	-	24.482
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios	15.022	-	-	-	-	-	15.022
FIDC IN BA IN PE SN2	15.022	-	-	-	-	-	15.022
Fundo de Investimento em Participações	7.368	1.929	-	-	-	-	9.297
Mellon GTP FIP	2.493	1.929	-	-	-	-	4.422
Hamilton LN FICFIP	4.875	-	-	-	-	-	4.875
Total	285.977	589.010	141.451	14.858	20.432	34.258	1.085.986

6.4 Investimentos Imobiliários

	Reavaliação	Exercício findo em	
		31.12.15	31.12.14
Imóveis			
Localização			
Uso próprio:		8.783	8.107
Rua Uruguaiana nº 174 - RJ (Edifício Metropolitan Center)	Dezembro/2015	8.783	8.107
Locados às patrocinadoras:		89.128	91.220
Avenida Presidente Vargas nº 409 - RJ (Edifício Herm Stoltz)	Dezembro/2014	71.890	73.600
Avenida Marechal Floriano nº 19 - RJ (Edifício Vital Brazil)	Dezembro/2014	10.763	11.020
Avenida Presidente Vargas nº 417 - RJ (Edifício Central)	Dezembro/2014	6.475	6.600
Locados a terceiros:		120.896	132.912
Avenida Presidente Vargas nº 642 - RJ (Edifício Belacap)	Dezembro/2014	59.875	71.200
Rua da Quitanda nº 196 - RJ (Edifício Mário Bhering)	Dezembro/2015	61.021	61.712
Valores a receber		2.947	2.684
Total		221.754	234.923

6.4.1 Reavaliação de Imóveis

A Entidade promoveu a avaliação dos imóveis do Edifício Metropolitan Center e do Edifício Mário Bhering, pela empresa CCA - Câmara de Consultores Associados, cujos laudos técnicos foram elaborados observando as normas legais aplicáveis.

O resultado positivo das reavaliações possibilitou um acréscimo patrimonial no montante líquido de R\$ 1.299 mil registrado no fluxo dos investimentos.

	Valor Reavaliado	Valor Contábil	Ajuste	Empresa Avaliadora	Vida útil Remanescente
Uso Próprio					
Edifício Metropolitan Center					
Rua Uruguaiana nº 174 - RJ	8.783	7.909	874	CCA	27 anos
Total	8.783	7.909	874		
Locadas a Terceiros					
Edifício Mário Bhering					
Rua da Quitanda, 196 - RJ	61.021	60.597	425	CCA	30 anos
Total	61.021	60.597	425		
Total Imóveis Reavaliado	69.804	68.506	1.299		

CCA - Câmara de Consultores Associados

6.4.2 **Venda de Imóveis**

Em outubro de 2015, ocorreu a venda do imóvel Edifício Belacap (Loja) no valor de R\$ 13.570 mil, o que gerou um ganho de R\$ 3.991 mil nos investimentos em imóveis.

7 **Realizável - Gestão assistencial**

Registra as atividades de controle das contribuições e dos benefícios, bem como do resultado do plano de benefícios de natureza assistencial.

Os planos assistenciais à saúde, com registro e em situação ativa na Agência Nacional de Saúde Suplementar - ANS mantêm sua contabilidade segregada dos planos de benefícios.

Desta forma, a transparência, a identificação e a independência do patrimônio são mantidas, conforme determinação normativa do agente regulador, bem como o desdobramento analítico das contas, de acordo com a planificação contábil estabelecida pela Agência Nacional de Saúde Suplementar - ANS.

8 **Exigível operacional - Gestão previdencial**

Em 31 de dezembro de 2015 e 2014, a gestão previdencial pode ser assim resumida:

Descrição	Exercício findo em	
	31.12.15	31.12.14
Contas a pagar	761	668
IRRF a recolher	4.630	4.525
Retenções a recolher	3	2
Outras exigibilidades	3.013	2.873
Recursos da patrocinadora Eletrobrás	3.013	2.873
Total	8.407	8.068

9 **Exigível operacional - Gestão administrativa**

Registram os compromissos a pagar assumidos pela Eletros relativos a gestão administrativa, como segue:

Descrição	Exercício findo em	
	31.12.15	31.12.14
Contas a pagar	(a) 5.322	5.017
Retenções a recolher	488	404
Outras exigibilidades	(b) 2.379	2.156
Total	8.189	7.577

(a) Refere-se preponderantemente a provisão de férias e de remuneração variável dos empregados.

(b) Refere-se a seguro de vida dos aposentados e recursos das patrocinadoras.

10 Exigível contingencial

10.1 Contingências - Perda Provável

As provisões decorrentes dos processos com chance de perda provável estão apresentadas no quadro a seguir, o qual demonstra a composição das provisões contingenciais. Essas provisões registram ocorrências de fatos que serão objeto de decisões e que, provavelmente, irão gerar desembolsos futuros, e estão compostas por contingências de natureza previdencial, trabalhista, cível e fiscal.

Descrição	<u>Exercício findo em</u>	
	<u>31.12.15</u>	<u>31.12.14</u>
Gestão Previdencial	6.429	468
Aposentadorias	525	-
Outros processos	4.677	468
Processos Trabalhistas	1.227	-
Gestão Administrativa	13.462	11.421
Contingências Tributárias	13.284	11.386
Reclamações Trabalhistas	33	-
Outros processos	145	35
Investimentos	3.276	3.121
Tributárias IN SRF 170	2.792	2.667
RET	484	454
Total	23.167	15.010

10.1.1 Contingências da Gestão Previdencial

De acordo com orientações dos advogados da Eletros e também considerando a análise detalhada dos processos ativos realizada pela divisão jurídica da Eletros, foram constituídas provisões relativas aos processos judiciais movidos por participantes assistidos contra a Eletros.

10.1.2 Contingências da Gestão administrativa

Referem-se a provisões destinadas a cobrir eventuais perdas com contingências tributárias e cíveis.

10.1.3 Contingências de investimentos

Referem-se a provisões destinadas a cobrir eventuais perdas com contingências relacionadas principalmente a PIS, COFINS e RET.

11 Passivos e ativos contingentes

11.1 Passivos Contingentes

Os processos com probabilidade de perda possível representam o montante de R\$ 863 mil (R\$480 mil em 2014) e envolvem discussões fiscais, administrativas, ações judiciais de natureza previdencial, trabalhista e cível.

11.2 Ativo Contingente - OFND

Ação ordinária ajuizada pela ABRAPP em face do Fundo Nacional de Desenvolvimento - FND, do BNDES e da União Federal. A ação objetiva o refazimento dos cálculos relacionados à atualização do valor das OFND e, conseqüentemente, dos respectivos rendimentos. Propõe-se a adoção do IPC, em vez do BTN, correspondente ao período de abril de 1990 a fevereiro de 1991. O trânsito em julgado do mérito ocorreu em 28/09/2008 e o processo entrou na fase de execução. Em 18/05/2012, a execução foi suspensa em função da Ação Rescisória interposta pela União Federal em face da ABRAPP. Embasada na opinião dos assessores jurídicos, classificou a probabilidade de êxito como “provável” e não como “praticamente certo”, em função de não existir uma data prevista para o seu recebimento e que a mensuração dos valores ainda vai ser alvo de discussão entre as partes. Na AGE de 27/10/2015 foi deliberado que a ABRAPP como legítima substituta processual conduzirá ação de liquidação por artigos de título judicial, tendo sido distribuída sob o nº 0145862-08.2015.4.02.5101, na 4ª Vara Federal, com os seguintes litisconsortes ativos ELETROS, CENTRUS, CELOS, INFRAPREV (ARSAPREV), DERMINAS, FIPECQ, BANRISUL, VALIA, FORLUZ e FACEB e cujo valor atribuído a causa foi de R\$ 1.474.206 mil. As principais peças processuais e demais documentos da ação em referência estão disponíveis no portal da ABRAPP, no endereço: <http://www.abrapp.org.br>

12 Provisões matemáticas

As provisões matemáticas foram constituídas com base em cálculos elaborados por atuários responsáveis pelos planos.

Em 31 de dezembro de 2015 e 2014, as provisões matemáticas possuíam a seguinte composição consolidada:

	Exercício findo em	
	31.12.15	31.12.14
Provisões Matemáticas	31.12.15	31.12.14
Benefícios concedidos	3.050.577	2.850.028
Contribuição definida	487.086	469.751
Benefício definido	2.563.491	2.380.277
Benefícios a conceder	1.210.607	1.071.309
Contribuição definida	929.611	808.961
Benefício definido	280.996	262.348
Provisões matemáticas a constituir	(369.975)	(363.007)
(-) Serviço passado	(254.175)	(253.039)
Patrocinadora Eletrobrás	(238.867)	(240.247)
Atividade Especial	(15.308)	(12.792)
(-) Déficit equacionado	(115.800)	(109.968)
Total	3.891.209	3.558.330

12.1 Benefícios concedidos

Registram a totalidade dos recursos efetivamente acumulados pelos assistidos em gozo de benefício de prestação continuada, deduzidos das contribuições a receber dos beneficiados, no caso do plano de benefício definido.

12.2 Benefícios a conceder

Registram o valor atual dos compromissos correspondentes aos benefícios a conceder, deduzidos das correspondentes contribuições a receber, no caso do plano de benefício definido.

12.3 Provisões matemáticas a constituir/(-) Serviço passado

Registram o valor atual das contribuições extraordinárias futuras, referentes a serviço passado das patrocinadoras. Com a seguinte composição:

Patrocinadora Eletrobras

Serviço Passado correspondente à parcela do valor presente dos benefícios já concedidos, após o fechamento do Plano BD Eletrobrás a novas adesões, não coberta pelo patrimônio garantidor.

Atividade Especial

Refere-se a:

Aporte de reservas do desbloqueio do Salário Real de Contribuição - SRC

Representam os recursos a receber da patrocinadora Eletros, de R\$ 23 mil em 2014, referentes a aportes de reservas originárias do desbloqueio do Salário Real de Contribuição -SRC, dos participantes, empregados da Eletros, que optaram pela migração ao Plano Previdenciário de Contribuição Definida até junho de 2008.

Em 2010, as patrocinadoras Eletrobras e Cepel efetuaram integralmente o pagamento dos valores provisionados.

Conforme deliberação do Conselho Deliberativo da Eletros, a dívida da patrocinadora Eletros teve o seguinte tratamento:

- (a) A parcela correspondente à provisão matemática do Salário Real de Contribuição - SRC foi quitada em 2010;
- (b) O participante da Eletros teve a opção de parcelar o pagamento das contribuições devidas decorrentes do desbloqueio do Salário Real de Contribuição - SRC; e
- (c) A patrocinadora Eletros vem contribuindo paritariamente junto com o participante.

Aporte de reservas de aposentadorias especiais e demandas judiciais

Registram os valores a serem aportados pelas patrocinadoras referentes às reservas destinadas a aposentadorias especiais e das recomposições de reservas em função das demandas judiciais, no montante de R\$ 15.308 mil em 2015 (R\$ 12.769 mil em 2014). Distribuídos da seguinte forma:

Patrocinadoras:	Plano de Benefícios	Exercício findo em	
		31.12.15	31.12.14
ELETROBRAS	BD	7.053	5.029
ELETROBRAS	CD	303	760
CEPEL	BD	92	276
CEPEL	CD	7.860	6.704
Total		15.308	12.769

12.4 Provisões matemáticas a constituir/(-) Déficit equacionado

Registram o valor atual das contribuições extraordinárias futuras, referente à *Déficit Técnico* no montante de R\$ 115.800 mil em 2015 (R\$ 109.968 mil em 2014), equacionado paritariamente, pelos patrocinadores, participantes e assistidos, através de contribuições extraordinárias, determinadas por avaliação atuarial, distribuídos da seguinte forma:

Descrição:	Plano de Benefícios	Exercício findo em	
		31.12.15	31.12.14
Déficit Equacionado	BD	(109.375)	(109.968)
Déficit Equacionado	CD	(6.425)	-
Total		<u>(115.800)</u>	<u>(109.968)</u>

Plano de Benefício Definido - BD ELETROBRÁS

Dos R\$ 109.375 mil temos que:

- R\$ 36.819 mil são referentes ao déficit apurado no exercício de 2011, que já vem sendo equacionado;
- R\$ 72.556 mil são referentes ao déficit apurado no exercício de 2013, que já vem sendo equacionado;
- Plano de Contribuição Definida - CD ELETROBRÁS

O déficit apurado no exercício de 2015 de R\$ 6.425 mil terá o seu Plano de Equacionamento elaborado ao longo do exercício de 2016.

12.5 Premissas atuariais por plano de benefícios

As premissas e hipóteses atuariais estão adequadas aos normativos legais, inclusive com a Resolução CNPC nº15, de 19/11/2014, publicada no Diário Oficial em 24/11/2014.

Plano BD Eletrobrás		
	31.12.15	31.12.14
Taxa real anual de Juros	5,65% a.a.	5,50% a.a.
Taxa de Rotatividade (Ativos)	Nula	Nula
Taxa de Crescimento Salarial (Ativos)	1,00% a.a.	1,00% a.a.
Taxa de Crescimento de Benefícios (Assistidos)	0,00% a.a.	0,00% a.a.
Capacidade Salarial	97%	97%
Capacidade de Benefício	97%	97%
Tábua Geral	AT 2000 Básica-M&F	AT 2000 Básica-M&F
Tábua de Entrada em Invalidez	Light Fraca	Light Fraca
Tábua Sobrevida de Inválidos	RRB-1983	RRB-1983
Hipótese sobre Composição Familiar	Família Real (*)	Família Real (*)

(*) Para os ativos adota-se hipótese de que 95% dos participantes são casados e que as mulheres são 4 anos mais jovens que os homens. Para os assistidos é adotada a composição familiar real declarada pelo mesmo.

Composição das Provisões Matemáticas - Plano BD Eletrobrás

	Exercício findo em	
	31.12.15	31.12.14
Provisões Matemáticas	2.159.224	1.984.546
Benefícios concedidos	2.329.662	2.164.716
Benefício definido	2.329.662	2.164.716
Benefício a conceder	184.949	175.351
Benefício definido	184.949	175.351
(-) Provisões Matemáticas a constituir	(355.387)	(355.521)
(-) Serviço passado	(246.012)	(245.553)
(-) Patrocinador(es)	(246.012)	(245.553)
Atividade Especial	(7.145)	(5.306)
Artigo 61	(77.211)	(82.920)
Artigo 61 Adicional 2013	(161.656)	(157.327)
(-) Déficit equacionado	(109.375)	(109.968)
(-) Déficit Equacionado 2011	(36.819)	(38.954)
(-) Patrocinador(es)	(17.520)	(19.477)
(-) Participantes	(4.308)	(9.566)
(-) Assistidos	(14.991)	(9.911)
(-) Déficit Equacionado - Equacionamento 2013	(72.556)	(71.014)
(-) Patrocinador(es)	(32.377)	(31.559)
(-) Participantes	(8.968)	(16.950)
(-) Assistidos	(31.211)	(22.505)
Equilíbrio Técnico	(342.508)	(194.947)
Resultados Realizados	(342.508)	(194.947)
(-) Déficit técnico acumulado	(342.508)	(194.947)

Foi apurado no exercício o resultado, *Déficit Técnico Acumulado*, no valor de R\$ 342.508. Ressaltamos que, em consonância com a legislação vigente, até o encerramento do exercício de 2016 deverá ser elaborado Plano de Equacionamento para o déficit apurado em 2015.

As principais causas do *déficit* foram o patrimônio do plano não ter alcançado, no exercício de 2015, a meta atuarial (INPC + 5,5%) e o diferimento do equacionamento do déficit de 2014.

O valor da Provisão Matemática a Constituir - Serviço Passado - Artigo 61, de R\$ 238.867 mil corresponde aos compromissos estabelecidos no artigo 61 do Regulamento do Plano de Benefícios BD Eletrobrás. O valor contratado é reavaliado anualmente para cobertura da insuficiência referente às provisões matemáticas dos assistidos amparados pelo artigo 61 do instrumento regulamentar (assistidos com data de início do benefício até o fechamento do plano - 31 de março de 2006).

As contribuições extraordinárias referentes ao serviço passado - Artigo 61 são de responsabilidade da Eletrobras, enquanto os *Déficits* Equacionados de 2011 e 2013 são de responsabilidade da Eletrobras, ELETROS, Cepel, Participantes e Assistidos não amparados no artigo 61.

As contribuições extraordinárias para a amortização da Provisão Matemáticas a Constituir, a vigorar a partir de maio de 2016.

Contribuições Extraordinárias Anuais	R\$ mil	Em % da folha de salário real de contribuição	Prazo (anos) A partir de 05/2016
Serviço Passado - Eletrobrás			
Artigo 61	21.552	94,06%	4 anos
Artigo 61 Adicional 2013	16.657	72,70%	13 anos e 11 meses
Deficit Equacionado 2011			
Patrocinadoras	4.890	21,34%	4 anos
Participantes ativos	1.556	6,79%	4 anos
Assistidos - não amparados artigo 61	1.065	2,94%	22 anos e 6 meses
Deficit Equacionado Adicional 2013			
Patrocinadoras - referente aos assistidos	1.507	6,58%	22 anos e 1 mês
Patrocinadoras - referente aos participantes ativos	2.183	9,53%	7 anos e 4 meses
Participantes ativos	1.927	8,41%	7 anos e 4 meses
Assistidos - não amparados artigo 61	2.239	6,18%	22 anos e 1 mês

Plano CD Eletrobras

	31.12.15	31.12.14
Taxa real anual de Juros	5,65% a.a.	5,50% a.a.
Tábua Geral	AT 2000 Básica - M&F	AT 2000 Básica - M&F
Tábua de Entrada em Invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana
Tábua Mortalidade de Inválidos	AT 49	AT 49
Hipótese sobre Composição Familiar	Família Real (*)	Família Real (*)

(*) Para os ativos adota-se hipótese de que 85% dos participantes são casados e que as mulheres são 4 anos mais jovens que os homens. Para os assistidos é adotada a composição familiar real declarada pelo mesmo.

OBS 1: No BPDS o Reajuste dos Benefícios se dá pelo Indexador Atuarial do Plano - IAP, definido no artigo 50 - XXVI, atualmente o INPC do IBGE aplicado com um mês de defasagem. O reajuste dos benefícios dos demais aposentados se dá pelo recálculo anual.

OBS 2: Taxa de juros de 5,65% para o cálculo do passivo atuarial do BPDS - Benefício Proporcional Diferido Saldado.

OBS 3: Relativamente ao benefício do BPDS, os beneficiários dos participantes que optaram por este benefício serão os mesmo reconhecidos pela Previdência Oficial.

Composição das Provisões Matemáticas - Plano CD Eletrobrás

	Exercício findo em	
	31.12.15	31.12.14
Provisões Matemáticas	1.332.912	1.228.215
Benefícios concedidos	682.694	657.078
Contribuição definida	448.864	441.517
Benefício definido	233.830	215.561
Benefício a conceder	654.806	578.624
Contribuição definida	558.759	491.626
Saldo de contas - Parcela patrocinadora/instituidor	348.837	314.002
Saldo de contas - Parcela participantes	209.923	177.624
Benefício definido	96.047	86.998
(-) Provisões Matemáticas a constituir	(14.588)	(7.487)
(-) Serviço passado	(8.163)	(7.487)
(-) Patrocinador(es)	(8.163)	(7.487)
(-) Deficit Equacionado BPDS 2015	(6.425)	-
(-) Patrocinador(es)	(6.425)	-
Equilíbrio Técnico	(21.597)	(4.432)
Resultados Realizados	(21.597)	(4.432)
(-) Deficit técnico acumulado	(21.597)	(4.432)

O resultado apresentado, *Deficit* Técnico, foi de R\$ 21.597 e foi calculado considerando a Resolução CNPC nº 22, de 25/11/2015, tendo sido utilizado o critério de equacionamento estabelecido na resolução. Dessa valor, R\$ 21.691mil referem-se à Parcela BPDS, enquanto a Parcela de Renda Vitalícia apresentou um resultado positivo de R\$ 95mil.

O *Deficit* Equacionado BPDS 2015, no valor de R\$ 6.145mil, deverá ser equacionado pelos patrocinadores Eletrobras, ELETROS e Cepel, em consonância com os itens k do direito nº 8 e j do direito nº 12 dos artigos 44 e 45, respectivamente, do Regulamento do Plano CD Eletrobrás.

Plano CD ONS

	31.12.15	31.12.14
Taxa real anual de Juros	5,65% a.a.	5,50% a.a.
Tábua Geral	AT 2000 Básica - M&F	AT 2000 Básica - M&F
Tábua de Entrada em Invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana
Tábua Mortalidade de Inválidos	AT 49	AT 49
Hipótese sobre Composição Familiar	(*)	(*)

(*) Será utilizada a estrutura de beneficiários definida pelos participantes.

Composição das Provisões Matemáticas - Plano CD ONS

	Exercício findo em	
	31.12.15	31.12.14
Provisões Matemáticas	325.203	281.169
Benefícios concedidos	34.286	27.693
Contribuição definida	34.286	27.693
Benefício a conceder	290.917	253.476
Contribuição definida	290.917	253.476
Saldo de contas - Parcela patrocinadora/instituidor	130.665	114.040
Saldo de contas - Parcela participantes	160.252	139.436

Plano CV EPE

	31.12.15	31.12.14
Taxa real anual de Juros	5,65%	5,50%
Tábua Geral	AT 2000 Básica - M&F	AT 2000 Básica - M&F
Tábua de Entrada em Invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana
Tábua Mortalidade de Inválidos	AT 49	AT 49
Hipótese sobre Composição Familiar	(*)	(*)

(*) Será utilizada a estrutura de beneficiários definida pelos participantes.

Composição das Provisões Matemáticas - Plano CV EPE

	Exercício findo em	
	31.12.15	31.12.14
Provisões Matemáticas	45.131	36.959
Benefícios concedidos	3.134	-
Contribuição definida	3.134	-
Benefício a conceder	41.997	36.959
Contribuição definida	41.997	36.959
Saldo de contas - Parcela patrocinadora/instituidor	19.174	17.013
Saldo de contas - Parcela participantes	22.822	19.946

Plano CD CERON

	31.12.15	31.12.14
Taxa real anual de Juros	4,80%	4,50%
Tábua Geral	AT 2000 Básica - M&F	AT 2000 Básica - M&F
Tábua de Entrada em Invalidez	Grupo Americana	Grupo Americana
Tábua Mortalidade de Inválidos	AT 49	AT 49
Hipótese sobre Composição Familiar	Não Aplicável	Não Aplicável

(*) Será utilizada a estrutura de beneficiários definida pelos participantes.

Composição das Provisões Matemáticas - Plano CD CERON

	Exercício findo em	
	31.12.15	31.12.14
Provisões Matemáticas	38.741	27.440
Benefícios concedidos	804	540
Contribuição definida	804	540
Benefício a conceder	37.938	26.900
Contribuição definida	37.938	26.900
Saldo de contas - Parcela patrocinadora/instituidor	18.801	13.368
Saldo de contas - Parcela participantes	19.137	13.532

13 Fundos

13.1 Fundos previdenciais

São constituídos de acordo com a nota técnica atuarial de cada plano de benefício previdencial e podem ser assim resumidos:

	Exercício findo em	
	31.12.15	31.12.14
Fundos previdenciais		
Fundo de risco	28.555	24.136
Fundo de transição	-	698
	28.555	24.834
Total	28.555	24.834

- ***Fundo de Risco***

Representa o somatório dos créditos referentes às contribuições efetuadas pelos participantes e/ou patrocinadora para custeio dos benefícios não programáveis, descontados os valores pagos para os benefícios não programáveis ou para pagamento de prêmio à seguradora contratada para administração desse risco, conforme o caso. Nessa conta são lançados também o excedente de saldo não resgatado da Conta Básica de Patrocinadora e as prestações mensais de benefícios consideradas prescritas. O saldo do fundo de risco está composto como segue:

	Exercício findo em	
	31.12.15	31.12.14
Plano de Benefícios		
CD Eletrobrás	21.224	17.837
CD ONS	3.033	2.736
CV EPE	2.148	1.985
CD CERON	2.150	1.578
	28.555	24.136
Total	28.555	24.136

- ***Fundo de Transição***

Representa o 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.

13.2 Fundo da Gestão Administrativa

O fundo da gestão administrativa se destina a cobrir os gastos relativos ao custeio administrativo da Eletros sendo constituído pela diferença entre as receitas (taxas de administração do ativo, taxas de carregamento previdencial, ressarcimentos de despesas operacionais e outras receitas) e as despesas administrativas.

Da rentabilidade auferida pelo fundo administrativo do PGA, no valor de R\$ 10.771 mil em 2015 (R\$ 7.470 mil em 2014) foram usados no custeio R\$ 340 mil em 2015 (R\$ 2.957 mil em 2014), o que permitiu que o valor remanescente fosse transferido para reforço do saldo do fundo, que atingiu em 31 de dezembro o montante de R\$ 81.599 mil em 2015 (R\$ 71.168 mil em 2014).

As despesas Administrativas da Eletros no exercício de 2015 e 2014 foram rateadas a partir da ponderação do tempo médio anual de alocação dos empregados nas gestões e o custo médio de cada área.

13.3 Fundo dos investimentos

O fundo dos investimentos, denominado fundo garantidor de empréstimos é constituído para fazer face à quitação dos empréstimos concedidos aos participantes na eventualidade de seu falecimento. O montante desse fundo em 31 de dezembro de 2015 é de R\$ 8.167 mil (R\$ 7.574 mil em 2014).

14 Outras informações

14.1 Ajustes de precificação de ativos

Com a divulgação das Resoluções CNPC nº 15 e nº 16, ambas de 19 de novembro de 2014, com adoção facultativa em 2014 e obrigatória a partir de 2015 a PREVIC divulgou a Instrução nº 19, de 05 de fevereiro de 2015 contemplando as seguintes abordagens: duração do passivo, taxa de juros parâmetro e o ajuste de precificação de ativos.

Complementando as regras contidas na Resolução nº 16/2014, a Instrução nº 19/2015 dispõe sobre os critérios a serem seguidos pelas EFPC para a realização de precificação de ativo, para os títulos que estejam classificados na categoria títulos mantidos até o vencimento.

A Fundação adotou o ajuste de precificação para o Plano de Benefícios BD ELETROBRAS, conforme demonstramos abaixo:

AJUSTE DE PRECIFICAÇÃO

NTN-B

Vencido	Qtde	Taxa	PU Curva do Papel	Valor Curva	PU Curva 5,65%	Valor Curva 5,65%	Diferença
15/08/40	23.692,57	6,4900	2,6779	63.447	2,9659	70.270	6.822
15/05/55	5.000	7,6008	2,2572	11.286	2,9514	14.757	3.471
15/05/55	10.000	7,4000	2,3148	23.148	2,9514	29.514	6.366
15/05/55	10.000	7,1412	2,3931	23.931	2,9514	29.514	5.584
15/05/55	5.300	7,0518	2,4212	12.832	2,9514	15.643	2.810
15/08/24	20.000	7,3246	2,6128	52.255	2,9014	58.029	5.774
	73.993	7,1681		186.900		217.727	30.827

NTN-C

Vencido	Qtde	Taxa	PU Curva do Papel	Valor Curva	PU Curva 5,65%	Valor Curva 5,65%	Diferença
01/01/31	55.345	6,1587	5,3970	298.697	5,6237	311.246	12.549
01/07/17	10.000	6,2075	3,4486	34.486	3,4743	34.743	257
	65.345	6,1831		333.183		345.988	12.806
Total	139.338	6,9218		520.083		563.715	43.633

Como o resultado do ajuste de precificação do Plano BD ELETROBRÁS foi positivo e foi acrescido na apuração do resultado do plano, para fins de equacionamento de *deficit* de acordo com o artigo 28-A, da Resolução nº 16/2014.

	<u>BD Eletrobrás</u>
Apuração do Equilíbrio Técnico Ajustado	31.12.15
a) Resultado Realizado	(342.508)
a.2) (-) <i>Deficit</i> Técnico Acumulado	(342.508)
b) Ajuste de Precificação	<u>43.633</u>
c) (+/-) Equilíbrio Técnico Ajustado = (a + b)	<u>(298.875)</u>

Para o Plano CD ELETROBRAS não foi possível utilizar o ajuste de precificação, uma vez que a Duração do Fluxo Previdenciário (10,36 anos) é superior a Duração dos títulos da carteira classificados na categoria mantidos até o vencimento em 31/12/2015.

Tal impeditivo encontra-se no Art.9, Inciso V, da IN nº 19 de 04/02/2015, a saber:

"**Art. 9º** O ajuste de precificação está restrito aos títulos públicos federais atrelados a índices de preços que atendam, cumulativamente, aos seguintes requisitos:

(...)

V - a duração do fluxo dos títulos públicos federais objetos do ajuste for inferior à duração do fluxo de pagamento de benefícios; e

"

15 Apresentação dos efeitos das consolidações

Consolidação de Balancetes									
31.12.15									
Grupos de Contas	Plano						Eliminação de Consolidação		Saldo Consolidado
	BD	CD	PGA	CV EPE	CD ONS	CERON	Débito	Crédito	
Disponível	10	20	772	1	10	5	-	-	818
Realizável	1.893.327	1.350.708	101.259	47.796	331.744	42.543	-	84.171	3.683.206
Gestão Previdencial	93.562	998	-	-	-	-	-	-	94.559
Gestão Administrativa	53.790	23.402	23.784	397	2.519	1.491	-	84.171	21.212
Investimentos	1.745.975	1.326.308	77.475	47.399	329.225	41.052	-	-	3.567.433
Permanente	-	-	1.220	-	-	-	-	-	1.220
Gestão Assistencial	-	-	-	-	-	-	-	-	22.241
Total do Ativo	1.893.337	1.350.728	103.251	47.797	331.754	42.548	-	84.171	3.707.485
Exigível Operacional	9.183	1.029	8.190	120	516	165	2.572	-	16.631
Gestão Previdencial	9.165	1.015	-	120	513	165	2.572	-	8.406
Gestão Administrativa	-	-	8.189	-	-	-	-	-	8.189
Investimentos	18	14	1	-	3	-	-	-	36
Exigível Contingencial	8.483	1.222	13.462	-	-	-	-	-	23.167
Gestão Previdencial	5.970	458	-	-	-	-	-	-	6.428
Gestão Administrativa	-	-	13.462	-	-	-	-	-	13.462
Investimentos	2.513	764	-	-	-	-	-	-	3.277
Patrimônio Social	1.875.671	1.348.477	81.599	47.677	331.238	42.383	81.599	-	3.645.446
Patrimônio de Cobertura	1.816.714	1.301.315	-	45.131	325.203	38.742	-	-	3.527.105
Fundos	58.957	47.162	81.599	2.546	6.035	3.641	81.599	-	118.341
Previdenciais	-	21.224	-	2.148	3.033	2.150	-	-	28.555
Administrativos	53.790	23.402	81.599	397	2.519	1.491	81.599	-	81.599
Investimentos	5.167	2.536	-	1	483	-	-	-	8.187
Gestão Assistencial	-	-	-	-	-	-	-	-	22.241
Total do Passivo	1.893.337	1.350.728	103.251	47.797	331.754	42.548	84.171	-	3.707.485

Fundação Eletrobrás de Seguridade Social - ELETROS
Demonstrações contábeis em
31 de dezembro de 2015 e 2014

Consolidação de Balancetes

31.12.14

Grupos de Contas	Plano						Eliminação de Consolidação		Saldo Consolidado
	BD	CD	PGA	CV EPE	CD ONS	CERON	Débito	Crédito	
Disponível	12	21	713	9	10	4	-	-	769
Realizável	1.851.775	1.266.109	88.293	39.410	286.663	30.253	-	71.217	3.491.286
Gestão Previdencial	46.878	1.469	-	-	-	-	-	-	48.346
Gestão Administrativa	48.015	20.447	19.009	257	1.572	875	-	71.217	18.958
Investimentos	1.756.882	1.244.193	69.284	39.153	285.091	29.378	-	-	3.423.980
Permanente	-	-	1.160	-	-	-	-	-	1.160
Gestão Assistencial	-	-	-	-	-	-	-	-	12.344
Total do Ativo	1.851.787	1.266.130	90.166	39.419	286.673	30.257	-	71.217	3.505.559
Exigível Operacional	6.450	1.008	7.578	110	437	145	51	-	15.677
Gestão Previdencial	6.431	997	-	110	435	145	51	-	8.067
Gestão Administrativa	-	-	7.577	-	-	-	-	-	7.577
Investimentos	19	11	1	-	2	-	-	-	33
Exigível Contingencial	2.860	730	11.421	-	-	-	-	-	15.011
Gestão Previdencial	468	-	-	-	-	-	-	-	468
Gestão Administrativa	-	730	11.421	-	-	-	-	-	12.151
Investimentos	2.392	-	-	-	-	-	-	-	2.392
Patrimônio Social	1.842.477	1.264.392	71.167	39.309	286.236	30.112	71.166	-	3.462.527
Patrimônio de Cobertura	1.789.599	1.223.783	-	36.959	281.170	27.440	-	-	3.358.951
Fundos	52.878	40.609	71.167	2.350	5.066	2.672	71.166	-	103.576
Previdenciais	-	17.926	-	2.093	3.019	1.797	-	-	24.835
Administrativos	48.015	20.447	71.167	257	1.572	875	71.166	-	71.167
Investimentos	4.863	2.236	-	-	475	-	-	-	7.574
Gestão Assistencial	-	-	-	-	-	-	-	-	12.344
Total do Passivo	1.851.787	1.266.130	90.166	39.419	286.673	30.257	71.217	-	3.505.559

Diretoria Executiva

Afrânio Barreira de Alencar Matos Filho
Presidente

Luiz Guilherme de França Nobre Pinto
Diretor Financeiro

Marcio Peres Silvado
Diretor de Benefícios Previdenciários

Contador Responsável

Cleber Leal
Contador CRC/RJ - 62.288/O-3

e) Conclusões do último estudo atuarial

As conclusões do último estudo atuarial são:



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: 31/12/2015

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: 31/12/2015

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: 31/10/2015	Data da Avaliação: 31/12/2015
Tipo: COMPLETA	
Observações: A avaliação atuarial à qual se refere esta Demonstração Atuarial reflete o regulamento vigente aprovado pela Portaria SPC nº 2.574, de 23/10/2008, publicada no D.O.U de 24/01/2008. O Plano de Benefícios BD Eletrobrás encontra-se em extinção desde 01/04/2006. Relatórios Complementares apresentados pelo Atuário (não enviados à PREVIC): Constam no arquivo da Entidade o Parecer Atuarial completo e os relatórios de estudo de aderência das hipóteses atuariais. 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 31/12/2015 adotando a metodologia definida pela Previc na Resolução nº 15 de 19/11/2014 e na Portaria nº 708, de 22/12/2015.	

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
00.001.180/0001-26	CENTRAIS ELETRICAS BRASILEIRAS SA
34.268.789/0001-88	FUNDAÇÃO ELETROBRAS DE SEGURIDADE SOCIAL ELETROS

Participantes Ativos:	217	Tempo médio de contribuição (meses):	274
Folha de Salário de Participação:	R\$ 30.703.214,54	Tempo médio para aposentadoria (meses):	67

HIPÓTESES ATUARIAIS

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% a.a. quando medida pelo IPCA (2025), 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 6,91% a.a. A hipótese de inflação de longo prazo de 5% foi proposta pela Willis Towers Watson por refletir a expectativa do comitê de investimentos da Willis Towers Watson depois de análises e projeções de cenários econômicos conforme reunião realizada em 30/10/2015.
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 (2025), 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 nos benefícios da entidade em torno de 3%.
Opinião do atuário:	Fator aplicado sobre os benefícios da entidade 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 6,91% a.a. A hipótese de inflação de longo prazo de 5% foi proposta pela Willis Towers Watson por refletir a expectativa do comitê de investimentos da Willis Towers Watson depois de análises e projeções de cenários econômicos conforme reunião realizada em 30/10/2015.
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 2015 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 conseqüentemente 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: 11,28

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

Apesar da divergência entre o esperado (5,00%) e o ocorrido (11,28%), o resultado financeiro do plano já reflete o reajuste dos benefícios concedidos do plano em 2015.

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: 1,14

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

Verificou-se um aumento salarial médio real de 1,14%, quando se compararam os salários dos participantes ativos informados pela Eletros na avaliação atuarial de 2015 com os salários dos mesmos participantes posicionados no exercício anterior, líquidos da inflação no ano. Não há divergência entre o esperado e o ocorrido.

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 Willis 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 Willis Towers Watson indicam a taxa de 1,0% a.a. O impacto desse aumento real de salários um pouco acima do esperado está refletido nos resultados da avaliação atuarial de 2015.

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: 5,65

Quantidade esperada no exercício seguinte: 5,65

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: -1,69

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

O retorno dos Investimentos de 2015 de 9,39%, informado pela Eletros, líquido da inflação anual de 11,28% (variação do INPC do ano de 2015), resultou em uma rentabilidade líquida de -1,69% 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 Willis Towers Watson, a Entidade optou por adotar a taxa real anual de juros de 5,65% a.a. O estudo foi submetido para aprovação pela Diretoria Executiva e pelo Conselho Deliberativo da Eletros e deverá ser aprovado por meio de Parecer pelo Conselho Fiscal da Entidade.

Opinião do atuário:

Em 2015 a Willis Towers Watson realizou estudo de aderência da taxa de juros do plano com base na rentabilidade projetada dos investimentos e nos fluxos de benefícios e contribuições do plano, elaborados com as hipóteses recomendadas pelos estudos de aderência das hipóteses biométricas, demográficas, econômicas e financeiras. Quando apurada a TIR dos passivos, obteve-se, com intervalo de confiança de 50% (mínimo exigido pela Instrução nº 23/2015), suporte para a adoção da taxa real de juros de 6,21% a.a. Entretanto, esta taxa é superior à taxa de juros máxima (5,65% a.a.) indicada pela Portaria Previc nº 197/2015 para esse plano. Assim, com um intervalo de confiança de 78%, a TIR calculada pelo estudo indica que a alocação atual dos ativos é compatível com a taxa real de juros de 5,65% a.a.

Hipótese: Tábua de Entrada em Invalidez

Valor: LIGHT FRACA

Quantidade esperada no exercício seguinte: 0,56

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 0,00

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

A quantidade esperada para 2015 era de 0,63. 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 do estudo de aderência realizado em 2015 pela Willis 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.

Hipótese: Tábua de Mortalidade de Inválidos

Valor: RRB 83

Quantidade esperada no exercício seguinte: 2,84

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 6,00

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

A quantidade esperada para 2015 era de 3,08. Observou-se uma divergência entre o esperado e o ocorrido, mas apenas um exercício não é suficiente para tomar qualquer decisão quanto à adequação da hipótese.

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 do estudo de aderência realizado em 2015 pela Willis 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.

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2015

TIPO: COMPLETA

Hipótese:	Tábua de Mortalidade Geral
Valor:	AT 2000
Quantidade esperada no exercício seguinte:	40,52
Quantidade ocorrida no exercício encerrado:	30,00
Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:	
A quantidade esperada para 2015 era de 38,57. 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 do estudo de aderência realizado em 2015 pela Willis 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

Fator de Determinação do Valor Real Longo do Tempo Ben INSS

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

Benefício:	BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO	
Quantidade de benefícios concedidos:	132	Valor médio do benefício (R\$): 7.130,17
Idade média dos assistidos:	67	
Benefícios Concedidos		R\$ 144.671.753,00
Contribuição Definida		R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos		R\$ 0,00
Benefício Definido		R\$ 144.671.753,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos		R\$ 144.671.753,00
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\$ 7.234.160,00
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: 31/12/2015

TIPO: COMPLETA

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA ESPECIAL

Quantidade de benefícios concedidos:	42	Valor médio do benefício (R\$):	17.806,86
Idade média dos assistidos:	76		

Benefícios Concedidos	R\$ 91.492.698,00
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 91.492.698,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 91.492.698,00
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 IDADE

Quantidade de benefícios concedidos:	19	Valor médio do benefício (R\$):	9.138,33
Idade média dos assistidos:	82		

Benefícios Concedidos	R\$ 16.776.237,00
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 16.776.237,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 16.776.237,00
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: 31/12/2015

TIPO: COMPLETA

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR INVALIDEZ

Quantidade de benefícios concedidos:	52	Valor médio do benefício (R\$):	4.841,55
Idade média dos assistidos:	64		

Benefícios Concedidos	R\$ 32.482.341,00
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 32.482.341,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 32.482.341,00
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\$ 4.221.594,00
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE APOSENTADORIA POR TEMPO DE SERVIÇO

Quantidade de benefícios concedidos:	1111	Valor médio do benefício (R\$):	11.192,73
Idade média dos assistidos:	70		

Benefícios Concedidos	R\$ 1.700.382.544,00
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 1.700.382.544,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.700.382.544,00
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\$ 206.446.403,00
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: 31/12/2015

TIPO: COMPLETA

Benefício: COMPLEMENTAÇÃO DE PENSÃO

Quantidade de benefícios concedidos:	365	Valor médio do benefício (R\$):	7.523,88
Idade média dos assistidos:	68		

Benefícios Concedidos	R\$ 343.854.501,00
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 343.854.501,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 0,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 343.854.501,00
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\$ 2.684.397,00
Benefício Definido Capitais de Cobertura	R\$ 0,00
Benefício Definido Repartição Simples	

BENEFÍCIOS ESTRUTURADOS NO MÉTODO DE FINANCIAMENTO AGREGADO

Custo do Ano (R\$):	20.351.563,62	Custo do Ano (%):	35,70
Benefícios a Conceder			
Benefício Definido Capitalização Programado			
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores		R\$ 17.260.935,74	
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes		R\$ 17.260.935,74	
Benefício Definido Capitalização não Programado			
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores		R\$ 557.860,13	
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes		R\$ 557.860,13	

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [1979.0021-18] BD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2015

TIPO: COMPLETA

CONSOLIDADO DO GRUPO CUSTEIO 1 - Pats. BD ELETROBRÁS

Custo Normal do Ano (R\$)	20.351.563,62
Custo Normal do Ano (%)	35,70
Provisões Matemáticas	R\$ 2.514.609.036,26
Benefícios Concedidos	R\$ 2.329.660.074,00
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 2.329.660.074,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.953.323.232,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 376.336.842,00
Benefícios a Conceder	R\$ 184.948.962,26
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\$ 179.158.691,52
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 213.680.563,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 17.260.935,74
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 17.260.935,74
Benefício Definido Capitalização não Programado	R\$ 5.790.270,74
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 6.905.991,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 557.860,13
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 557.860,13
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\$ 19.928.868,66
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\$ 19.928.868,66
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 19.928.868,66
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\$ 355.387.041,52
Déficit equacionado	R\$ 109.375.414,13
Patrocinador (265 meses restantes)	R\$ 49.897.818,48
Participantes ativos (88 meses restantes)	R\$ 17.181.325,38
Assistidos (270 meses restantes)	R\$ 42.296.270,27
Serviço passado	R\$ 246.011.627,39
Patrocinador (167 meses restantes)	R\$ 246.011.627,39
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\$ 1.816.714.209,27	Insuficiência de cobertura:	R\$ 342.507.785,47
--------------------------	----------------------	-----------------------------	--------------------

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	6.549.945,57		17.523.275,59		49.856.000,43		73.929.221,59
Contribuições previdenciárias	6.549.945,57	28,58	17.523.275,59	18,06	49.856.000,43	217,59	73.929.221,59
Normais	3.066.433,10	13,38	14.218.697,42	8,94	3.066.433,10	13,38	20.351.563,62
Extraordinárias	3.483.512,47	15,20	3.304.578,17	9,12	46.789.567,33	204,21	53.577.657,97
Déficit equacionado	3.483.512,47	15,20	3.304.578,17	9,12	8.580.605,22	37,45	15.368.695,86
Serviço Passado	0,00	0,00	0,00	0,00	38.208.962,11	166,76	38.208.962,11
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: 25/04/2016

PARECER ATUARIAL DO GRUPO DE CUSTEIO

Evolução dos custos:

As taxas de contribuição abaixo referem-se aos percentuais de contribuição de abril/2016 a março/2017 e estão definidas em % da folha de salário real de contribuição/benefícios e incluindo as despesas administrativas que equivalem a 3% das contribuições realizadas.

Patrocinadoras:

Normal: 13,38% (estimado com base na tabela de contribuição aprovada pelo Conselho Deliberativo)

Déficit Equacionado 2011: 21,98% do somatório do salário real de contribuição de todos os participantes ativos pelo prazo restante de 4 anos

Déficit Equacionado 2013 referente aos assistidos não amparados pelo artigo 61 do regulamento: 6,78% pelo prazo de 22 anos e 1 mês

Déficit Equacionado 2013 referente aos participantes ativos: 9,82% pelo prazo de 7 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: 96,88% do somatório do salário real de contribuição de todos os participantes ativos pelo período restante de 4 anos

- Serviço Passado - Artigo 61 Adicional 2013: 74,88% do somatório do salário real de contribuição de todos os participantes ativos pelo prazo de 13 anos e 11 meses.

Participantes Ativos:

Normal: 13,38% (estimado com base na tabela de contribuição aprovada pelo Conselho Deliberativo)

Déficit Equacionado 2011: 6,99% pelo prazo de 4 anos

Déficit Equacionado 2013: 8,66% pelo prazo de 7 anos e 4 meses

Participantes Assistidos:

Normal: 8,94% (estimado com base na tabela de contribuição aprovada pelo Conselho Deliberativo)

Déficit Equacionado 2011: 3,03% (somente os não amparados pelo art 61 do regulamento) pelo prazo de 22 anos e 6 meses

Déficit Equacionado 2013: 6,37% (somente os não amparados pelo art 61 do regulamento) pelo prazo de 22 anos e 1 mês

Variação das provisões matemáticas:

Comparando o passivo atuarial (BC + BaC) encerrado em 31/12/2015 (R\$ 2.514.609.036,27) com o passivo atuarial do exercício anterior atualizado (R\$ 2.527.201.685,34) a variação encontrada é de -0,5%. A provisão matemática de benefícios a conceder reduziu enquanto a provisão matemática de benefícios concedidos aumentou, quando comparadas com as provisões matemáticas evoluídas, indicando que participantes ativos iniciaram o recebimento de benefício.

Além disso, os compromissos atuariais reduziram devido à alteração na taxa de desconto de 5,50% adotada na Avaliação Atuarial de 2014 para 5,65% em 2015. Entendemos que a variação do passivo atuarial total de (0,5%) encontra-se dentro do esperado.

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 e 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:

Os déficits técnicos apurados em 31/12/2014 e 31/12/2015, no valor de R\$342.507.785,47 foram registradas em Equilíbrio Técnico - Déficit Técnico Acumulado. A Eletros promoverá o equacionamento da parcela do déficit que exceder a R\$ 171.026.613,84 (Ajuste de Precificação + Limite de Equacionamento determinado pelo artigo 28 da Resolução CGPC nº 26/2008, alterada pela Resolução CNPC nº 22/2015) até o final do ano de 2016, em atendimento à Resolução CGPC nº 26/2006, por intermédio de revisitação dos Termos de Compromisso vigentes e, se for o caso, de elaboração de plano de equacionamento que deverá ser aprovado pelo Conselho Deliberativo.

É imprescindível rever os Termos de Compromisso assinados entre as patrocinadoras e a Eletros em 29/11/2011 para permitir que o plano de equacionamento possa ser elaborado até 31/12/2016, nos termos da legislação vigente em 31/12/2015. Se os Termos de Compromisso não forem revisitados, as contribuições de patrocinadora serão ajustadas e o déficit técnico equacionado.

INFORMAÇÕES CONSOLIDADAS

Participantes ativos do plano: 217
Tempo médio de contribuição do plano (meses): 274
Tempo médio para aposentadoria do plano (meses): 67

TOTAL DAS RESERVAS

Custo Normal do Ano	R\$ 20.351.563,62
Provisões Matemáticas	R\$ 2.514.609.036,26
Benefícios Concedidos	R\$ 2.329.660.074,00
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 2.329.660.074,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.953.323.232,00
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 376.336.842,00
Benefícios a Conceder	R\$ 184.948.962,26
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\$ 179.158.691,52
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 213.680.563,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 17.260.935,74
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 17.260.935,74
Benefício Definido Capitalização não Programado	R\$ 5.790.270,74
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 6.905.991,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 557.860,13
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 557.860,13
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\$ 19.928.868,66
Déficit equacionado	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
Serviço passado	R\$ 19.928.868,66
Patrocinador	R\$ 19.928.868,66
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\$ 355.387.041,52
Déficit equacionado	R\$ 109.375.414,13
Patrocinador	R\$ 49.897.818,48
Participantes ativos	R\$ 17.181.325,38
Assistidos	R\$ 42.296.270,27
Serviço passado	R\$ 246.011.627,39
Patrocinador	R\$ 246.011.627,39
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\$ 147.560.997,83
Déficit Técnico	R\$ 342.507.785,47
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	6.549.945,57		17.523.275,59		49.856.000,43		73.929.221,59
Contribuições previdenciárias	6.549.945,57	28,58	17.523.275,59	18,06	49.856.000,43	217,59	73.929.221,59
Normais	3.066.433,10	13,38	14.218.697,42	8,94	3.066.433,10	13,38	20.351.563,62
Extraordinárias	3.483.512,47	15,20	3.304.578,17	9,12	46.789.567,33	204,21	53.577.657,97
Déficit equacionado	3.483.512,47	15,20	3.304.578,17	9,12	8.580.605,22	37,45	15.368.695,86
Serviço Passado	0,00	0,00	0,00	0,00	38.208.962,11	166,76	38.208.962,11
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 2015 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 31/10/2015. 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 apurado no exercício de 2015 decorreu das oscilações desfavoráveis do patrimônio no período frente à meta atuarial do plano e do diferimento do equacionamento do déficit apurado em 2014.

Natureza do resultado:

A natureza do resultado é predominantemente estrutural.

Soluções para equacionamento de déficit:

Para o déficit técnico acumulado apurado em 31/12/2015 (R\$ 342.507.785,47), a Eletros promoverá o equacionamento até o final do ano de 2016, em atendimento à Resolução CGPC nº 26/2006, por intermédio de revisitação dos Termos de Compromisso vigentes e, se for o caso, de elaboração de plano de equacionamento que deverá ser aprovado pelo Conselho Deliberativo. É imprescindível rever os Termos de Compromisso assinados entre as patrocinadoras e a Eletros em 29/11/2011 para permitir que o plano de equacionamento possa ser elaborado até 31/12/2016, nos termos da legislação vigente em 31/12/2015. Se os Termos de Compromisso não forem revisitados, as contribuições de patrocinadora serão ajustadas e o déficit técnico equacionado. A Eletros equacionou o déficit de 31/12/2011 e elaborou plano de equacionamento para o déficit de 31/12/2013.

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\$ 53.790.132,92 nem o Fundo de Investimentos de R\$ 5.166.939,86, em 31/12/2015.

O campo Participantes Ativos inclui 22 participantes aguardando o benefício proporcional diferido e aqueles que tiveram tal opção presumida.

Os campos Folha Salário de Participação e Benefício Médio estão 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 os dependentes vitalícios e temporário mais novos 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.

Os benefícios/institutos do Plano de Benefícios BD Eletrobrás são avaliados pelo regime financeiro de Capitalização e pelo método Agregado.

Assinatura do Atuário: _____

Provisões Matemáticas a Constituir:

Das Provisões Matemáticas a Constituir - Serviço Passado (R\$246.011.627,39), R\$7.144.982,19, corresponde ao Serviço Passado - Atividade Especial, informado pela Eletros e deverá ser integralizado pela patrocinadora; R\$77.211.021,17 corresponde aos compromissos estabelecidos no artigo 61 do Regulamento do Plano de Benefícios BD Eletrobrás e no Termo de Compromisso firmado entre a Eletrobrás e a Eletros; e R\$161.655.624,03 corresponde à reavaliação deste valor, conforme Plano de Equacionamento do Déficit de 31/12/2013, atualizado para 31/12/2015.

As Provisões Matemáticas a Constituir - Déficit Equacionado correspondem à soma do Déficit Equacionado de 2011 e do Déficit Equacionado de 2013.

De acordo com o artigo 28-A da Resolução CGPC nº 26/2008, torna-se obrigatório o cálculo e aplicação do Ajuste de Precificação para a avaliação atuarial de encerramento do exercício de 2015, na situação de destinação de superávit ou equacionamento do déficit. O valor do Ajuste de Precificação calculado e informado pela Eletros em 31/12/2015 para o Plano de Benefícios BD Eletrobrás é de R\$43.632.516,15 e será obrigatória a aplicação do mesmo para equacionamento do déficit.

Conforme acordado em reunião realizada entre a Willis Towers Watson e a Eletros, o déficit apurado nos exercícios de 2014 e 2015 será registrado como déficit não equacionado, não sendo reconhecido como perda do exercício para efeito da integralização dos valores ao contrato vigente. O referido déficit inclui as insuficiências das provisões matemáticas dos assistidos vinculados ao artigo 61 do Regulamento.

De acordo com o artigo 28 da Resolução CGPC nº 26/2008, alterada pela Resolução CNPC nº 22/2015, deverá ser elaborado e aprovado um plano de equacionamento do déficit até o final do exercício subsequente, se o déficit for superior ao Limite de Déficit Técnico Acumulado de R\$ 127.394.097,69, considerando a duração do passivo de 9,9 anos, calculada com base na avaliação atuarial de 2014. Para o cálculo do limite, foi utilizado o percentual de 5,9% das provisões matemáticas, deduzidas as provisões matemáticas a constituir.

O balancete do Plano de Benefícios BD Eletrobrás apresenta o valor do ativo a integralizar em 31/12/2015 correspondente às contribuições em atraso no valor de R\$40.914.920,07 e à dívida assumida pelas patrocinadoras no valor de R\$ 19.928.868,66. A dívida assumida pelas patrocinadoras está apresentada nas Provisões Matemáticas a Constituir e contabilizado no Ativo e refere-se a: integralização da reserva matemática proveniente de ganho de tempo de serviço em atividade especial firmado junto ao CEPEL, integralização de reserva matemática proveniente de desbloqueio do Salário Real de Contribuição e SRC firmado junto ao CEPEL e integralização de reserva matemática e restituição de recursos desembolsados pela Eletros em função de processo judicial firmado junto à Eletrobras.



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: 31/12/2015

TIPO: COMPLETA

Atuário Responsável			
BRUNO SARDINHA LOPES			
MIBA:	2198	MTE:	2198

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2015

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: 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: BRUNO SARDINHA LOPES	
MIBA: 2198	MTE: 2198
Empresa:	

INFORMAÇÕES SOBRE A AVALIAÇÃO ATUARIAL

Motivo da Avaliação: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO	
Data do cadastro: 31/12/2015	Data da Avaliação: 31/12/2015
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): 124	
Observações:	
A duration do passivo foi calculada através da planilha divulgada pela Portaria Previc nº 30, de 20 de janeiro de 2016. O fluxo previdenciário utilizado no preenchimento da planilha considera somente os benefícios a conceder e concedidos relativos à "Parcela BPDS" e os benefícios concedidos relativos à "Parcela Renda Vitalícia", haja vista que os demais benefícios do Plano não possuem valor previamente estabelecido.	

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: 31/12/2015

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:	1344	Tempo médio de contribuição (meses):	81
Folha de Salário de Participação:	R\$ 225.697.320,16	Tempo médio para aposentadoria (meses):	137

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:	0,95
Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:	Verificamos que a variação acumulada do indexador inflacionário no exercício foi de 11,28%, enquanto a projeção da área de investimentos desta Fundação era de 5,74% (INPC). Para 2015, projetou-se o INPC em 7,50%.
Justificativa da EFPC:	O fator capacidade dos benefícios adotado na avaliação atuarial anterior foi de 0,98, coerente com uma inflação entre 3,50% e 5,50%. Observamos que a inflação medida pelo INPC indica um fator de capacidade de 0,97. Entretanto, considerando que a meta de inflação de longo prazo determinada pelo Governo é de 4,50%, utilizou-se a premissa de fator de capacidade dos benefícios de 0,98.
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:	Hipóteses: 85% na probabilidade de casado e mulher 4 anos mais nova para cálculos dos benefícios a conceder relativos à "Parcela BPDS".
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. Tendo em vista que muitas vezes o participante em atividade ainda não possui família constituída, ao se precificar o compromisso do plano com este participante, a Reserva Matemática pode estar sendo subestimada. Dessa forma, faz-se necessária a adoção de uma premissa de composição familiar para o cálculo dos benefícios a conceder, sendo utilizada uma probabilidade de casados na massa (85%), com uma diferença de idade entre homens e mulheres (mulher 4 anos mais nova).
Justificativa da EFPC:	A hipótese de composição familiar é aplicada aos benefícios a conceder dos participantes que optaram pelo Benefício Proporcional Diferido Saldado na migração do Plano BD ELETROBRÁS para o Plano CD ELETROBRÁS.
Opinião do atuário:	Utilizar hipóteses: 85% na probabilidade de casado e mulher 4 anos mais nova para cálculo dos benefícios a conceder relativos à "Parcela BPDS".

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2015

TIPO: COMPLETA

Hipótese: Indexador do Plano (Reajuste dos Benefícios)

Valor: COTAS DO PATRIMONIO

Quantidade esperada no exercício seguinte: 13,57

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 5,13

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

A rentabilidade da cota no ano (5,13%) ficou abaixo da meta atuarial equivalente a INPC + 5,50% (17,40%). A rentabilidade da cota informada se refere ao perfil "CD Puro ELETROS" onde está alocada 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 6,37%, também, não superou a meta atuarial (17,40%). Para 2016, projetou-se INPC em 7,50%.

Justificativa da EFPC:

O resultado acumulado no ano de 2015 nos segmentos de Renda Variável e Investimentos Estruturados foram negativos em 12,82% e 11,39%, respectivamente, enquanto os segmentos de Renda Fixa, Imóveis e Empréstimos apresentaram um resultado positivo em 10,45%, 6,25% e 15,81%, respectivamente (valores nominais referentes ao perfil "CD Puro ELETROS").

Opinião do atuário:

A hipótese de taxa real de juros que era de 5,50% ao ano no encerramento do exercício 2015 foi alterada, com vigência a partir de 31 de dezembro de 2015, para a taxa de 5,65% ao ano. Tal premissa foi apurada através de estudo técnico embasado, fundamentalmente, pela alocação patrimonial do plano e política de investimentos da Fundação.

Hipótese: Taxa Real Anual de Juros

Valor: 5,65

Quantidade esperada no exercício seguinte: 5,65

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: -5,53

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

A rentabilidade da cota no ano (5,13%) ficou abaixo da meta atuarial equivalente a INPC + 5,50% (17,40%). A rentabilidade da cota informada se refere ao perfil "CD Puro ELETROS" onde está alocada 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 6,37%, também, não superou a meta atuarial (17,40%). Para 2016, projetou-se INPC em 7,50%.

Justificativa da EFPC:

O resultado acumulado no ano de 2015 nos segmentos de Renda Variável e Investimentos Estruturados foram negativos em 12,82% e 11,39%, respectivamente, enquanto os segmentos de Renda Fixa, Imóveis e Empréstimos apresentaram um resultado positivo em 10,45%, 6,25% e 15,81%, respectivamente (valores nominais referentes ao perfil "CD Puro ELETROS").

Opinião do atuário:

A hipótese de taxa real de juros que era de 5,50% ao ano no encerramento do exercício 2015 foi alterada, com vigência a partir de 31 de dezembro de 2015, para a taxa de 5,65% ao ano. Tal premissa foi apurada através de estudo técnico embasado, fundamentalmente, pela alocação patrimonial do plano e política de investimentos da Fundação.

Hipótese: Tábua de Entrada em Invalidez

Valor: GRUPO AMERICANA

Quantidade esperada no exercício seguinte: 2,08

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 0,00

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

Observamos que a tábua utilizada na avaliação atuarial de 31 de dezembro de 2014 ("Grupo Americana") projetou para o exercício de 2015 um número de entradas em invalidez (1,84) maior do que o observado no último exercício (0).

Justificativa da EFPC:

Utilizamos a tábua "Grupo Americana" por se tratar de hipótese aderente à massa de participantes dos Planos CDs e CV da Fundação, conforme estudo técnico.

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: 31/12/2015

TIPO: COMPLETA

Hipótese: Tábua de Mortalidade de Inválidos

Valor: AT 49

Quantidade esperada no exercício seguinte: 0,02

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 0,00

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

Não observamos diferença significativa entre o esperado (0,02) e o ocorrido no último exercício (0).

Justificativa da EFPC:

Utilizamos a tábua "AT-49 masculina" por se tratar de hipótese aderente à massa de participantes dos Planos CDs e CV da Fundação, conforme estudo técnico.

Opinião do atuário:

Manter a hipótese atual.

Hipótese: Tábua de Mortalidade Geral

Valor: AT 2000

Quantidade esperada no exercício seguinte: 7,24

Quantidade ocorrida no exercício encerrado: 7,00

Comentário sobre divergência entre esperado e ocorrido:

Não observamos diferença significativa entre o esperado (6,62) e o ocorrido no último exercício (7).

Justificativa da EFPC:

Utilizamos a tábua "AT-2000 Basic segregada por sexo" por se tratar de hipótese aderente à massa de participantes dos Planos CDs e CV da Fundação, conforme estudo técnico.

Opinião do atuário:

Manter a hipótese atual.

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

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2015

TIPO: COMPLETA

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\$ 18.124.967,93
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\$ 18.124.967,93
Contribuição Definida	R\$ 18.124.967,93
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 12.060.573,86
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 6.064.394,07
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: 31/12/2015

TIPO: COMPLETA

Benefício: BENEFÍCIO PROPORCIONAL DIFERIDO SALDADO			
Quantidade de benefícios concedidos:	176	Valor médio do benefício (R\$):	7.719,57
Idade média dos assistidos:	63		

Benefícios Concedidos	R\$ 231.445.082,23
Contribuição Definida	R\$ 0,00
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 0,00
Benefício Definido	R\$ 231.445.082,23
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 202.851.309,62
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 28.593.772,61
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\$ 86.972.226,84
Benefício Definido Capitalização não Programado	
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 9.074.722,23
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\$):	857.649,82
		Custo do Ano (%):	0,38

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: 31/12/2015

TIPO: COMPLETA

Benefício: CRÉDITO ADICIONAL POR MORTE

Quantidade de benefícios concedidos:	0	Valor médio do benefício (R\$):	0,00
Idade média dos assistidos:	0	Custo do Ano (R\$):	1.467.032,58
		Custo do Ano (%):	0,65

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: 31/12/2015

TIPO: COMPLETA

Benefício: RENDA MENSAL DE PENSÃO POR MORTE

Quantidade de benefícios concedidos:	44	Valor médio do benefício (R\$):	2.830,42
Idade média dos assistidos:	44	Custo do Ano (R\$):	0,00
		Custo do Ano (%):	0,00

Provisões Matemáticas	R\$ 23.356.475,26
Benefícios Concedidos	R\$ 23.356.475,26
Contribuição Definida	R\$ 23.356.475,26
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 23.356.475,26
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: 31/12/2015

TIPO: COMPLETA

Benefício: RENDA MENSAL POR INVALIDEZ			
Quantidade de benefícios concedidos:	2	Valor médio do benefício (R\$):	3.595,70
Idade média dos assistidos:	54	Custo do Ano (R\$):	0,00
		Custo do Ano (%):	0,00

Provisões Matemáticas	R\$ 1.348.784,36
Benefícios Concedidos	R\$ 1.348.784,36
Contribuição Definida	R\$ 1.348.784,36
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 1.348.784,36
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: 31/12/2015

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: 31/12/2015

TIPO: COMPLETA

Benefício: RENDA PROGRAMADA REVERSÍVEL EM RENDA VITALÍCIA			
Quantidade de benefícios concedidos:	357	Valor médio do benefício (R\$):	6.558,09
Idade média dos assistidos:	62	Custo do Ano (R\$):	46.471.078,22
		Custo do Ano (%):	20,59

Provisões Matemáticas	R\$ 967.177.297,36
Benefícios Concedidos	R\$ 426.542.990,75
Contribuição Definida	R\$ 424.157.644,73
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 424.157.644,73
Benefício Definido	R\$ 2.385.346,02
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 1.774.954,91
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 610.391,11
Benefícios a Conceder	R\$ 540.634.306,61
Contribuição Definida	R\$ 540.634.306,61
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 336.776.021,69
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 203.858.284,92
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: 31/12/2015

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\$)	48.795.760,62
Custo Normal do Ano (%)	21,62

Provisões Matemáticas	R\$ 1.337.499.556,21
Benefícios Concedidos	R\$ 682.693.332,60
Contribuição Definida	R\$ 448.862.904,35
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 448.862.904,35
Benefício Definido	R\$ 233.830.428,25
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 204.626.264,53
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 29.204.163,72
Benefícios a Conceder	R\$ 654.806.223,61
Contribuição Definida	R\$ 558.759.274,54
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 348.836.595,55
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 209.922.678,99
Benefício Definido Capitalização Programado	R\$ 86.972.226,84
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 86.972.226,84
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização não Programado	R\$ 9.074.722,23
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 9.074.722,23
(-) 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\$ 853.909,35
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\$ 853.909,35
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 853.909,35
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\$ 14.588.228,55
Déficit equacionado	R\$ 6.424.994,25
Patrocinador (192 meses restantes)	R\$ 6.424.994,25
Participantes ativos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Assistidos (0 meses restantes)	R\$ 0,00
Serviço passado	R\$ 8.163.234,30
Patrocinador (0 meses restantes)	R\$ 8.163.234,30
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\$ 1.301.314.556,12	Insuficiência de cobertura:	R\$ 21.596.771,54
--------------------------	----------------------	-----------------------------	-------------------

FUNDOS PREVIDENCIAIS ATUARIAIS

Finalidade	Fundo de Riscos
Fonte de custeio	Contribuições para benefícios não programáveis
Recursos recebidos no exercício	R\$ 4.605.619,82
Recursos utilizados no exercício	R\$ 1.218.236,38
Saldo	R\$ 21.223.866,04

Finalidade	Fundo de Transição
Fonte de custeio	Valores pendentes que não constituem o Fundo de Ri
Recursos recebidos no exercício	R\$ 1.703.101,93
Recursos utilizados no exercício	R\$ 1.791.780,87
Saldo	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	24.397.880,31		0,00		24.397.880,31		48.795.760,62
Contribuições previdenciárias	24.397.880,31	10,81	0,00	0,00	24.397.880,31	10,81	48.795.760,62
Normais	24.397.880,31	10,81	0,00	0,00	24.397.880,31	10,81	48.795.760,62
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: 25/04/2016

PARECER ATUARIAL DO GRUPO DE CUSTEIO

Evolução dos custos:

As Contribuições Previdenciárias Normais (líquidas da sobrecarga administrativa) dos participantes e patrocinadores para o próximo exercício foram estimadas em 21,62% (10,81% para os participantes e 10,81% para as Patrocinadoras), enquanto na avaliação atuarial anterior o percentual era de 21,38% (10,69% para os participantes e 10,69% 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:

O Patrimônio do Plano CD ELETROBRÁS é composto por 3 parcelas com características distintas, a saber:
- "Parcela BPDS": 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, total ou parcialmente, no Plano de origem (Plano BD Eletrobrás) e migraram as respectivas reservas para este

Plano;

- "Parcela CV": Parcela do patrimônio composta pelos Fundos Previdenciais acrescidos dos saldos individuais dos Participantes e Assistidos, com exceção de assistidos em gozo de renda mensal vitalícia;
- "Parcela Renda Vitalícia": Parcela do patrimônio que faz jus ao compromisso do Plano com o grupo de Assistidos que estão em gozo de renda mensal vitalícia.

A segregação virtual ocorre, pois, em caso de déficit em uma das parcelas, o possível custeio extraordinário estabelecido para equilíbrio atuarial deverá considerar as cláusulas específicas do Regulamento, os públicos envolvidos e os regimes financeiros e métodos atuariais específicos de cada uma das Parcelas.

A variação nas provisões matemáticas observada no período ocorreu devido às movimentações na massa de ativos e assistidos do Plano, à variação da cota no período e às alterações das premissas atuariais embasadas em estudo técnico elaborado por esta Entidade.

Principais riscos atuariais:

Os benefícios de risco deste Plano são: Crédito Adicional por Invalidez e Crédito Adicional por Morte.

Soluções para insuficiência de cobertura:

O resultado deficitário apurado na "Parcela BPDS" no encerramento do exercício de 2015 montava a quantia de R\$ 28.116.437,44. Em linha com a Resolução CNPC nº 22/2015, de 25 de novembro de 2015, apurou-se o Limite de Déficit Técnico Acumulado no valor de R\$ 21.691.443,19 (I). Uma vez que o resultado deficitário supera o Limite de Déficit Técnico Acumulado, deverá ser elaborado e aprovado até o encerramento de 2016 o Plano de Equacionamento do Déficit de 2015 da "Parcela BPDS" para a dívida de R\$ 6.424.994,25.

Em janeiro de 2015 foi concedido o primeiro benefício mensal vitalício (não BPDS), com isso, no encerramento do exercício de 2015, apurou-se o resultado superavitário de R\$ 94.671,65 (II) relativo à "Parcela Renda Vitalícia".

Consideramos que a "Parcela CV" encontra-se equilibrada, dependendo apenas do pagamento das contribuições para os benefícios não programáveis previstas no Plano de Custeio para manutenção deste equilíbrio.

A Insuficiência de Cobertura Total do Plano, não equacionada, avaliada em 31 de dezembro de 2015 em R\$ 21.596.771,54 (I-II), deveu-se à conjuntura econômica brasileira dos últimos anos. Com a recuperação do mercado, espera-se que o Plano recupere seu equilíbrio nos próximos exercícios sem a necessidade de contribuições extraordinárias para o montante em questão. Caso isso não ocorra, caberá a esta Entidade realizar novo equacionamento de déficit.

INFORMAÇÕES CONSOLIDADAS

Participantes ativos do plano: 1344
Tempo médio de contribuição do plano (meses): 81
Tempo médio para aposentadoria do plano (meses): 137

TOTAL DAS RESERVAS

Custo Normal do Ano	R\$ 48.795.760,62
Provisões Matemáticas	R\$ 1.337.499.556,21
Benefícios Concedidos	R\$ 682.693.332,60
Contribuição Definida	R\$ 448.862.904,35
Saldo de Conta dos Assistidos	R\$ 448.862.904,35
Benefício Definido	R\$ 233.830.428,25
Valor Atual dos Benefícios Futuros Programados – Assistidos	R\$ 204.626.264,53
Valor Atual dos Benefícios Futuros não Programados – Assistidos	R\$ 29.204.163,72
Benefícios a Conceder	R\$ 654.806.223,61
Contribuição Definida	R\$ 558.759.274,54
Saldo de Contas – parcela Patrocinador ou Instituidor	R\$ 348.836.595,55
Saldo de Contas – parcela Participantes	R\$ 209.922.678,99
Benefício Definido Capitalização Programado	R\$ 86.972.226,84
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 86.972.226,84
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Patrocinadores	R\$ 0,00
(-) Valor Atual das Contribuições Futuras Participantes	R\$ 0,00
Benefício Definido Capitalização não Programado	R\$ 9.074.722,23
Valor Atual dos Benefícios Futuros	R\$ 9.074.722,23
(-) 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\$ 853.909,35
Déficit equacionado	R\$ 0,00
Patrocinador	R\$ 0,00
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
Serviço passado	R\$ 853.909,35
Patrocinador	R\$ 853.909,35
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\$ 14.588.228,55
Déficit equacionado	R\$ 6.424.994,25
Patrocinador	R\$ 6.424.994,25
Participantes ativos	R\$ 0,00
Assistidos	R\$ 0,00
Serviço passado	R\$ 8.163.234,30
Patrocinador	R\$ 8.163.234,30
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\$ 21.596.771,54
Déficit Técnico	R\$ 21.596.771,54
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	24.397.880,31		0,00		24.397.880,31		48.795.760,62
Contribuições previdenciárias	24.397.880,31	10,81	0,00	0,00	24.397.880,31	10,81	48.795.760,62
Normais	24.397.880,31	10,81	0,00	0,00	24.397.880,31	10,81	48.795.760,62
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 31/12/2015, dos participantes e assistidos 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 Fundo de Riscos é constituído por:

- Créditos oriundos das Contribuições para os Benefícios não Programáveis de Participante e Patrocinador, deduzidos os pagamentos crédito adicional por invalidez e crédito adicional por morte;
- Eventual resíduo do crédito adicional, na hipótese de cessação da percepção do Benefício de Renda por Invalidez;
- Saldo existente na Conta Individual Global, na hipótese de inexistência de beneficiários, e após o decurso de 5 (cinco) anos, contados da data do óbito do participante;
- Demais recursos/despesas auferidos pelo Plano que não se enquadrem em qualquer um dos demais Fundos deverão ser alocados neste Fundo, por exemplo: juros, multas, diferença de valores (previsto/realizado) em função de variações na cota, entre outros;
- Nessa conta são lançados, ainda, créditos oriundos das sobras da parcela do saldo da Conta Básica de Patrocinador que não for objeto de Resgate.

O Fundo de Transição que, em 31/12/2014, montava a quantia de R\$ 88.678,94, 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, foi revertido em 31/12/2015 para a conta Provisões Matemáticas. Com isso, a partir do encerramento de 2015, o somatório dos Saldos das Contas Individuais dos participantes que se desligaram do Plano, porém não realizaram a opção por um dos Institutos será alocado na conta Provisão Matemática de Benefícios a Conceder, enquanto o somatório dos Saldos daqueles faleceram e ainda não geraram pensão será alocado na conta Provisão Matemática de Benefícios Concedidos.

Varição do resultado:

O resultado negativo apurado no exercício de 2015 (R\$ 28.116.437,44) referente à "Parcela BPDS" ocorreu devido ao não atingimento da meta atuarial no ano, mitigado pela alteração da premissa de taxa real de juros de 5,50% ao ano para 5,65% ao ano.

O resultado positivo no exercício relativo à "Parcela Renda Vitalícia" (R\$ 94.671,65) ocorreu, fundamentalmente, devido à alteração da premissa de taxa real de juros 5,50% ao ano para 5,65% ao ano.

Ressaltamos que, com exceção das Parcelas "BPDS e Renda Vitalícia", as Provisões Matemáticas deste Plano são constituídas apenas pelo saldo de conta dos participantes ativos e assistidos.

Natureza do resultado:

"Parcela BPDS" e "Parcela Renda Vitalícia": Resultado de natureza conjuntural.

"Parcela CV": Não aplicável."

Soluções para equacionamento de déficit:

O resultado deficitário apurado na "Parcela BPDS" no encerramento do exercício de 2015 montava a quantia de R\$ 28.116.437,44. Em linha com a Resolução CNPC nº 22/2015, de 25 de novembro de 2015, apurou-se o Limite de Déficit Técnico Acumulado no valor de R\$ 21.691.443,19 (I). Uma vez que o resultado deficitário supera o Limite de Déficit Técnico Acumulado, deverá ser elaborado e aprovado até o encerramento de 2016 o Plano de Equacionamento do Déficit de 2015 da "Parcela BPDS" para a dívida de R\$ 6.424.994,25.

Em janeiro de 2015 foi concedido o primeiro benefício mensal vitalício (não BPDS), com isso, no encerramento do exercício de 2015, apurou-se o resultado superavitário de R\$ 94.671,65 (II) relativo à "Parcela Renda Vitalícia".

Consideramos que a "Parcela CV" encontra-se equilibrada, dependendo apenas do pagamento das contribuições para os benefícios não programáveis previstas no Plano de Custeio para manutenção deste equilíbrio.

A Insuficiência de Cobertura Total do Plano, não equacionada, avaliada em 31 de dezembro de 2015 em R\$ 21.596.771,54 (I-II), deveu-se à conjuntura econômica brasileira dos últimos anos. Com a recuperação do mercado, espera-se que o Plano recupere seu equilíbrio nos próximos exercícios sem a necessidade de

Assinatura do Atuário:

DEMONSTRAÇÃO ATUARIAL

ENTIDADE: ELETROS

PLANO DE BENEFÍCIOS: [2006.0015-74] CD ELETROBRÁS

MOTIVO: ENCERRAMENTO DE EXERCÍCIO

DATA DA AVALIAÇÃO: 31/12/2015

TIPO: COMPLETA

contribuições extraordinárias para o montante em questão. Caso isso não ocorra, caberá a esta Entidade realizar novo equacionamento de déficit.

Adequação dos métodos de financiamento:

Os benefícios vitalícios do Plano são avaliados pelo Método de Financiamento Agregado.

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 hipótese de taxa real de juros que era de 5,50% ao ano no encerramento do exercício 2015 foi alterada, com vigência a partir de 31 de dezembro de 2015, para a taxa de 5,65% ao ano. Tal premissa foi apurada através de estudo técnico embasado, fundamentalmente, pela alocação patrimonial do plano e política de investimentos da Fundação.

A "Hipótese sobre Composição de Família de Pensionistas" é utilizada para cálculo das Provisões Matemáticas de Benefícios a Conceder da "Parcela 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.

f) Informações sobre as ações de fiscalização empreendidas no exercício

A Eletrobras realizou uma auditoria na Eletros, conforme os dados a seguir.

- **Gestão de Recursos** – Iniciada em março de 2015 com emissão do Relatório de Auditoria n.º 13/2015, de 29 de abril de 2015;
- **Folha de Benefícios** – Iniciada em abril de 2015, com emissão do Relatório de Auditoria n.º 19/2015, de 3 de julho de 2015.

Além das auditorias, em 2015, a Patrocinadora acompanhou, por meio dos Planos de Providências, a implementação das recomendações emitidas em auditorias realizadas em 2015 e em anos anteriores, conforme a seguir.

1. Benefícios Assistenciais – Reembolso de Assistência Médica e Odontológica – Relatório de Auditoria n.º 15/2013, de 2 de setembro de 2013 – Acompanhamentos realizados em 13 de julho de 2015 e 22 de dezembro de 2015;

2. Gestão de Recursos – Relatório de Auditoria n.º 22/2014, de 24 de julho de 2014 – Acompanhamentos realizados em 19 de março de 2015, 13 de julho de 2015 e 22 de dezembro de 2015;

3. Empréstimos Financeiros – Relatório de Auditoria n.º 30/2014, de 19 de setembro de 2014 – Acompanhamentos realizados em 13 de julho de 2015 e 22 de dezembro de 2015;

4. Folha de Benefícios – Relatório de Auditoria n.º 35/2014, de 30 de outubro de 2014 – Acompanhamento realizado em 13 de julho de 2015;

5. Gestão de Recursos – Relatório de Auditoria n.º 13/2015, de 29 de abril de 2015 – Acompanhamentos realizados em 13 de julho de 2015 e 22 de dezembro de 2015;

6. Folha de Benefícios – Relatório de Auditoria n.º 19/2015, de 3 de julho de 2015 – Acompanhamentos realizados em 20 de outubro de 2015 e 21 de dezembro de 2015.

Quanto às providências adotadas para sanar as irregularidades verificadas, enviamos anexas as respostas aos Planos de Providências contendo as ações adotadas.



CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO
SUPERINTENDÊNCIA DE AUDITORIA

RELATÓRIO DE AUDITORIA Nº 13/2015

ELETROS – Gestão de Recursos

AUDITORIA
INTERNA

ABRIL/2015

CONFIDENCIAL

ATIVIDADE: ELETROS – GESTÃO DE RECURSOS

1. INTRODUÇÃO

O presente trabalho de auditoria teve por objetivo avaliar a gestão administrativo financeira dos recursos da Fundação Eletrobras de Seguridade Social – 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 – 2015.

2. EQUIPE

A equipe, definida na Ordem de Serviço Nº 18/2015, foi composta pelos auditores Renata C. Azeredo Tavares e Alain Herszhorn Nudel, sob a coordenação da primeira.

3. ÁREAS ENVOLVIDAS

Fundação Eletrobras de Seguridade Social – ELETROS

4. ESCOPO

Este trabalho teve como escopo verificar as adequabilidades:

- dos registros dos recursos aportados pela patrocinadora e pelos empregados;
- da política e da administração dos investimentos;

- dos controles internos adotados;
- das ações da Eletros em prol da eficiência operacional;
- das ações do Planejamento Estratégico;
- do orçamento de custeio; e
- dos procedimentos adotados pela área frente à legislação.

5. ABRANGÊNCIA

A Fundação Eletrobras de Seguridade Social – ELETROS é um fundo de pensão que administra planos de previdência para os empregados das empresas Eletrobras, Cepel, ONS, EPE e Ceron, além da própria entidade. Ela é gestora dos seguintes planos: BD Eletrobras, CD Eletrobras, CD ONS, CV EPE e CD CERON.

As atividades da entidade são regulamentadas pelas Leis Complementares nº 108/2001 e 109/2001, e pelo Conselho de Gestão da Previdência Complementar (CGPC) e fiscalizado pela Superintendência Nacional de Previdência Complementar – PREVIC.

Os recursos de que a entidade dispõe para a consecução dos seus objetivos são formados por contribuições de suas patrocinadoras, de seus participantes e dos rendimentos resultantes das aplicações desses recursos, que devem obedecer ao disposto na Resolução do Conselho Monetário Nacional (CMN) nº 3.792, de 24 de setembro de 2009.

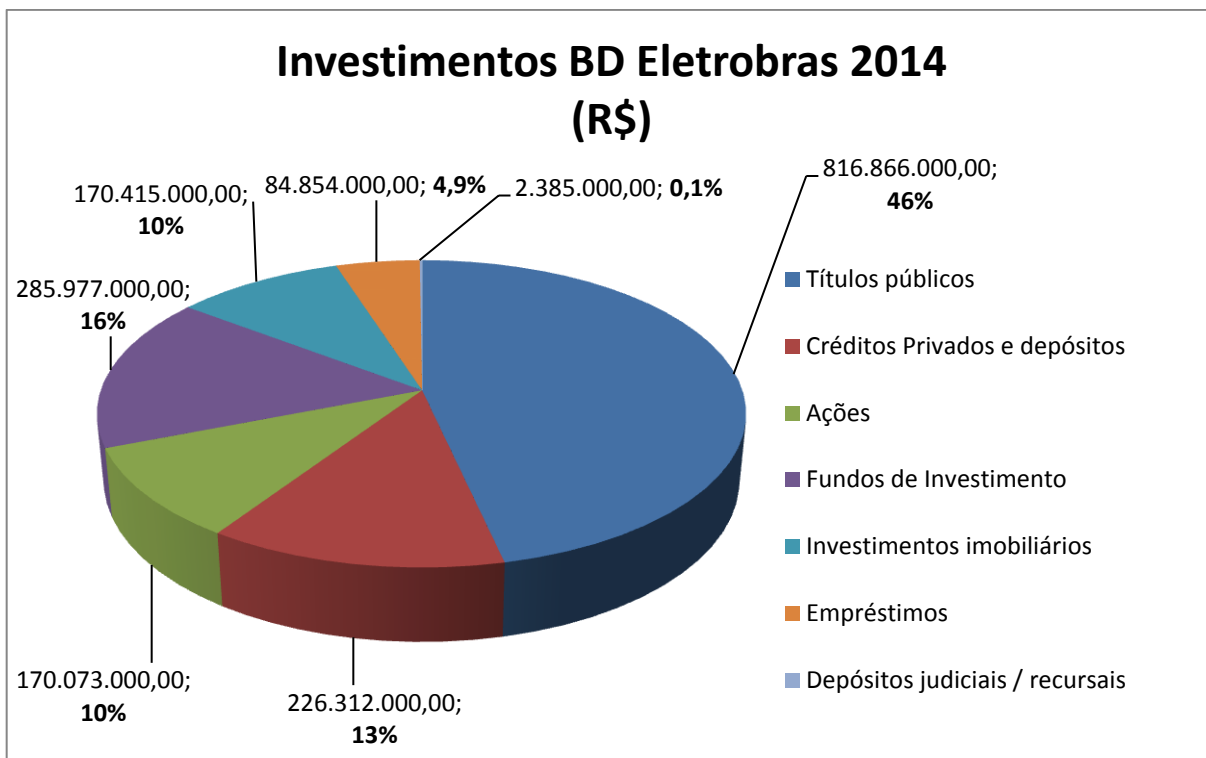
No exercício de 2014, a Eletrobras aportou, pelo regime de caixa, o total de **R\$17.408.120,82** em recursos na Eletros, referente a contribuições aos planos BD e CD e ao equacionamento do déficit do plano BD. Já os empregados aportaram **R\$17.837.909,21** para o mesmo período. Pelo regime de competência, a Eletrobras aportou **R\$17.708.101,78**. Já os empregados

aportaram **R\$18.135.270,52** para o mesmo período. Os dados foram obtidos junto à Fundação.

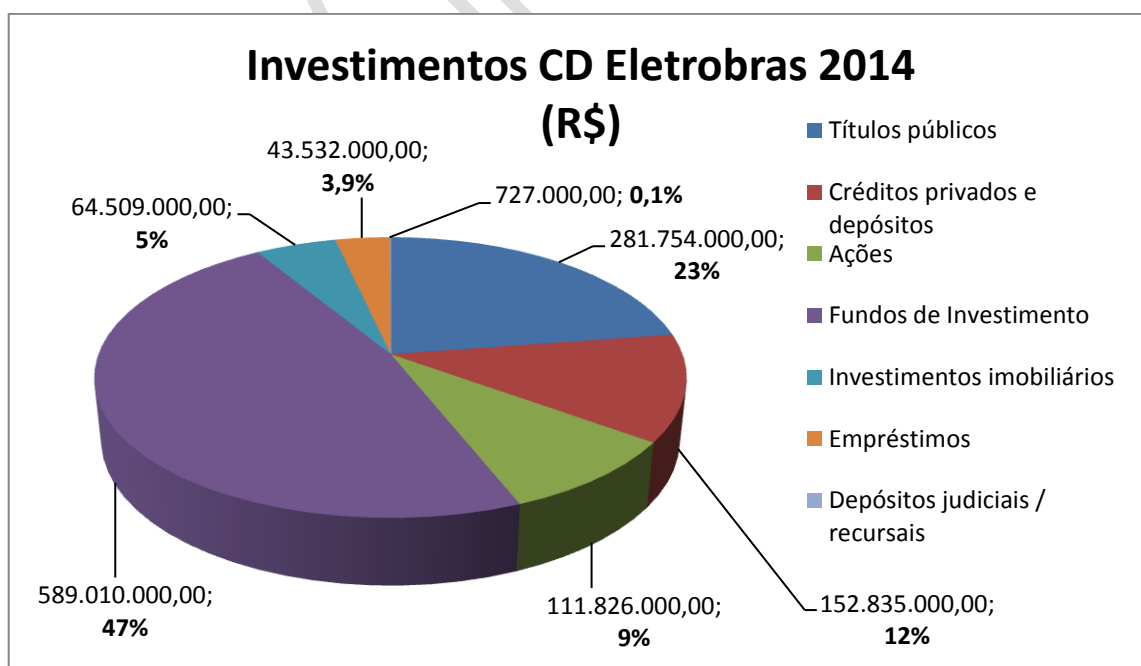
A diferença entre o valor aportado pela patrocinadora e pelos empregados, segundo a Eletros, decorre do fato de os participantes efetuarem contribuições adicionais no Plano CD sem a contrapartida da patrocinadora; do recolhimento em folha da contribuição do Desbloqueio do Plano CD Eletrobrás (desbloqueio retroativo do salário real de contribuição dos participantes inscritos no plano BD Eletrobrás que migraram para o plano CD Eletrobrás e fizeram a opção pelo desbloqueio); e dos participantes efetuarem pagamento de Jóia no Plano BD (a Jóia consiste no valor atuarialmente calculado em função do sexo, idade, remuneração e tempo de vinculação à previdência social do empregado da patrocinadora que solicitar o ingresso na Eletros).

Para consecução do trabalho, foi considerado o universo dos investimentos dos planos BD Eletrobras e CD Eletrobras publicado nas Demonstrações Contábeis, referente ao exercício de 2014. Assim, foram analisadas as seguintes modalidades de investimentos: Títulos Públicos, Créditos Privados e Depósitos, Ações, Fundos de Investimento e Investimentos Imobiliários, Empréstimos e os Depósitos judiciais/recursais, o que totalizou **R\$ R\$3.001.075.000,00**. Ressalta-se que Empréstimos e Depósitos judiciais/recursais não foram enfoque de análise nesse trabalho.

Do montante total dos investimentos, o plano BD contempla **R\$1.756.882.000,00**, o que representa **58,54%**, distribuído da seguinte forma:



Já com relação ao plano CD Eletrobras, o valor foi de **R\$1.244.193.000,00**, o que representa **41,46%** do montante total, distribuído conforme gráfico a seguir:



5.1 Código de Ética e Controles internos

A Eletros possui Código de Ética, implantado desde 31 de agosto de 2011, que dentre outros valores e princípios, dispõe sobre o conflito de interesse em seu item 3.2.2.

Com relação à gestão dos riscos internos, a entidade criou o Comitê de Gestão de Riscos e Auditoria (**CGRA**) e o Comitê Executivo para Gerenciamento de Riscos Corporativos e Compliance para o monitoramento de riscos dos investimentos da entidade. O CGRA é um Comitê de assessoramento de caráter permanente, responsável pela supervisão dos processos de controles internos e de administração de riscos, das atividades da auditoria interna e das atividades das empresas de auditoria independente da ELETROS e reporta-se ao CDE, sem prejuízo das responsabilidades e competências legais e estatutárias dos Órgãos de Administração e Fiscalização da ELETROS. Anualmente, são designados 3 membros do Conselho Deliberativo para compor o CGRA.

Já na estrutura da área de investimentos, a Eletros conta com dois níveis de comitês de assessoramento:

- de nível técnico - Comitê de Alocação de Ativos (**CAA**) e Comitê de Gestão de Carteiras (**CGC**);
- de nível executivo - Comitê Executivo de Investimentos (**CEI**).

Com relação ao gerenciamento interno dos investimentos, a Eletros dispõe da unidade organizacional Gestão de Investimentos, que, dentre outras competências, realiza a execução das operações aprovadas pelo Comitê Executivo de Investimentos, a operacionalização dos aportes financeiros nos fundos de investimentos e a análise do risco de mercado de seleção de ativos.

As atividades do CAA estão relacionadas às propostas de alocação entre os

segmentos e modalidades de investimentos, cabendo-lhes examinar e recomendar ao CEI, a quem compete a aprovação das propostas supracitadas, as quais devem estar em conformidade com a legislação, política de investimento, normas e procedimentos internos.

Já o CEI é responsável por aprovar ou solicitar a alteração de propostas recomendadas pelo CGC e CAA, e por outras atribuições relacionadas a todos os segmentos de investimentos da Eletros.

Com relação ao CGC, este comitê tem suas atividades relacionadas às propostas de seleção de ativos na gestão interna, de seleção de gestores externos, de critérios e de limites de investimento.

5.2 Políticas e Normas

Quanto aos normativos internos, a Fundação conta com normas de procedimentos que visam gerir e monitorar os seus riscos, dentre as quais as normas para: contratação de corretoras; aplicação e resgate em fundos e carteiras e gestão interna dos investimentos.

Com relação às políticas, dentre diversas outras inerentes à governança da Fundação, destacam-se: a política de investimento; Política de Compliance e a Política de Riscos de Investimentos.

6. RESULTADOS

A seguir são apresentadas as não conformidades constatadas e ainda pendentes de solução, conforme detalhado na Ata de Encerramento de 08.04.2015, Anexo I do presente Relatório, bem como as recomendações com vistas à implementação de medidas corretivas.

6.1 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 referida resolução, ainda, em seu Art. 52, item VII, § 1º, determina que os excessos verificados, em virtude da reavaliação de imóveis devem ser eliminados no prazo de 720 (setecentos e vinte) dias.

A Eletros informou que a GPRE Administradora de Recursos Ltda declinou da intenção de compra do Edifício Mario Bhering em 06 de fevereiro de 2015, devido às mudanças das perspectivas macroeconômicas ocorridas durante o período de *Due Diligence* e de regularização do imóvel. Desde então, a Eletros busca novos compradores e mantém conversa com alguns grupos.

Alerta-se que a rentabilidade do segmento de imóveis em 2014 foi de 8,26%, abaixo da meta de 10,5% estabelecida na Política de Investimentos para os planos BD e CD. Assim sendo, faz-se necessário uma ação imediata com relação a este imóvel (alienação ou locação), com objetivo de melhorar a rentabilidade deste segmento. (Item II.1 da Ata de Encerramento)

- **Recomendação**

Empreender ações com objetivo de eliminar o excesso no limite de alocação do segmento investimento em imóveis. Cabe ressaltar que esse assunto foi objeto

do item **5.1** do Relatório de Auditoria nº **22/2014**, de **24/07/2014**.

6.2 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, atualmente, 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. – banco responsável pela custódia dos títulos da Fundação - 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. Tais fatos, que trazem preocupação aos administradores e participantes da Eletros, ensejaram a recomendação do item **5.5** do relatório de auditoria nº **22/2014**, de **24/07/2014**.

A Eletros informou que foram aprovadas as contratações dos módulos Previdenciários (Cadastro, Concessão de Benefícios, Arrecadação, Perfil de Investimentos e Folha de Pagamento de Benefícios) e de Empréstimos, além da contratação para o desenvolvimento de aplicativos que permitirão manter a integração dos módulos contratados aos demais sistemas da Eletros (incluindo os módulos de Tesouraria e Contabilidade). Porém essas contratações estão em trâmite, ou seja, os contratos ainda não foram assinados. (Item II.2 da Ata de Encerramento)

- **Recomendação**

Realizar ações para concluir com êxito o processo de contratação e dar início à complexa trajetória de implantação e customização do sistema integrado, que

permitirá automatizar as atividades, mitigar os riscos financeiros e operacionais existentes e promover a integração do negócio, gerando eficiência, segurança e agregando valor a Entidade.

6.3 Matriz de avaliação de riscos e controles da área de investimentos desatualizada

O processo de gerenciamento de riscos de uma EFPC deve ser submetido a revisões regulares, alinhadas com o seu sistema de governança, para assegurar sua efetividade. Assim sendo, uma avaliação periódica dos processos de gerenciamento de riscos deve certificar que todos os aspectos de gerenciamento de riscos são revistos, pelo menos, anualmente, ou segundo critério explicitado pelo sistema de governança da Entidade. Por conseguinte, deve assegurar que os próprios riscos estão sujeitos a revisão com uma frequência apropriada de acordo com processo definido pela estratégia de gerenciamento de riscos.

Com relação à Matriz de Avaliação de Riscos e Controles da Área de Investimentos, constatou-se que o Relatório de Riscos e Controles, onde constam os Riscos Operacionais e Controles Internos identificados e avaliados, continua desatualizado, não englobando todos os riscos existentes na área de Gestão de Investimentos. Tal fato foi objeto do item **5.8** do relatório de auditoria **nº 22/2014**, de **24/07/2014**. Sobre a recomendação, a Eletros informou que as ações estão previstas para serem concluídas em maio de 2015. (Item II.3 da Ata de Encerramento)

- **Recomendação**

Atualizar a Matriz de Avaliação de Riscos e Controles da Área de Investimentos da Eletros dentro do prazo estabelecido, ou seja, até o final de maio de 2015.

6.4 Planejamento Estratégico não revisado

O Planejamento Estratégico é um instrumento macro de direcionamento dos objetivos empresariais de curto, médio e longo prazo, de onde também se orientam os administradores para gerar o orçamento para atingir as metas definidas. Assim sendo, dada a relevância do instrumento à organização, o Planejamento Estratégico deve ser permanentemente revisado de modo a adequar os planos às novas situações vividas pela empresa, pelos efeitos externos de políticas macroeconômicas que afetam a entidade, como também pelos reflexos internos decorrentes da gestão.

O Planejamento Estratégico (PE) da Eletros não foi revisado para o triênio 2015-2017. Ressalta-se que, anualmente, a Eletros tem como prática fazer a revisão de seu planejamento estratégico e assim, estabelecer as metas para o ano seguinte. (Item II.4 da Ata de Encerramento)

- **Recomendação**

Realizar a revisão do Planejamento Estratégico da Eletros para o ano triênio de 2015-2017, estabelecendo e cumprindo cronograma permanente de forma que, futuramente, sob um critério explicitado pelo sistema de governança da Entidade, o Planejamento Estratégico da Eletros passe a ser revisado previamente ao início de cada exercício.

6.5 Certificação de membros do Conselho Deliberativo pendente

Verificou-se que dois membros do Conselho Deliberativo encontram-se com as certificações em andamento (um deles iniciou gestão em setembro de 2013 e o outro, em setembro de 2014). Segundo o art. 2º da Resolução CMN Nº 4.275, de 31/10/2013, que dispõe sobre as diretrizes de aplicação dos recursos

garantidores dos planos administrados pelas entidades fechadas de previdência complementar, os administradores dos planos da EFPC e demais participantes do processo decisório dos investimentos terão **prazo de um ano** para obterem certificação por entidade de reconhecida capacidade técnica **a partir de 31 de dezembro de 2014**, a contar da data de nomeação. A necessidade de certificação técnica, ainda segundo a resolução, se aplica à maioria dos membros do Conselho Deliberativo.

Não podemos esquecer que, por imposição estatutária, o colegiado da Fundação se altera permanentemente, seja por meio do voto dos participantes, seja pela indicação de suas Patrocinadoras, ensejando uma constante oxigenação da composição do referido Colegiado e, por conseguinte, requerendo frequente atenção da gestão ao regramento legal no tocante a certificação de seus dirigentes.

No tocante aos custos das certificações, de acordo com a Resolução CNPC nº 19 de 30 de março de 2015, a Fundação Eletros é responsável pela cobertura das despesas decorrentes do processo de certificação e qualificação.

- **Recomendação**

Acompanhar o processo de certificação dos conselheiros com assento na Governança da Fundação, ora com pendência de certificação, atentando para o prazo estabelecido na Resolução CMN Nº 4.275, de 31/10/2013, de forma a evitar eventual desenquadramento regulamentar que possa ensejar prejuízo aos seus mandatos, cumulando com advertência à Entidade do órgão de fiscalização.

7. INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES

É importante destacar a situação dos planos BD e CD Eletrobras no ano de 2014, com relação às suas rentabilidades e resultados, conforme detalhado abaixo:

7.1 Rentabilidades alcançadas nos planos BD e CD abaixo das previstas nas políticas de investimento e metas atuariais

As metas de rentabilidade previstas nas Políticas de Investimento para os Planos BD e CD não foram alcançadas e ficaram abaixo das metas atuariais, conforme demonstram as tabelas a seguir:

Plano BD - Eletrobras

Ano	Rentabilidade alcançada	Rentabilidade prevista na política de investimentos	Meta Atuarial
2013	-1,24	9,20	11,24
2014	9,04	12,10	12,07

Fonte: Área de Gestão de Risco e Compliance - ELETROS

Plano CD - Eletrobras

Ano	Rentabilidade alcançada	Rentabilidade prevista na política de investimentos	Meta Atuarial
2013	3,90	9,30	9,99
2014	11,05	11,5	12,07

Fonte: Área de Gestão de Risco e Compliance - ELETROS

A Política de Investimentos da Eletros, publicada anualmente, tem como objetivo a busca pela superação das metas reais de rentabilidade dos Planos BD e CD Eletrobras, assim como a obtenção de resultado capaz de manter o equilíbrio econômico-financeiro do plano BD Eletrobras, cumulado com o aumento do valor do patrimônio dos participantes de todos os planos.

Sobre o fato, a Eletros justificou que a conjuntura econômica de 2013 surpreendeu pela alta ocorrida na curva de juros, notadamente na parte mais longa relativa aos títulos com maior duração. Informou, ainda, que a rentabilidade abaixo da esperada dos dois principais segmentos de investimentos dos planos BD e CD afetou parcialmente a meta do planejamento estratégico do período de 2014 a 2016, mas que seu posicionamento está fundamentado nas perspectivas de que as correções necessárias na política econômica podem gerar uma resposta bastante favorável dos mercados, recuperando a defasagem existente tanto na rentabilidade da renda fixa quanto, principalmente, na renda variável, conduzindo-os a resultados adequados, compatíveis com o risco assumido.

Ressalta-se que, para o ano de 2015, a rentabilidade prevista na Política de Investimentos para o Plano BD é de **12,4%** e para o Plano CD é de **12,6%**, bem superiores àquelas estabelecidas para 2014, porém não alcançadas.

7.2 Déficit técnico dos planos BD e CD no exercício de 2014

Na Demonstração do Ativo Líquido (DAL) do Plano BD Eletrobras, referente ao exercício de 2014, constatou-se *Déficit Técnico* na ordem de **R\$194.947.000,00**, conforme ilustra tabela a seguir:

PLANO DE BENEFÍCIOS BD ELETROBRÁS			
Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS			
DEMONSTRAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DAL)			
(Em milhares de reais)			
	Exercício findo em		Varição
	31.12.14	31.12.13	[%]
Ativo Líquido	1.789.599	1.804.711	(0,84)
Provisões matemáticas	1.984.546	2.008.256	(1,18)
Superavit (Déficit) Técnico	(194.947)	(203.545)	(4,22)

Fonte: Demonstrações Contábeis de 2014, Relatório dos Auditores Independentes.

Da mesma forma, na Demonstração do Ativo Líquido (DAL) do Plano CD Eletrobras, referente ao exercício de 2014, também se constatou *Déficit Técnico* na ordem de **R\$4.432.000,00**, conforme ilustra tabela a seguir:

PLANO DE BENEFÍCIOS CD ELETROBRÁS			
Administradora: FUNDAÇÃO ELETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL - ELETROS			
DEMONSTRAÇÃO DO ATIVO LÍQUIDO (DAL)			
(Em milhares de reais)			
	Exercício findo em		Variação (%)
	31.12.14	31.12.13	
Ativo Líquido	1.241.709	1.127.085	10,17
Provisões matemáticas	1.228.215	1.104.763	11,17
Fundos previdenciais	17.926	17.867	0,33
Superavit (Déficit) Técnico	(4.432)	4.455	100,00

Fonte: Demonstrações Contábeis de 2014, Relatório dos Auditores Independentes.

A Eletros informou, sobre o déficit do plano BD Eletrobrás em 2014 que o mesmo está associado ao crescimento do passivo e à rentabilidade dos investimentos, na seguinte composição: 70% refere-se ao crescimento do passivo e 30% à rentabilidade.

A Fundação optou pelo diferimento do déficit com base no artigo 28 da Resolução CGPC nº 26/2008, alterada pela Resolução CNPC nº 13/2013, a qual estabelece que em caso do déficit técnico acumulado ser igual ou inferior a dez por cento das provisões matemáticas (nesse caso, corresponde a 9,82%), a entidade tem a prerrogativa de elaborar novo plano de equacionamento no exercício posterior ao da apuração do terceiro resultado deficitário anual consecutivo. Assim sendo, a Eletros apresentou um Plano de Equacionamento de Déficit à patrocinadora Eletrobras em dezembro de 2014. Cabe à patrocinadora a implementação dos descontos e repasses a ELETROS dos valores de sua responsabilidade e de responsabilidade de seus empregados inscritos no Plano BD Eletrobrás.

Sobre o resultado negativo do Plano CD Eletrobrás no exercício de 2014, a Eletros informou que se refere à modalidade "Plano BPDS"¹ e o mesmo ocorreu devido à alteração da tábua de mortalidade geral de "AT-2000 *Basic* masculina" para "AT-2000 *Basic* segregada por sexo", conjugada ao não atingimento da meta atuarial no ano. Esse resultado representa 1,48% das provisões matemáticas dessa modalidade, não sendo necessário, portanto, equacionar o déficit do presente exercício, de acordo com a legislação vigente.

8. CONCLUSÃO

Diante do exposto neste Relatório e com base nos resultados dos testes aplicados, destacam-se como não conformidades:

- Desenquadramento passivo dos investimentos em imóveis (página 7);
- Ausência de sistema integrado entre as áreas de tesouraria, contabilidade e investimentos (página 8);
- Matriz de avaliação de riscos e controles da área de investimentos desatualizada (página 9);
- Planejamento Estratégico não revisado (página 10);
- Certificação de membros do Conselho Deliberativo pendente (página 10).

¹ 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 o CD Eletrobrás, 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.

Ao final dos trabalhos foi realizada reunião com representantes da Fundação Eletrobras de Seguridade Social – ELETROS, conforme registrado na Ata de Encerramento anexa, com vistas ao conhecimento das não conformidades encontradas.

A Superintendência de Auditoria emitirá, periodicamente, Plano de Providências no qual a ELETROS informará sobre o andamento das ações para atendimento das recomendações constantes deste Relatório.

Por determinação da Lei Complementar nº 108/2001, artigos 24 e 25, será encaminhada uma cópia deste relatório à Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC.

Rio de Janeiro, 29 de abril de 2015.

Renata C. Azeredo Tavares
Auditor

Alain Herszhorn Nudel
Auditor

De acordo.

Tomás Henrique M. de Oliveira
Gerente da Divisão de Auditoria Interna das
Empresas Eletrobras – CAIE

Marco Aurélio Orrego Costa e Silva
Gerente do Departamento de Auditoria
Interna - CAI

Anexo I - Ata de Encerramento

c.c.: Presidente da Eletrobras / CGU / PREVIC / ELETROS



CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO
SUPERINTENDÊNCIA DE AUDITORIA

RELATÓRIO DE AUDITORIA Nº 19/2015

ELETROS – FOLHA DE BENEFÍCIOS

AUDITORIA
INTERNA

JULHO/2015

CONFIDENCIAL

ATIVIDADE: ELETROS – FOLHA DE BENEFÍCIOS

1. INTRODUÇÃO

O presente trabalho de auditoria teve por objetivo verificar 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 – 2015.

2. EQUIPE

A equipe, definida na Ordem de Serviço N.º 22/2015, foi composta pelos auditores Renata Campos Azeredo e Antônio Cláudio da Silva Mendonça, sob a coordenação do gerente da Divisão de Auditoria Interna das Empresas Eletrobras, Tomás Henrique Melo de Oliveira.

3. ÁREAS ENVOLVIDAS

Fundação Eletrobras de Seguridade Social – ELETROS
Departamento de Gestão de Pessoas – DAG

4. ESCOPO

Este trabalho teve como escopo as seguintes análises:

- adequações dos processos de concessão, pagamento, pagamentos extrafolha, contabilização e elaboração da folha mensal de benefícios;
- verificação dos controles de inclusão, exclusão e alteração da folha;
- verificação dos controles internos adotados;
- adequação às normas vigentes.

5. 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 Eletrobras administra cinco planos de benefícios:

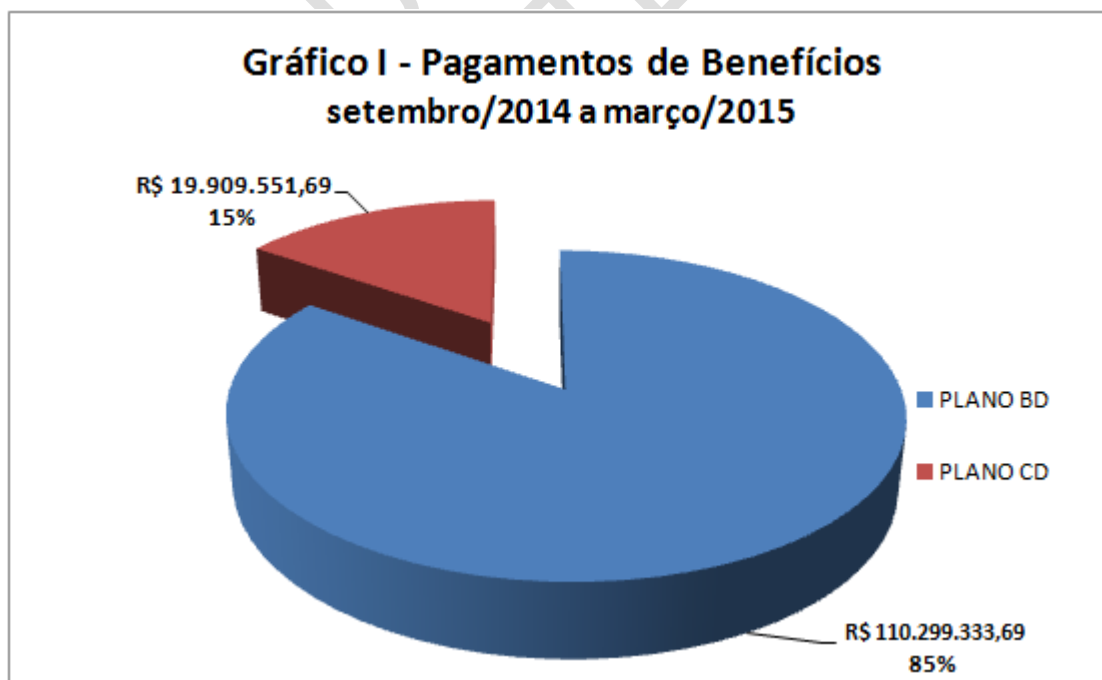
- Plano BD Eletrobras - patrocinado pela ELETROBRAS, CEPEL e ELETROS, na forma de Benefício Definido;
- Plano CD Eletrobras - patrocinado pela ELETROBRAS, CEPEL e ELETROS, na forma de Contribuição Definida;
- Plano CD ONS - patrocinado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, na forma de Contribuição 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 é respaldada pela legislação vigente, a saber: Leis Complementares n.º 108 e 109 de 29 de maio de 2005, Lei 13.135/2015, de 17 de junho de 2015 e dois convênios. Tais convênios foram firmados no sentido

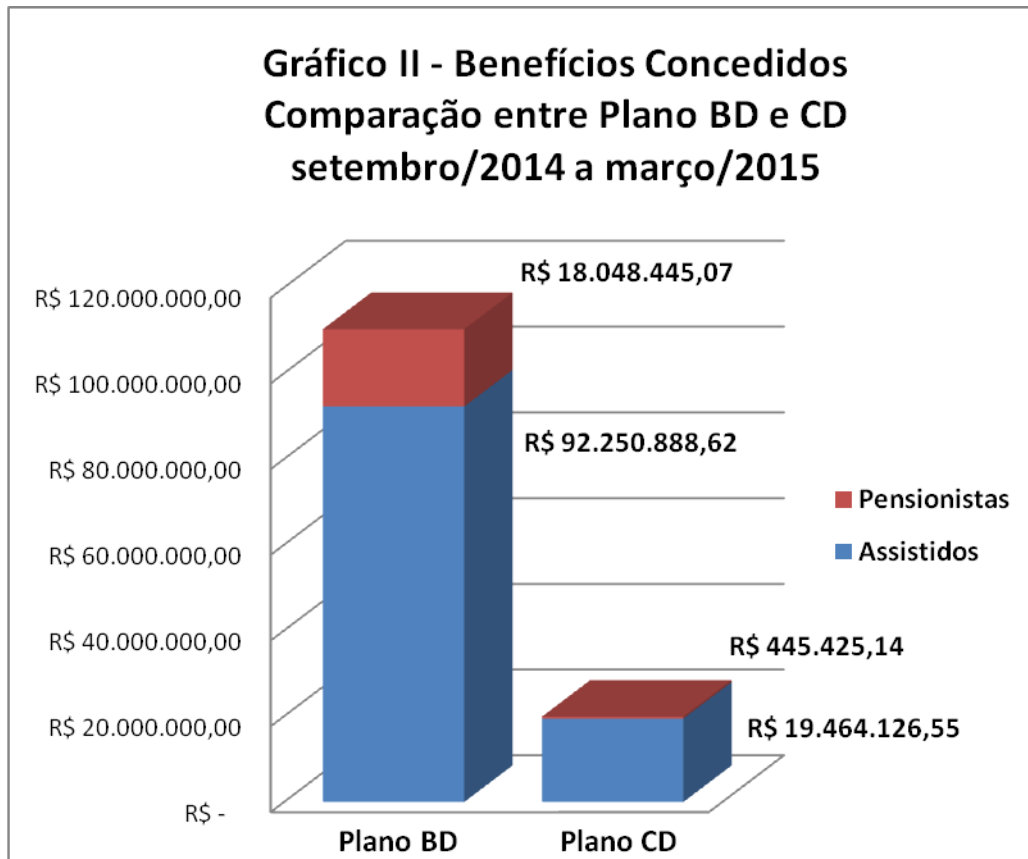
de regular as relações entre Eletrobras, Eletros e INSS, conforme quadro abaixo:

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 – 35301.004827/2006-86	Convênio celebrado entre o Instituto Nacional do Seguro Social – INSS e a Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras, com interveniência da Fundação Eletrobras de Seguridade Social – Eletros para processamento de requerimento e pagamento de benefícios previdenciários/acidentários.

O presente trabalho de auditoria teve como universo de análise os benefícios concedidos aos assistidos (aposentados) e pensionistas dos planos BD e CD Eletrobras, no período de setembro de 2014 a março de 2015, totalizando o montante de **R\$130.208.885,38**, distribuído da seguinte forma:



O gráfico abaixo apresenta uma comparação entre os planos BD e CD, com relação à distribuição dos benefícios concedidos aos assistidos e pensionistas:



A Fundação arrecadou o montante de **R\$22.361.902,97**, no período de setembro de 2014 a março de 2015, referente às contribuições dos participantes e da patrocinadora aos Planos BD e CD Eletrobras, distribuído da seguinte forma:

PLANO CD
 CONTRIBUIÇÕES ARRECADADAS NO PERÍODO DE SET/2014 A MAR/2015

PARTICIPANTE			PATROCINADORA	TOTAL R\$
Contribuição Básica	Contribuição Adicional	Contribuição Desbloqueio	Contribuição Básica	
9.317.477,54	89.345,78	147.696,69	9.317.477,54	18.871.997,55

Fonte: Eletros

PLANO BD
CONTRIBUIÇÕES ARRECADADAS NO PERÍODO DE SET/2014 A MAR/2015

PARTICIPANTE		PATROCINADORA		TOTAL R\$
Contribuição Básica	Contribuição Extraordinária	Contribuição Básica	Contribuição Extraordinária	
1.469.531,80	275.420,91	1.469.531,80	1.469.531,80	3.489.905,42

Fonte: Eletros

6. CONTROLES INTERNOS

Verificou-se que o subprocesso previdência complementar foi mapeado pelo Departamento de Gestão de Riscos e Conformidade de Controles – PGA, da Eletrobras. No exercício de 2013, foram testados 9 controles pela área de Auditoria Interna, dos quais 4 apresentaram *gap*. Já em 2014, foram testados 12 controles e todos considerados eficazes.

7. RESULTADOS

A seguir são apresentadas as não conformidades constatadas, conforme detalhado na Ata de Encerramento de 02/07/2015, Anexo I do presente Relatório, bem como as recomendações com vistas à implementação de medidas corretivas.

7.1. Inadequação do atual sistema da Eletros às normas e percentuais adotados pela Previdência Social com relação à pensão por morte

A Medida Provisória 664, de 30 de dezembro de 2014, convertida na Lei n.º 13.135, de 17 de junho de 2015, promoveu importantes alterações nos

benefícios do Regime Geral da Previdência Social e também na concessão da pensão por morte. Dentre as alterações promovidas, por exemplo, o Art. 77, §2º, estabelece 6 diferentes períodos de duração do pagamento da pensão por morte, conforme tabela abaixo:

IDADE	DURAÇÃO MÁXIMA DO BENEFÍCIO
Menos de 21 anos	3 (três) anos
Entre 21 e 26 anos	6 (seis) anos
Entre 27 e 29 anos	10 (dez) anos
Entre 30 e 40 anos	15 (quinze) anos
Entre 41 e 43 anos	20 (vinte) anos
A partir de 44 anos	vitalício

Fonte: site do INSS

O Regulamento Específico do Plano de Previdência BD Eletrobras dispõe em seu artigo 51, parágrafo segundo, que o pagamento da complementação do benefício de pensão por morte é efetuado de acordo com as normas e percentuais adotados pela Previdência Social. Assim, verificamos a necessidade da Eletros adequar seu sistema de benefícios à nova legislação da Previdência Social. A Eletros informou que um novo sistema encontra-se em fase de contratação (Item II.1 da Ata de Encerramento), e que a sua implantação seguirá o seguinte cronograma:

AÇÕES DO PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO - META 4.1. IMPLANTAR 100% DAS AÇÕES DO PLANO DIRETOR DE TI E ADEQUAR OS PROCESSOS DE NEGÓCIO E CONTROLES AO SISTEMA INTEGRADO ATÉ 2016	
AÇÕES	PRAZO FINAL
4.1.1.1. Validar especificações técnicas dos módulos do sistema	25/06/2015
4.1.1.2. Carregar dados de todos os módulos do sistema	24/07/2015
4.1.1.3. Testar as funcionalidades do sistema em base de teste - Primeira fase	19/10/2015
4.1.1.4. Testar as funcionalidades do sistema em base de teste - Segunda fase	14/12/2015
4.1.1.5. Carregar dados de todos os módulos do sistema em produção	21/01/2016

- Recomendação - Eletros:

Adequar-se às novas regras estabelecidas na Lei n.º 13.135, de 17 de junho de 2015, até que o novo sistema seja implementado, estabelecendo a rotina do controle manual de consultar o Relatório de Batimento de Créditos dos benefícios mantidos pelo INSS, além de controlar, mensalmente, as datas de término dos benefícios lançadas a serem enviados ao Cadastro Previdenciário e à Folha de Benefícios, para dar o devido encerramento da concessão da pensão por morte pelo INSS e pelo Plano BD.

7.2. Fragilidade nos processos de mitigação de riscos referentes à concessão de benefícios de pensão por morte

Nos testes de auditoria realizados na Eletros, observou-se fragilidades nos processos de mitigação de riscos associados à concessão de benefícios de caráter previdenciário, no caso, a pensão por morte. Por força do convênio firmado entre o Instituto Nacional do Seguro Social – INSS e a Eletrobras (com interveniência da Fundação), cabe a Eletros instruir o processo de requerimento do benefício de pensão por morte, dentre outras atribuições, e encaminhá-lo ao INSS para análise conclusiva. É nessa etapa de instrução do processo que identificamos a necessidade de melhoria, por parte da Fundação, no sentido de adotar ferramentas de combate a fraude e mecanismos de *compliance* com intuito de mitigar riscos de pagamentos de pensão por morte indevidos.

Em uma amostra com **7** pensionistas do plano BD, verificou-se, por exemplo, pagamentos de pensão decorrente de casamento entre assistido com idade muito avançada (86 anos) e cônjuge muito mais jovem (24 anos) sem a realização de uma análise mais cuidadosa da documentação (cadastro n.º 2667). De forma análoga, verificou-se necessidade de uma análise mais criteriosa com relação à documentação entregue pelos beneficiários para

justificar união estável (cadastro n.º 18903) e ausência de documentação comprobatória (cadastro n.º 25510). Cumpre ressaltar que numa amostra de **7** pensionistas escolhidos aleatoriamente **3** apresentaram inconformidades de alguma natureza, o que demonstra uma fragilidade preocupante tornando indispensável uma reavaliação dos processos ou mesmo revisão dos pagamentos diante de situações atípicas, afastando a possibilidade de fraude.

O convênio n.º 35301.004827/2006-86, firmado entre INSS e Eletrobras, com interveniência da Eletros, estabelece em sua Cláusula Quarta:

A Conveniente/Interveniente responderá civilmente pela veracidade dos documentos e das informações que oferecer ao INSS, bem como pelo procedimento adotado na execução dos serviços conveniados, responsabilizando-se por falhas ou erros de quaisquer naturezas que acarretem prejuízos ao INSS, ao segurado ou a ambas as partes.

Sobre o gerenciamento de riscos, a Cartilha do Participante da Previdência Complementar¹ informa que “cada fundo de pensão deve desenvolver e implantar mecanismos próprios de controles internos para melhor gerenciar os riscos inerentes às suas atividades”.

Com intuito de mitigar riscos de caráter previdenciário, a Previc publicou a Resolução CNPC n.º 17 de 30 de março de 2015, a qual dispõe sobre a contratação de seguro para planos de benefícios operados pelas entidades fechadas de previdência complementar. Assim, as entidades poderão contratar seguro para fazer frente à cobertura dos riscos de morte e invalidez e do risco de longevidade (viver mais do que o previsto nas tábuas de mortalidade). (Item II.2 da Ata de Encerramento)

- **Recomendações - Eletros:**

Reavaliar os processos de análise e ateste da documentação apresentada na

¹ Disponível em <http://www.abrapp.org.br/Documentos%20Pblicos/GuiaDoParticipante.pdf>

etapa de instrução dos processos de requerimento do benefício de pensão por morte a serem encaminhados ao INSS, zelando por sua lisura, completude e fidedignidade;

Revisar criteriosamente os pagamentos de benefícios em situações atípicas bem como desenvolver ferramentas de *compliance* que promovam a mitigação de riscos associados à concessão de benefícios de caráter previdenciário, no caso, a pensão por morte, tendo como principais objetivos a prevenção e o combate à fraude, os quais deverão constar da matriz de risco da área de benefícios da Eletros; e

Estudar a possibilidade de contratação de seguro comumente usados para planos de benefícios operados pelas entidades fechadas de previdência complementar com intuito de reduzir riscos de caráter previdenciário, conforme Resolução Previc CNPC n.º 17 de 30 de março de 2015.

7.3. Ausência de sistema integrado referente ao processo de arrecadação e pagamento de benefícios

A Eletros não possui sistema que faça a integração dos processos de arrecadação e pagamento de benefícios, conforme foi constatado no Relatório de Auditoria n.º 35/2014, de 30/10/2014. Segundo informações da área, foi aprovada a contratação prioritária dos módulos Previdenciários (Cadastro, Concessão de Benefícios, Arrecadação, Perfil de Investimentos e Folha de Pagamento de Benefícios) e Empréstimos na 267ª reunião do Conselho Deliberativo da Eletros – CDE, realizada em 06/03/2015. (Item II.4 da Ata de Encerramento)

- **Recomendação - Eletros:**

Empreender ações para que se conclua o processo de contratação do sistema

que faça a integração dos processos de arrecadação e pagamento de benefícios, com vistas a iniciar a implantação e customização que permitirá automatizar as atividades, mitigar os riscos financeiros e operacionais existentes e promover a eficiência, segurança e agregando valor a Entidade.

7.4. Matriz de Avaliação de Riscos e Controles da Área de Gestão de Arrecadação e Pagamento de Benefícios desatualizada

Constatou-se que a matriz de avaliação de riscos e controles da área de gestão de arrecadação e pagamento de benefícios encontra-se desatualizada. Tal fato foi apontado no Relatório de Auditoria n.º 35/2014, de 30/10/2014, o qual recomendou a atualização da matriz de avaliação de risco e controles com vistas a incluir todos os controles e subprocessos existentes, estabelecendo datas de elaboração e de revisão. Segundo informações da Eletros, o mapeamento dos respectivos processos e a consequente elaboração das matrizes estão com previsão de conclusão para dezembro/2015, conforme estabelecido no Planejamento Estratégico 2015/2017. (Item II.6 da Ata de Encerramento)

- **Recomendação - Eletros:**

Reitera-se atualizar a Matriz de Avaliação de Riscos e Controles da Área de Gestão de Arrecadação e Pagamento de Benefícios dentro do prazo estabelecido, ou seja, até o final de dezembro de 2015, conforme estabelece o Planejamento Estratégico 2015/2017.

7.5. Remuneração da empresa de origem sendo utilizada como base para cálculo de contribuição de benefícios previdenciários do Plano CD Eletrobras

Foi constatado que a remuneração da empresa de origem está 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, constatou-se que está sendo utilizada 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 o valor referente ao que a Patrocinadora (Eletrobras) paga aos requisitados. Tal não conformidade foi apontada no Relatório de Auditoria n.º 35/2014, de 30/10/2014.

A Auditoria Interna recomendou à Eletros que se abstenha 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. Também fez recomendações ao DAG no sentido de observar o princípio constitucional da impessoalidade e o princípio administrativo da isonomia no que tange à tomada de decisões que envolvam o cômputo do salário de contribuição para a Eletros, abstendo-se de conceder excepcionalidades que possam ser entendidas como privilégios; recomendou, ainda, que a área interaja com a Superintendência Jurídica da Eletrobras –PJ com vistas à adoção das medidas legais para saneamento das impropriedades caracterizadas.

A Eletros informou que irá tratar dessa questão no âmbito da revisão dos processos da Arrecadação e Pagamento de Benefícios, prevista para iniciar em dezembro de 2015, o que no entendimento dessa Auditoria deveria ocorrer o quanto antes.

Com relação ao DAG, a área não se manifestou até o momento do término deste trabalho. No último Plano de Providências enviado pela área, houve alteração do prazo previsto para iniciar implementação de ação, passando de 31/1/2015 para 31/5/2015. Entretanto, não há informação de quais ações

serão tomadas pela área para sanear a questão. (Item II.7 da Ata de Encerramento)

- **Recomendações - DAG:**

Reitera-se atuar junto a Superintendência Jurídica da Eletrobras –PJ com vistas à adoção das medidas legais para saneamento das impropriedades caracterizadas (remuneração da empresa de origem utilizada como base para cálculo de contribuição de benefícios previdenciários do Plano CD Eletrobras), nos cadastros números 0059816, 0059824 e 0068361, empregados requisitados da Eletrobras Distribuição Rondônia.

Revisar o processo de cálculo de contribuição de benefícios previdenciários do Plano CD Eletrobras, a fim de mitigar o risco de reincidência futura.

7.6. Necessidade de melhoria no processo de relacionamento entre Eletros e a Patrocinadora no que tange às respostas ao Sistema de Críticas

Verificou-se a necessidade de a Eletros implementar medidas com vistas a aprimorar o processo de cobrança junto a Eletrobras para sanar as críticas apresentadas pelo Sistema. Tal apontamento foi feito no Relatório de Auditoria n.º 35/2014, de 30/10/2014.

Em atendimento à recomendação da Auditoria Interna, a Eletros informou que 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 à patrocinadora para acerto da contribuição do salário, conforme o caso. Não havendo retorno em 30 dias, a cobrança é novamente realizada até que as críticas sejam sanadas.

Com relação ao DAG, a área não se manifestou até o momento do término deste trabalho. A Auditoria Interna fez recomendação ao DAG para interagir com a Eletros no sentido de sanar todas as críticas e pendências existentes no Sistema de Folha de Arrecadação dentro do prazo estabelecido, bem como regularizar as divergências cadastrais. A área estabeleceu a data de 31/1/2015 como prazo inicial para implementação da ação, o qual foi alterado para 31/5/2015. Entretanto, não há informação de quais ações serão tomadas pela área para sanear a questão. (Item II.8 da Ata de Encerramento)

- **Recomendação - DAG:**

Reitera-se interagir com a Eletros no sentido de sanar todas as críticas e pendências existentes no Sistema de Críticas da folha de arrecadação dentro do prazo estabelecido, 30 dias.

8. CONCLUSÃO

A Lei Complementar n.º 109/2001, em seu art. 18, determina a observância, por parte dos seus gestores, de critérios que preservem o equilíbrio financeiro e atuarial, como medidas aptas a nortear o plano de previdência para uma situação de solvência.

Em busca do equilíbrio, para assegurar àqueles que contrataram a entidade de previdência complementar para futura percepção dos benefícios, constituindo um processo de capitalização de reservas, os gestores fiduciários devem buscar eliminar as principais distorções do regulamento do Plano BD Eletrobras.

No âmbito das entidades fechadas de previdência complementar, havendo necessidade de alteração do regulamento do plano de custeio e/ou de benefícios, sendo estas as únicas medidas capazes de assegurar o reequilíbrio do plano, com a consequente garantia do pagamento dos benefícios previdenciários aos assistidos, deverá prevalecer o bem coletivo de longo prazo

diante do interesse individual imediato, sendo ponderada, com razoabilidade e proporcionalidade, a busca de justiça social.

Portanto, é imprescindível e urgente estudar uma forma de se alcançar o reequilíbrio econômico-financeiro e atuarial, através de medidas eficazes com vistas à garantia do pagamento dos benefícios futuros, ainda que seja necessária a alteração de regras contidas em seu regulamento e sua aplicação aos contratos em curso, conforme dispõe o art. 13, II, da Lei Complementar n.º 108/2001, analisando-se, para tanto, as regras de direito intertemporal, com o apoio da melhor doutrina, da jurisprudência de nossos tribunais superiores e de competente consultoria atuarial.

Diante do exposto neste Relatório e com base nos resultados dos testes aplicados destacam-se as seguintes não conformidades:

- Inadequação do atual sistema da Fundação Eletrobras de Seguridade Social às normas e percentuais adotados pela Previdência Social com relação à pensão por morte;
- Fragilidade nos processos de mitigação de riscos referentes à concessão de benefícios de pensão por morte, decorrente da ausência de rigorismo e análise mais criteriosa no que tange à documentação entregue pelos beneficiários e que são encaminhadas ao INSS;
- Ausência de sistema integrado referente ao processo de arrecadação e pagamento de benefícios;
- Matriz de Avaliação de Riscos e Controles da Área de Gestão de Arrecadação e Pagamento de Benefícios desatualizada;
- Remuneração da empresa de origem utilizada como base para cálculo de contribuição de benefícios previdenciários do Plano CD Eletrobras;
- Necessidade de melhoria no processo de relacionamento entre Eletros e a Patrocinadora no que tange às respostas ao Sistema de Críticas.

Ao final dos trabalhos foi realizada reunião com representantes da Fundação Eletrobras de Seguridade Social – ELETROS, conforme registrado na Ata de Encerramento anexa, com vistas ao conhecimento das não conformidades encontradas.

A Superintendência de Auditoria emitirá, periodicamente, Plano de Providências no qual Fundação Eletrobras de Seguridade Social – ELETROS informará sobre o andamento das ações para atendimento das recomendações constantes deste Relatório.

Rio de Janeiro, 3 de julho de 2015.

Renata Campos Azeredo
Auditora

Antônio Cláudio da S. Mendonça
Auditor

De acordo.

Tomás Henrique de Melo Oliveira

Gerente da Divisão de Auditoria Interna
das Empresas Eletrobras - CAIE

Marco Aurélio Orrego Costa e Silva

Gerente do Departamento de
Auditoria Interna - CAI

Anexo I - Ata de Encerramento

c.c.: Presidente da Eletrobras / DA/ Presidente da Eletros /CGU

Gestão do patrimônio imobiliário da União

a) Estrutura de controle e de gestão do patrimônio no âmbito da unidade jurisdicionada.

Tendo em vista a necessidade de se expandir a 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 n.º 1.383, de 26 de dezembro de 1974. Essa legislação 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 àquela conta como patrimônio da União em regime especial de utilização no serviço público, mais especificamente Bens da União sob Administração da Eletrobras – BUSA.

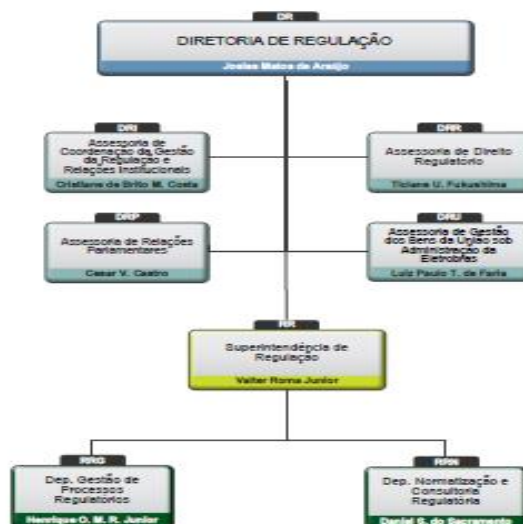
Esse mesmo diploma legal permitiu que a Eletrobras transferisse a respectiva administração dos BUSAs às suas subsidiárias e associadas. De fato, foram realizados convênios com diversas concessionárias, cujo critério se bastava na área de concessão do bem encampado de modo a facilitar sua administração pela proximidade.

Até 2008, a responsabilidade pela gestão dos BUSAs esteve a cargo de uma equipe técnica da Eletrobras, diretamente subordinada à Diretoria de Administração – DA. A partir de 19 de setembro daquele mesmo ano, foi criada a Assessoria de Gestão dos Bens da União sob Administração da Eletrobras – PGU, subordinada à Presidência da empresa. Entre suas atribuições, destacava-se a de coordenar o levantamento de todos os BUSAs existentes no país, e promover o inventário físico dos bens, possibilitando a regularização do registro físico e contábil dos BUSAs no âmbito da RGR.

Contudo, os custos envolvidos na administração dos BUSAs sempre foram uma preocupação da Eletrobras, em função de um novo direcionamento de gestão e do fato de a orientação estratégica empresarial passar a priorizar os negócios de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Em julho 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 e tendo em conta o advento da Lei n.º 12.783/2013 e seus reflexos na prestação de serviço público de energia elétrica.

A figura a seguir apresenta o organograma funcional atual da Diretoria de Regulação, responsável por promover a gestão dos BUSAs, assim como manter o controle dos ativos e passivos decorrentes desses bens.



Organograma da Diretoria de Regulação – DR

Atualmente, a Eletrobras conta com um estoque de BUSAs 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). Desses, apenas um BUSA 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 supracitado, assim como de contratos administrativos de cessão de uso de BUSAs a terceiros realizados pela Secretaria de Patrimônio da União – SPU.

A Eletrobras possui uma estrutura de controle desses bens por planilha eletrônica na área responsável pela administração dos bens da União.

Atualmente, encontra-se em teste um sistema informatizado denominado “SIGBUSA”, visando ao compartilhamento de dados financeiros e contábeis dos BUSAs, assim como à inclusão de novas funcionalidades e requisitos no sistema, aumentando suas possibilidades e facilidades para a gestão dos bens.

b) Distribuição geográfica dos imóveis da União.

Os BUSAs estão localizados em 16 estados da federação, assim distribuídos:

Estado	Quantidade de Bens
Alagoas	39
Amapá	93
Bahia	21
Ceará	16
Espirito Santo	28
Maranhão	18

Minas Gerais	78
Paraíba	57
Paraná	4
Pernambuco	75
Piauí	220
Rio Grande do Norte	14
Rio Grande do Sul	30
Rio de Janeiro	1
São Paulo	1430
Sergipe	43

A Eletrobras tem sob sua responsabilidade um único bem imóvel da União, que está localizado no município de Quevedos, RS, sendo que os demais bens estão sob a égide de convênios com as concessionárias.

c) Qualidade e completude dos registros das informações dos imóveis no Sistema de Registro dos Imóveis de Uso Especial da União – SPIUnet.

Os imóveis da União sob a administração da Eletrobras estão sob a égide do Decreto-Lei n.º 1.383/74, que é específico para o setor elétrico brasileiro. Portanto, não se aplica a esta empresa a utilização do Sistema de Gerenciamento dos Imóveis de Uso Especial da União – SPIUnet, do Governo Federal.

Adicionalmente, a SPU, no Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, informou que a Eletrobras não teria o perfil para inserir o registro dos imóveis no SPIUnet, ato que dependeria da atuação direta da própria SPU, haja vista que a Eletrobras não possui uma Unidade de Gestão – UG.

d) Informação sobre a ocorrência e os atos de formalização de cessão, para terceiros, de imóveis da União na responsabilidade da unidade, 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.

No exercício de 2015, a Eletrobras não formalizou nenhum contrato ou convênio de cessão, para terceiros, de BUSAs.

É importante registrar, contudo, que, ao longo do prazo de 24 (vinte e quatro) meses de vigência do Protocolo de Cooperação Técnica firmado entre a Eletrobras e a SPU (de 23 de agosto de 2005 a 22 de agosto de 2007), foram feitas cessões de 8 (oito) imóveis pela própria SPU, com interveniência da Eletrobras, contemplando municípios de Minas Gerais, conforme a seguir.

- Alpinópolis: Processo nº 0405.003959/2007-49 e RIP nº 4037.00004.500-5;
- Conceição de Aparecida: Processo nº 04905.003960/2007-73 e RIP nº 4341.00002.500-1;
- Guaranésia: Processo nº 04905.003961/2007-18 e RIP nº 4565.00006.500-1;
- Guaranésia: Processo nº 04905.005275/2007-81 e RIP nº 4565.00003.500-7;
- Gouveia: Processo nº 04905.005108/2007-31 e RIP nº 4551.0004.500-2;

- Monte Belo: Processo nº 04905.003963/2007-15 e RIP nº 4859.00004.500-7;
- Nova Rezende: Processo nº 04905.003965/2007-04 e RIP nº 4901.00007.500-8 e
- Nova Rezende: Processo nº 04905.005106/2007-41 e RIP nº 4901.00005.500-7.

e) Despesas de manutenção e a qualidade dos registros contábeis relativamente aos imóveis.

A segurança e a manutenção do único BUSA que está sob a administração direta da Eletrobras foi feita a partir de contratação de uma empresa de zeladoria, por meio de licitação pública, no valor de R\$ 223.173,84, pelo prazo de 30 (trinta) meses, a partir de 20 de agosto de 2015. Destaca-se que, independentemente da administração descentralizada, todos os imóveis estão devidamente cadastrados em módulo específico do Sistema Corporativo SAP.

f) Riscos relacionados à gestão dos imóveis e os controles para mitigá-los.

A Eletrobras exerce suas ações junto aos órgãos governamentais, mais especificamente a Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel e a SPU, na busca de alternativas para a solução dos BUSA. Nesse sentido, apresentamos a seguir um resumo das principais correspondências sobre BUSAs no exercício de 2015.

Correspondências à Aneel:

- CTA-DR-1604/2015, de 26 de março de 2015 – Solicita (à SFF – Aneel) a relação dos BUSAs servíveis e os respectivos valores contábeis;
- CTA-DR-1605/2015, de 26 de março de 2015 – Encaminha (à SFF – Aneel) a relação dos BUSAs que a Eletrobras considera inservíveis e solicita anuência da Aneel para a alienação;
- CTA-DRU-2163/2015, de 5 de maio de 2015 – Encaminha (à SCG – Aneel) a relação dos BUSAs que a Eletrobras considera inservíveis e solicita o “de acordo” da Aneel com a respectiva anuência para a alienação;
- CTA-DR-2231/2015, de 8 de maio de 2015 – Ratifica o teor das cartas supramencionadas e solicita o apoio da Diretoria-Geral da Aneel no sentido de dar especial atenção às solicitações feitas pela Eletrobras;
- CTA-DR-3468/2015, de 4 de agosto de 2015 – Solicita (à SCG – Aneel) anuência para a alienação da MCH Quebra Dentes; e
- CTA-DR-3895/2015, de 3 de setembro de 2015 – Ratifica a CTA-DR-2231/2015 e solicita o posicionamento da Aneel com brevidade para que a Eletrobras possa dar andamento ao processo de destinação final dos BUSAs. A Eletrobras também informa que revisou o banco de dados dos BUSAs servíveis e encaminha anexo para análise e ratificação (ou retificação) da Aneel.

Correspondência à SPU:

- CTA-DR-2260/2015, de 14 de maio de 2015 – Solicitação de auxílio para a

SPU, com vistas a regularizar os registros dos BUSAs em nome da União sem os custos com emolumentos.

Correspondência ao MME:

- CTA-DR-3909/2015, de 4 de setembro de 2015 – Informa ao MME sobre a intenção da Tractebel Energia de abandonar as instalações da UTE Alegrete.

Correspondência do MME à Aneel:

- Ofício n.º 237/2015-SPE-MME, de 7 de julho de 2015 – Responde a um questionamento feito pela Eletrobras e solicita informações à Aneel;
- Ofício n.º 437/2015-SPE-MME – Pontua os encaminhamentos definidos em reunião ocorrida em 12 de novembro de 2015 no MME, com a presença de representantes do Poder Concedente, da Aneel, da Eletrobras e da Tractebel.

Além dessas correspondências, é importante frisar a agenda de reuniões já realizadas no exercício em questão com a Aneel e a SPU nos dias 4 e 7 de maio de 2015, oportunidade em que os representantes da Eletrobras reiteraram a necessidade de ação conjunta na busca de alternativas para a solução dos atuais problemas relacionados a BUSA.

Outras reuniões realizadas sobre o tema foram as seguintes:

- em 7 de outubro de 2015, com o Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME, Dr. Altino Ventura Filho;
- em 15 de outubro de 2015, com o Secretário-Executivo do MME, Dr. Luiz Eduardo Barata;
- em 16 de outubro de 2015, com o Superintendente de Concessões e Autorizações de Geração – SCG/Aneel, Dr. Hέλvio Neves Guerra;
- em 23 de outubro de 2015, com o Superintendente de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, Sr. Antônio Araújo, da Aneel, representando o Diretor-Geral da Aneel, Dr. Romeu Rufino; e
- em 12 de novembro de 2015, com o Superintendente de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, Sr. Antônio Araújo, da Aneel, e o Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME, Dr. Altino Ventura Filho.

De posse das respostas da Aneel, a Eletrobras tomará as providências subsequentes junto à SPU.

Adicionalmente, a Eletrobras, por intermédio da DR, mais especificamente pela DRU, está em fase de reavaliação de sua estratégia para realizar as vistorias que se fazem necessárias àqueles bens considerados inservíveis para a prestação do serviço público de

energia elétrica, uma vez que os servíveis já se encontram sob a fiscalização da Aneel na conformidade da legislação vigente.

Uma vez definida a melhor estratégia, será elaborado um Plano de Ação para o seu cumprimento, com enfoque naqueles BUSAs que possam impactar o resultado da empresa nas áreas ambiental e financeira.

Ainda sobre os aspectos relacionados aos riscos na gestão dos imóveis e os controles para mitigá-los, faz-se importante salientar que está em curso na Diretoria de Regulação da Eletrobras uma proposta de regulamentação dos arts. 2º e 3º do Decreto-Lei n.º 1.383, de 26 de dezembro de 1974, quanto ao estabelecimento de critérios e diretrizes para administração de BUSAs.

Esclareça-se, ainda, que a aludida proposta de regulamentação ampara-se na prática de administração dos BUSAs executada no âmbito da Eletrobras, cujas peculiaridades já foram relatadas em reuniões realizadas no MME nos meses de setembro e outubro de 2015.

Em linhas gerais, a citada proposta de decreto de regulamentação apresenta as seguintes disposições:

- fixação das competências e responsabilidades dos agentes envolvidos no processo de administração, gestão e operacionalização dos BUSAs;
- adequação dos BUSAs ao regime atual de prestação de serviços de energia elétrica; e
- possibilidade de ressarcimento, pela RGR, à Eletrobras ante um eventual déficit entre os custos do procedimento licitatório e o valor obtido na venda dos bens inservíveis.

Gestão da tecnologia da informação

Descrição sucinta do Plano Estratégico de TI (PETI) e/ou Plano Diretor do TI (PDTI), apontando o alinhamento destes planos com a Plano Estratégico Institucional.

O atual Planejamento Estratégico da Tecnologia da Informação e Comunicação (PETIC) refere-se ao período de 2013-2017. Para formalizar a responsabilidade pela elaboração e monitoramento da execução e possíveis revisões do novo PETIC, foi criado um comitê gestor, formado pelos gerentes de cada divisão, e, eventualmente, seus substitutos. A TI buscou o alinhamento estratégico com a Diretoria de Administração (DA), à qual está subordinada, e com as estratégias corporativas, mediante o Plano Estratégico da DA, o Plano Estratégico do Sistema Eletrobras (PESE) e o Plano Diretor de Negócio e Gestão (PDGN).

A partir do PETIC, foi elaborado o Plano Executivo de Tecnologia da Informação, que define os projetos que visam atender às necessidades e objetivos estratégicos, e que permitirão que a área de Tecnologia da Informação, no período de 2015 a 2016, se estruture de forma a atender às necessidades corporativas.

Descrição das atividades do Comitê Gestor de TI, especificando sua composição, quantas reuniões ocorreram no período e quais as principais decisões tomadas.

O comitê gestor de TI é composto pelos gerentes de TI e se reúne uma vez por semana, com o objetivo de alinhar todas as ocorrências da semana anterior, tomar decisões e organizar a condução de novas necessidades. Entre as decisões mais relevantes tomadas em 2015, podem ser citadas:

- definição da janela de mudanças;
- ajustes na composição das equipes;
- aprovações relacionadas às revisões do plano executivo;
- questões relacionadas à Padronização ERP nas Empresas Eletrobras – ProERP;
- definição e acompanhamento das metas do departamento;
- definição de ações relacionadas aos controles SOX;
- decisões associadas à melhoria na gestão dos projetos;
- orçamento 2016; e
- decisões relacionadas a processos de contratação.

Descrição do plano de capacitação do pessoal de TI, especificando os treinamentos efetivamente realizados no período.

O plano de capacitação de TI é elaborado com base nas capacitações necessárias para se atender aos projetos relacionados ao planejamento e respectivos planos derivados no período em questão. Para isso, é preparada uma planilha com os treinamentos previstos para o período, ficando o controle dos treinamentos executados a cargo da área de treinamento.

Seguem os treinamentos realizados em 2015:

UCCX - Unified Contact Center Express and Unified IP IVR Deployment
Curso Green Belt Intensivo - Lean Seis Sigma
Curso Green Belt Intensivo - Lean Seis Sigma
UCCX - Unified Contact Center Express and Unified IP IVR Deployment

Scrum Gathering Rio de Janeiro 2015
20331 – Core Solutions of Microsoft SharePoint Server 2013
Workshop de Gerenciamento Ágil de Projetos

PMO Summit 2015
Gerenciamento de Programas
Gartner – Security & Risk Management Summit
1º Seminário de Gestão de Projetos das Empresas Eletrobras

Conferência Gartner Data Center, Infraestrutura e Operações de TI
TSI0945 Hitachi Managing Performance with Hitachi Tuning Manager v7
TSI1848 Hitachi Tuning Manager v7.x ADV
Core Solutions of Microsoft Exchange Server 2013
Tecnologias de Data Center – workshop
UTD Palo Alto Networks
Treinamento Symantec NetBackup
UTD Palo Alto Networks
Estrutura de Progressão Profissional para o Setor de Data Center
CICD – Implementing Cisco Collaboration Devices v1.0

SAP – Fórum 2015
E2E200 – ChaRM
Job Scheduling Management
Expert Guided Implementation for Custom Development Management Cockpit
ALM Jump Start
Change Control Management III: Change Request Management Basic Functions
GRC 300 - SAP Access Control 10.0 – Implementation and configuration
Solution Documentation
Academia SAP - FI - 2015
HR050 - Business Processes in Human Capital Management
TERP01 SAP ERP Basic and Navigation T 01
Gestão orientada a processos T 11 2015
HR 990e - Technic Tips and Tricks - T 01
HA100 SAP HANA - Introduction

SM100 - SAP Solution Manager Configuration for Operations
BMC Remedy AR System 8.0: Foundation – Part 1 (ODL)
BMC Remedy AR System 8.0: Foundation – Part 2
BMC Remedy IT Service Management 8.0: Administering - Part 1 (WBT)
BMC Remedy IT Service Management 8.0: Administering – Part 2
SM100 - SAP Solution Manager Configuration for Operations
BMC Remedy Asset Management 8.0: Using (WBT)
BMC Remedy Service Desk 8.0: Using (WBT)
BMC Remedy Change Management 8.0: Using (WBT)

BMC Remedy IT Service Management 8.0: Administering - Part 1 (WBT)
BMC Remedy IT Service Management 8.0: Administering – Part 2
10775 - Administering Microsoft SQL Server 2012 Databases
 Técnicas de Negociação
BMC Remedy AR System 8.0: Foundation - Part 1 (ODL)
BMC Remedy AR System 8.0: Foundation - Part 2
ITIL V3 SOA – Service Offerings & Agreements
 ITILFv3 - Fundamentos ITIL Versão 3
BMC Remedy AR System 8.0: Foundation - Part 1 (ODL)
BMC Remedy AR System 8.0: Foundation - Part 2
20331 - Core Solutions of Microsoft Sharepoint Server 2013
HA100 SAP HANA - Introduction
HA200 SAP HANA - Instal & Operat
MS 20331 Core Solut MS Sharepoint Ser 1
Installi and Config Windows Server 2012
Excel Dashboard T 11 2015 - manhã

Descrição de quantitativo de pessoas que compõe a força de trabalho de TI, especificando servidores/empregados efetivos da carreira de TI da unidade, servidores/empregados efetivos de outras carreiras da unidade, servidores/empregados efetivos da carreira de TI de outros órgãos/entidades, servidores/empregados efetivos de outras carreiras de outros órgãos/entidades, terceirizados e estagiários.

- 62 empregados - analista de sistemas
- 8 empregados - nível médio
- 1 requisitado - analistas de sistemas
- 2 requisitados – nível médio
- 10 estagiários •
- 27 terceiros

Descrição dos processos de gerenciamento de serviços TI implementados na unidade, com descrição da infraestrutura ou método utilizado.

Todos os processos abaixo citados utilizam a ferramenta de suporte BMC Remedy ITSM.

Processo de ITSM	Descrição
Gerenciamento de Incidentes	Garantir a satisfação dos clientes e minimizar o impacto negativo no negócio mediante o restabelecimento do serviço ao nível acordado, de forma adequada e o mais rápido possível.
Cumprimento de Requisições de Serviços	Garantir a satisfação dos clientes mediante o atendimento à requisição de serviço, de forma padronizada, eficaz e dentro do prazo acordado.
Gerenciamento de Problemas	Prevenir incidentes e solucionar problemas em caráter definitivo, visando à excelência, com o menor tempo e custo possíveis.
Gerenciamento de Mudanças	Garantir que as mudanças sejam registradas, avaliadas, priorizadas, planejadas, testadas, implantadas, documentadas e revistas de forma controlada reduzindo seus riscos e impactos, mediante procedimentos, métodos e técnicas padronizadas.
Gerenciamento do	Disponibilizar o conhecimento, facilitando o acesso à informação pelos

Conhecimento	interessados a fim de assegurar que o conhecimento seja aplicado produtivamente em benefício da organização.
Gerenciamento de Nível de Serviço	Garantir que os níveis de serviço estejam atualizados e aderentes à realidade, de forma a alinhar os recursos de TI às necessidades do negócio.
Gerenciamento do Catálogo de Serviço	Garantir que o catálogo de serviços esteja atualizado, simples, completo e acessível para os clientes.

Descrição dos projetos de TI desenvolvidos no período, destacando os resultados esperados, o alinhamento com o Planejamento Estratégico e Planejamento de TI, os valores orçados e despendidos e os prazos de conclusão.

Projeto	Resultados Esperados	OE - DAI	Conclusão
Estruturação da ferramenta de antivírus de estações de trabalho	Refinamento da camada de proteção das estações de trabalho corporativas	PI3 Garantir a segurança da informação em termos de confidencialidade, integridade e disponibilidade PI4 Aprimorar eficácia e eficiência nos processos internos.	25/11/2015
Estratégia de monitoramento de serviços de TI	Aumento da disponibilidade e qualidade dos serviços de TI e redução de custos de manutenção e suporte.	PI4 Aprimorar eficácia e eficiência nos processos internos	10/08/2015
Ciclo de melhorias do processo de incidentes	Obter um ciclo de melhorias curto, que nos permita atingir uma maior maturidade no processo de incidentes, além de melhorar o atendimento aos clientes da TI (internos e externos)	PC1 Satisfazer os clientes PI2 Prover soluções de TIC orientadas a eficiência e eficácia de negócios	01/02/2015
Implantação de melhorias no <i>System Center</i> 2012	Melhoria no gerenciamento de dispositivos.	PI4 Aprimorar eficácia e eficiência nos processos internos PA3 Disponibilizar recursos tecnológicos para atender à estratégia	30/06/2015
Execução do processo de gerenciamento de problemas	Diminuição na quantidade de incidentes Diminuição de incidentes recorrentes Prevenção de incidentes graves	PI4 Aprimorar eficácia e eficiência nos processos internos PA1 Aprimorar a capacitação do quadro de pessoal do departamento.	08/09/2015
Execução do processo de gerenciamento do nível de serviço	Garantir que os níveis de serviços acordados com os clientes sejam entregues no presente e no futuro; Definir, documentar, acordar, monitorar, medir, reportar e rever os níveis de serviços providos; Prover e melhorar o relacionamento e comunicação com o negócio e com os clientes; Monitorar e melhorar a satisfação dos clientes.	PI4 Aprimorar eficácia e eficiência nos processos internos PA1 Aprimorar a capacitação do quadro de pessoal do departamento.	07/08/2015
Aprimoramento do controle de administradores das estações de trabalho	Atender às recomendações do GT do Cotise (Comitê de TI das Empresas Eletrobras) – Segurança em estações de trabalho	PI3 Garantir a segurança da informação em termos de confidencialidade, integridade e disponibilidade;	15/08/2015
Aprimoramento de normas e procedimentos para estações de	Atender as recomendações do GT do Cotise (Comitê de TI das Empresas Eletrobras) – Segurança em estações de trabalho	PI3 Garantir a segurança da informação em termos de confidencialidade, integridade e disponibilidade;	13/10/2015

trabalho			
Metodologia para gestão do portfólio de TI	Aumentar a probabilidade de atendimento das metas estratégicas da TI; Otimização da utilização dos recursos do DAI; Facilitar o processo decisório da gerência do DAI	PC1 Satisfazer os clientes; PA3 Disponibilizar recursos tecnológicos para atender à estratégia; PI1 Consolidar práticas de governança de TIC; PI2 Prover soluções de TIC orientadas a eficiência e eficácia de negócios; e PI4 Aprimorar a eficácia e a eficiência nos processos internos	18/12/2015
Execução do serviço de <i>Fit & GAP</i> - Contrato SAP <i>MaxAttention</i>	Atendimento à diretriz empresarial de adequação do SAP ERP aos requisitos do ProERP	PA3 Disponibilizar recursos tecnológicos para atender à estratégia	24/03/2015
Atualização de versão do SAP GRC	Possibilitar atendimento a demandas de cliente; Manter o ambiente SAP GRC atualizado	PA3 Disponibilizar recursos tecnológicos para atender à estratégia	03/08/2015
Ciclo de melhorias do processo de requisição de serviço	Fluxo coerente de criação e manutenção das requisições de serviço; Leitura do processo por meio de indicadores, promovendo visibilidade e clareza quanto aos avanços e necessidades de melhoria do processo para próximos ciclos.	PI4 Aprimorar a eficácia e a eficiência nos processos internos; e PA1 Aprimorar a capacitação do quadro de pessoal do departamento.	14/08/2015

Medidas tomadas para mitigar eventual dependência tecnológica de empresas terceirizadas que prestam serviços de TI para a unidade.

Todos os projetos e atividades têm gerenciamento e participação de servidores/empregados e sempre há passagem de conhecimento, formalmente definido nos contratos.

Principais sistemas de informações

Os sistemas de informações utilizados pela Eletrobras são apresentados nas tabelas a seguir. De modo a tornar mais clara sua visualização, foram divididos por diretoria, especificando-se a unidade organizacional que os utilizam.

Diretoria de Administração

Unidade Organizacional	Nome do sistema	Objetivo	Principais funcionalidades	Responsável na área de negócio	Criticidade para a unidade	Responsável na área técnica
DAGR	PAD - Programa de Avaliação e Desenvolvimento	Acompanhar o desenvolvimento profissional dos colaboradores mediante o estabelecimento de metas e avaliação de competências individuais.	Cadastramento e acompanhamento de metas, avaliação de resultados, avaliação de competências, plano de desenvolvimento individual	Cristina Joanes	Alta	Fernanda Berla
DAOD	PRO - PROCESSOS E RESOLUÇÕES	Publicar os processos e resoluções de diretoria para consulta dos funcionários	Cadastro e consulta de processos e resoluções.	Daniel Beltran	Alta	Augusto Quintino
DACS	PSC - PROJETO SIASG/SICON - CONTRATOS	Transmitir informações dos contratos da Eletrobras para o sistema SIASG / SICON do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão e publicação de informações no portal da Eletrobras.	Cadastro e consulta de contratos, transmissão de dados para o SIASG/SICON.	Lúcio Alexandre Cruz	Alta	Fernanda Berla
DAGA	SIG - SISTEMA DE INFORMAÇÕES GERENCIAIS DE PESSOAS	Consolidar informações da gestão de pessoas das empresas Eletrobras.	Cadastro de informações de pessoal, validação de informações e relatórios dinâmicos.	Roberto Tebaldi	Alta	Jefferson Terra
DAAA	SAP - SISTEMA INTEGRADO DE GESTÃO EMPRESARIAL	Gestão de patrimônio, manutenção predial, transferência de bens moveis, remessa de bens e materiais		João Pinheiro	Alta	Rogério Marin
DAAG	SAP - SISTEMA INTEGRADO DE GESTÃO EMPRESARIAL	Administração de Viagens		Roberto Belino	Alta	Roberta Soares
DACS	SAP - SISTEMA INTEGRADO DE GESTÃO EMPRESARIAL	Administração de Compras		Lucio Alves	Alta	Rogério Marin \ Tatiana Affonso

DAGA	SAP - SISTEMA INTEGRADO DE GESTÃO EMPRESARIAL	Informações Gerenciais de RH		Roberto Tebaldi	Alta	Angelo Picanço
DAGB	SAP - SISTEMA INTEGRADO DE GESTÃO EMPRESARIAL	Administração de cadastro de pessoal, benefícios e frequência		Marcio Delgado	Alta	Fatima Tavares \ Leonardo Almeida
DAGP	SAP - SISTEMA INTEGRADO DE GESTÃO EMPRESARIAL	Administração de pagamentos (folha de pessoal)		Edivaldo Gomes	Alta	Deliane Guimarães

Diretoria de Distribuição

Unidade Organizacional	Nome do sistema	Objetivo	Principais funcionalidades	Responsável na área de negócio	Criticidade para a unidade	Responsável na área técnica
DDAE	PMD - PLANO DE METAS DAS DISTRIBUIDORAS	Gerenciar ações estratégicas para melhorar o desempenho das empresas de distribuição da Eletrobras	Cadastro de metas, ações e objetivos estratégicos, relatório de desempenho	Angela Magalhães	Alta	Anderson Carvalho
DDA	SGE - Sistema de Acompanhamento de Gestão Empresarial	Acompanhar todas as atividades das empresas federalizadas por meio de uma análise detalhada e consistente dos indicadores de mercado, econômico-financeiros, de engenharia e administrativos		Moacyr Pereira	Alta	Anderson Carvalho

Diretoria Financeira e de Relações com Investidores

Unidade Organizacional	Nome do sistema	Objetivo	Principais funcionalidades	Responsável na área de negócio	Criticidade para a unidade	Responsável na área técnica
DFIA	AFI - ACOMPANHAMENTO FINANCEIRO DE PROJETOS	Efetuar o acompanhamento financeiro de projetos financiados pela Eletrobras	Previsão de Liberações de Recurso; Emissão de Pedido de Liberação; Realização de Liberação de Recursos.	Wanderson Lopes	Alta	Anderson Carvalho
DFTC	CEC - CONTROLE DE CREDITO DO EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO	Administrar empréstimo compulsório	Acompanhar pagamentos, integrar JUD, adequar remessas, administrar saldos e definir numerários, relacionados a empréstimos compulsórios	Ernani de Freitas	Alta	Claudio Vicente
DFIC	FES - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS A RECEBER	Administrar os contratos de financiamentos concedidos pela Eletrobras	Cadastrar contratos e projetos, efetuar cálculos de valores devidos e atualizações monetárias	Marcelo Lippi	Alta	Anderson Carvalho
DFTG	FSC - SISTEMA DE GESTÃO INTEGRADA DO FUNDO SETORIAL CCC	Efetuar o acompanhamento dos valores de reembolso referentes à compra de combustível com recursos do fundo setorial CCC para usinas térmicas dos sistemas isolados	Cálculo do custo total de geração	Leonardo Dondoni	Alta	Anderson Carvalho
DFCG	SAP - SISTEMA INTEGRADO DE GESTÃO EMPRESARIAL	Contabilidade e controladoria		Andre Amaral	Alta	Rafael Pereira
DFGC	SAP - SISTEMA INTEGRADO DE GESTÃO EMPRESARIAL	Administração de contas a pagar, contas a receber, pronto pagamento e pedido de pagamento		Carol Sampaio	Alta	Sergio Barroca

DFGT	SAP - SISTEMA INTEGRADO DE GESTÃO EMPRESARIAL	Administração da tesouraria		Helena Basil	Alta	Serio Barroca
DFOC	SAP - SISTEMA INTEGRADO DE GESTÃO EMPRESARIAL	Administração de orçamento		Jose Marques	Alta	Rafael Pereira
DFOF	SAP - SISTEMA INTEGRADO DE GESTÃO EMPRESARIAL	Consolidação orçamentaria		Luiz Meirelles	Alta	Rafael Pereira
DFCT	PW.NFE - Nota Fiscal Eletrônica	Emissão de notas fiscais eletrônicas		Eduardo Ramos	Alta	Tatiana Fernandes
DFCT	PW.SATI - Sped Fiscal	Apuração de tributos para emissão para geração fiscal		Eduardo Ramos	Alta	Tatiana Fernandes
DFCT	EASY IRPJ	Calculo mensal do IRPJ		Eduardo Ramos	Alta	Tatiana Fernandes

Diretoria de Geração

Unidade Organizacional	Nome do sistema	Objetivo	Principais funcionalidades	Responsável na área de negócio	Criticidade para a unidade	Responsável na área técnica
GPTA	ATO-ANÁLISE TÉCNICO ORÇAMENTÁRIA DE PROGRAMAS LPT	Efetuar a análise técnica e orçamentária dos projetos do Programa Luz Para Todos	Cadastro de contratos e seus parâmetros, análise técnico-orçamentária do contrato	Flávia Gomes	Alta	Renato Macedo
GCC	GCT - GESTÃO DE CONTRATOS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	Gerenciar as informações dos contratos realizados entre a Eletrobras e os empreendimentos de geração de energia elétrica. Dessa forma, espera-se fornecer à Eletrobras informações atualizadas relevantes ao cumprimento das cláusulas contratuais para que providências, inclusive notificações, sejam realizadas em tempo hábil.			Alta	Anderson Carvalho
GCOE	GPO - PLANEJAMENTO MENSAL DA OPERAÇÃO DOS SISTEMAS ISOLADOS	Realizar a previsão do consumo mensal de combustível para as usinas dos sistemas isolados		Mário Rodrigues	Alta	Leonardo rocha
GPCC	LNC - ACOMPANHAMENTO DE PROJ. DO PROG. LUZ PARA TODOS	Administrar, acompanhar, importar e exportar dados de projetos, utilizando um módulo web para captura e demonstração de relatórios para as concessionárias e um módulo interno para importar, exportar e acompanhar os projetos do programa Luz Para Todos.	Cadastro de obras, fechamento de lotes de obras para inspeção física, cálculo de avação físico das obras.	Frederico Carneiro	Alta	Renato Macedo

GCEM	MER - SISTEMA DE INFORMAÇÕES DE MERCADO PARA PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO	Sistema que tem por finalidade adquirir, junto às concessionárias de energia elétrica, informações mensais e anuais sobre seus mercados de energia, armazenando essas informações, que irão subsidiar os estudos de previsão de mercado pelo período de 10 anos.	cadastro das previsões de consumo de energia	Jorge Camargo	Alta	Anderson Carvalho
GCOE	SCD-SISTEMA DE COLETA DE DADOS DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL	Efetuar a coleta de dados de consumo de combustível e geração de energia das usinas beneficiadas pela CCC.	cadastro de usinas, coleta de dados de geração e consumo de combustível.	Mário Rodrigues	Alta	Renato Macedo
GGGH	SHB - SIST.POTENCIAL HIDRELÉTRICO BRASILEIRO	Sistema para coleta de informações do potencial hidrelétrico brasileiro. Contém informações sobre aproveitamentos, custos, características físicas e energéticas, pontos cota e polinômios, características hidrológicas, séries de vazão e cronograma de desembolsos.		Marcelo Jaques	Alta	Leonardo Rocha
GGGE	SOP-SISTEMA DE ORÇAMENTAÇÃO DE PROJETOS ELÉTRICOS	Sistema de Orçamentação de Projetos Elétricos, abrangendo projetos de geração e de transmissão calcados em um Banco de Dados Orçamentários composto por composições analíticas de custo, indicadores de custos e preços de insumos. Esse banco de dados atenderá à Eletrobras e suas subsidiárias, sendo acessado via web.		Cinconeui Fernandes	Alta	Anderson Carvalho

GCCA	SAP - SISTEMA INTEGRADO DE GESTÃO EMPRESARIAL	Comercialização de energia		Mario Pires	Alta	Rogério Marin
GCCC	SAP - SISTEMA INTEGRADO DE GESTÃO EMPRESARIAL	Comercialização de energia		Flavia Francesca	Alta	Rogério Marin
GCEE	SAP - SISTEMA INTEGRADO DE GESTÃO EMPRESARIAL	Venda de serviços		Flavio Cradinot	Alta	Rogério Marin

Diretoria de Regulação

Unidade Organizacional	Nome do sistema	Objetivo	Principais funcionalidades	Responsável na área de negócio	Criticidade para a unidade	Responsável na área de técnica
RRN	SGAR - Sistema Integrado de Gestão de Assuntos Regulatórios	Integrar as várias fontes de informações regulatórias do Sistema Elétrico Brasileiro e agregar avaliações críticas da Eletrobras para apoio estratégico e tomada de decisão	6.1. Consultar documentos 12 6.2. Cadastrar Documentos 13 6.3. Visualizar PDF 14 6.4. Alterar Documentos 14 6.5. Excluir Documentos 14 6.6. Salvar Filtros 14 6.7. Alterar Filtros 15 6.8. Excluir Filtros 16 6.9. Incluir Dados Específicos de Resolução Autorizativa 16 6.10. Alterar Dados Específicos de Resolução Autorizativa 18 6.11. Excluir Dados Específicos de Resolução Autorizativa 19 6.12. Incluir Dados Específicos de Resolução Homologatória 19 6.13. Alterar Dados Específicos de Resolução Homologatória 21 6.14. Excluir Dados Específicos de Resolução Homologatória 22 6.15. Incluir Dados Específicos de leilão 22 6.16. Alterar Dados Específicos de Leilão 24 6.17. Excluir Dados Específicos de Leilão 25 6.18. Incluir Dados Específicos de Termo de Notificação 25 6.19. Alterar Dados Específicos do Termo de Notificação 27 6.20. Excluir Dados Específicos do Termo de Notificação 28 6.21. Incluir Dados Específicos de Autos de Infração 28 Integração com a Aneel por envio de Webservice (em desenvolvimento) Inclusão, alteração, exclusão e agregação de informações sobre resoluções da Aneel, Decretos do MME e Procedimentos diversos da Regulação, emissão de relatórios de acompanhamento e Boletins diários, semanais e mensais.	Valter Roma	alta	Ebenézer Curvello

DRP	SIGAP - Sistema Integrado de Gestão de Assuntos Parlamentares	Integrar as várias fontes de informações parlamentares oriundas da Câmara, Senado e MME que sejam do interesse da Eletrobras e agregar avaliações de interesse da empresa para apoio estratégico e tomada de decisão	Inclusão, alteração, exclusão e agregação de informações em registros referentes a Projetos de Lei, Medidas Provisórias em tramitação no Congresso Nacional, assim como acesso a comissões, projetos e pronunciamentos de congressistas, com a emissão de relatórios de acompanhamento e boletins diários, semanais e mensais.	Cezar Vilazante	Alta	Jefferson Terra
DRU	SIGBUSA - Sistema Integrado de Gestão do BUSA	Disponibilizar ferramenta informatizada de gestão do Patrimônio da União sob Administração da Eletrobras	Inclusão, alteração, exclusão e agregação de informações em registros referentes aos BUSA, assim como inspeções, vistorias e relacionamento com as empresas conveniadas, contando com a emissão de relatórios de acompanhamento	Luiz Paulo Terra	Alta	Renato Macedo
DRR	BLR - Banco de Legislação Regulatória	Disponibilizar consulta a documentação jurídica regulatória, jurisprudências e processos internos das empresas Eletrobras que sustentam pareceres Jurídicos regulatórios e outros.	Inclusão, alteração, exclusão e agregação de informações em registros referentes à documentação de processos jurídicos regulatórios, internos ou externos à Eletrobras, com a emissão de relatórios de acompanhamento de processos, jurisprudências, pareceres etc.	Ticiane Fukushima	Alta	Renan Souza

Diretoria de Transmissão

Unidade Organizacional	Nome do sistema	Objetivo	Principais funcionalidades	Responsável na área de negócio	Criticidade para a unidade	Responsável na área técnica
TEEG	SGT - Sistema de Gestão de Empreendimentos de Transmissão	Monitoramento dos empreendimentos de transmissão com contrato de concessão, sob o regime do PAC, em construção	Proporcionar análises gerenciais de acompanhamento físico-financeiro dos empreendimentos em construção, possibilitando a tomada de decisões para minimizar os atrasos e/ou problemas. Emissão de relatórios gerenciais	Valduiz Reis Vieira	Alta	Augusto Quintino
TPO	RIO - Rede de Informações Operativas do Sistema Eletrobras	Visualização e armazenamento em tempo real das informações operativas das empresas Eletrobras	Apresentação gerencial de todas as informações operativas da Eletrobras em tempo real, armazenamento e tratamento dessas informações e visualização das telas dos centros de operação das empresas Eletrobras	Júlio de Aguiar	Alta	Leonardo Rocha

Presidência

Unidade Organizacional	Nome do sistema	Objetivo	Principais funcionalidades	Responsável na área de negócio	Criticidade para a unidade	Responsável na área técnica
PCSI	PSA-SISTEMA DE PATROCÍNIO SÓCIO-AMBIENTAL	Gerenciar todo o processo de seleção, contratação e prestação de contas de projetos de patrocínio e responsabilidade socioambiental	Cadastro de projetos, análise e classificação dos projetos	Jorge Kreimer	Alta	Augusto Quintino
PRO	SOU - SISTEMA DE OUVIDORIA	Gerenciamento de manifestações encaminhadas para a Ouvidoria da empresa	Cadastro e resposta às manifestações	Thatiana Martins	Alta	Jefferson Terra
PGAC	SAP GRC-AC	Gestão de acesso aos sistemas SAP		Pablo Saint Just	Alta	Tania Castro

Gestão de fundos e programas

Conforme estabelecido na Lei n.º 3.890-A/61, que determinou a criação da Eletrobras, e em seu Estatuto Social, a companhia, na qualidade de sociedade de economia mista federal, foi criada com objetivo de explorar as atividades econômicas relacionadas ao setor energético, devido ao relevante interesse coletivo envolvido nessas atividades, o que envolve, inclusive, a prestação de serviços públicos.

A Eletrobras, entretanto, respaldada pelo interesse coletivo que justificou sua criação, também atua como braço do governo federal na implementação de programas setoriais e gestão de fundos setoriais que visam ao desenvolvimento e aprimoramento da política energética do país.

Programas

1) Luz para Todos

O Programa Luz Para Todos (LPT) 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.

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 de 2015, os recursos investidos no LPT totalizaram R\$ 22,85 bilhões, sendo R\$ 16,6 bilhões (73%) referentes aos recursos setoriais administrados pela Eletrobras.

Em 2015, foi liberado R\$ 0,66 bilhão com recursos da CDE. Desde 2004, já foi liberado um montante de R\$ 13,90 bilhões, com recursos da CDE e da RGR, de um total contratado de cerca de R\$ 16,6 bilhões, ou seja, 84% do total de recursos contratados.

A seguir, são apresentados os montantes de recursos contratados e liberados de 2004 a 2015, distribuídos por região:

Região	Recursos Setoriais até 31/12/2015 (R\$ milhões)					
	Contratados			Liberados		
	CDE	RGR	CDE+RGR	CDE	RGR	CDE+RGR
Norte	4.171,97	318,29	4.490,26	3.295,31	284,30	3.579,61
Nordeste	6.818,83	942,14	7.760,97	5.865,02	837,42	6.702,44
Centro-Oeste	864,24	589,77	1.454,01	746,95	526,96	1.273,91
Sudeste	858,13	1.174,51	2.032,64	737,80	942,98	1.680,78
Sul	346,24	511,90	858,14	276,59	387,26	663,85
Brasil	13.059,41	3.536,61	16.596,02	10.921,67	2.978,92	13.900,59

Em 2015, foram realizadas 57.676 ligações no âmbito do LPT, acumulando um montante de 3.258.086 ligações efetuadas desde 2004, o que corresponde a mais de 15,6 milhões de pessoas beneficiadas no meio rural brasileiro. Com relação às metas assumidas para o final de 2015, foram realizados 99% da meta global de 3.278.430 ligações, computados os compromissos dos executores com a Eletrobras e com os governos estaduais.

2) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) foi criado, em 26 de abril de 2002, pela Lei n.º 10.438, e regulamentado mediante o Decreto n.º 5.025/04, iniciando-se o processo de sua implantação em 2004.

O Proinfa tem cumprido seu objetivo de promover a diversificação da matriz energética brasileira a partir do aumento da participação de empreendimentos com base em fontes

eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) 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 Proinfa 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 Proinfa adicionou ao Sistema Interligado Nacional 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), 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 2015, a contribuição do Proinfa para o sistema em termos de volume de energia gerada foi de aproximadamente 70 milhões MWh.

Fontes	Empreendimentos em operação 2014		Empreendimentos em operação 2015	
	Empreendimentos	Potência (MW)	Empreendimentos	Potência (MW)
PCH	60	533,34	60	1.159,24
Eólica	52	1.282,52	52	1.282,52
Biomassa	19	1.159,24	19	533,34
Outras	-	-	-	-
Total	131	2.975,10	131	2.975,10

A contratação de energia de empreendimentos encerrou-se em 31 de dezembro de 2011.

Com relação ao ano de 2016, para fins de estabelecimento das quotas anuais de energia elétrica referentes às concessionárias de distribuição e de transmissão, a Resolução Homologatória 2003, de 15 de dezembro de 2015 definiu que o montante a ser rateado no ano é de 11.192.200 MWh com um custo previsto de R\$ 3,64 bilhões.

3) Programa Nacional de Conservação da Energia Elétrica

O Programa Nacional de Conservação da Energia Elétrica (Procel) é uma iniciativa do Governo Federal destinada a promover o uso eficiente da energia elétrica no país, com a Eletrobras desempenhando a função de Secretaria-Executiva. O Procel atua em todo Brasil por meio de programas setoriais nas áreas de tecnologia, educação e disseminação de informação, edificações, saneamento ambiental, gestão energética municipal, iluminação pública e indústria.

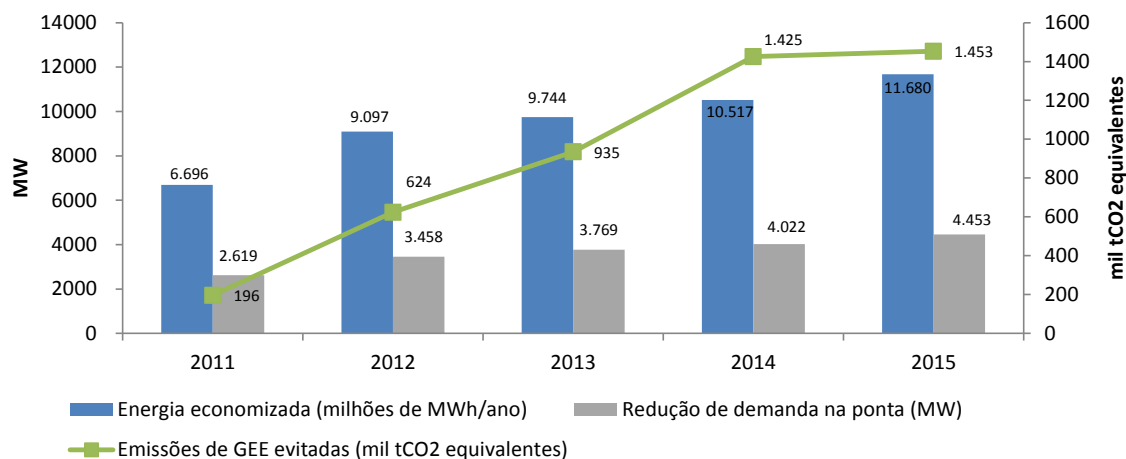
As informações acerca dos subprogramas do Procel podem ser verificadas no *website* <http://www.eletrobras.com/pci>.

Os benefícios gerados pelo programa podem ser contabilizados tanto pela economia de energia quanto pelos investimentos postergados na expansão do parque de geração de energia elétrica que se revertem em benefícios para a sociedade.

Em 2015, o Procel contribuiu, principalmente mediante o Selo Procel, para uma economia de 11,68 milhões de megawatts-hora (MWh), equivalentes ao consumo anual

de 6 milhões de residências. Evitou-se ainda a emissão de 1,453 milhão tCO2 equivalentes.

Indicador / Ano	2015	2014	2013	2012	2011
Energia economizada (milhões de MWh/ano)	11.680	10.517	9.744	9.097	6.696
Emissões de GEE evitadas (mil tCO2 equivalentes)	1.453	1.425	935	624	196
Redução de demanda na ponta (MW)	4.453	4.022	3.769	3.458	2.619



No que tange aos recursos aplicados no Procel, desde 1985, cerca de 70% dos recursos aplicados eram provenientes da RGR e 30% recursos do Fundo de Desenvolvimento Tecnológico (FDT) da Eletrobras. Com a redução dos recursos da RGR, em virtude da Lei n.º 12.783/2013, a Eletrobras passou apenas a honrar os compromissos referentes à sua parte nos convênios já assinados, por meio do FDT.

Em 2015, a Eletrobras despendeu no programa recursos próprios da ordem de R\$ 17,09 milhões.

Destacam-se em 2015:

- apoio às concessionárias de energia, no âmbito do Programa de Eficiência Energética (PEE), na implementação das metodologias “Energia que Transforma” e “Natureza da paisagem”, alcançando 51,3 mil alunos, 1,29 mil professores e 600 escolas;
- disponibilização dos episódios da série “Vida de República” – uma parceria entre Eletrobras, Procel, Fundação Roberto Marinho e Canal Futura – no Youtube, contabilizando mais de 15 mil acessos;
- aplicação de duas turmas do curso Energe – curso de conservação e uso eficiente da energia – de 140 horas-aula, na modalidade de ensino a distância (EaD), em parceria com a Universidade Federal de Itajubá, totalizando 610 alunos de 89 instituições de ensino superior de diferentes estados brasileiros;
- implementação e consolidação do Selo Procel Edificações;

- avaliação técnica do desempenho termoenergético de dois projetos protótipos, no âmbito do Programa Minha Casa Minha Vida Mais Sustentável, nos municípios do Rio de Janeiro, RJ, e de Lauro de Freitas, BA;
- publicação do relatório Desempenho Energético Operacional em Edificações – *benchmarking* de escritórios corporativos e recomendações para certificação DEO no Brasil, elaborado em parceria com o Centro Brasileiro de Construção Sustentável (CBCS) e financiado pela Embaixada Britânica, por meio do *Prosperity Fund*;
- emissão do Selo Procel Edificações, na etapa de projeto, para o Bloco “B” da Esplanada dos Ministérios, onde estão localizados os Ministérios do Meio Ambiente e da Cultura; e
- atuação no Grupo de Trabalho para Implementação da Instrução Normativa nº. 02/2014 do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão (MPOG) e no Comitê Técnico Consultivo do Projeto BRA 09/G31 – Transformação do Mercado de Eficiência Energética no Brasil, financiado pelo Fundo Global para o Meio Ambiente (GEF), executado e coordenado pelo Ministério de Meio Ambiente (MMA) e operacionalizado pelo Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD). Esse projeto priorizou recursos para a capacitação de profissionais em eficiência energética em edificações, com ênfase no setor público.

Tratamento de determinações e recomendações do TCU

a) Deliberações emitidas no exercício de 2015

Em 2015, foram recebidos 7 acórdãos com recomendações / determinações para a Eletrobras:

Acórdão n.º 88/2015-Plenário TC-012.897/2011-6	Quantidades	
	Recebidas	Atendidas
Determinações	2	2
Recomendações	5	2
Acórdão n.º 684/2015-Plenário TC-030.928/2011-7	Quantidades	
	Recebidas	Atendidas
Determinações	3	3
Recomendações	1	1
Acórdão n.º 545/2015-Plenário TC-031.396/2011-9	Quantidades	
	Recebidas	Atendidas
Determinações	-	-
Recomendações	1	1
Acórdão n.º 1181/2015-Plenário TC-009.028/2012-9	Quantidades	
	Recebidas	Atendidas
Determinações	-	-
Recomendações	1	1
Acórdão n.º 2322/2015-Plenário TC-021.932/2014-0	Quantidades	
	Recebidas	Atendidas
Determinações	-	-
Recomendações	3	3
Acórdão n.º 2994/2015-Plenário TC-008.134/2015-4	Quantidades	
	Recebidas	Atendidas
Determinações	1	1
Recomendações	-	-
Acórdão n.º 3372/2015-Plenário TC-018.367/2015-1	Quantidades	
	Recebidas	Atendidas
Determinações	1	1
Recomendações	-	-

b) Atendimento das demandas de Órgãos de Controle

O Departamento de Gestão e Atendimento aos Órgãos de Controle – CAO, subordinado à Superintendência de Auditoria, tem entre as suas atribuições:

- Administrar, no âmbito da Eletrobras, o atendimento à Controladoria-Geral União – CGU, ao Tribunal de Contas da União – TCU, no que concerne às solicitações de informações, diligências e auditorias realizadas por tais órgãos, bem como às determinações e recomendações por eles emanadas;
- Coordenar a sistematização e atualização contínua das informações que permitam manter o Conselho de Administração e o Conselho Fiscal inteirados a respeito das ações empreendidas para atendimento às solicitações, recomendações e determinações dos órgãos de controle, bem como às recomendações da Auditoria Interna.

Com essa finalidade, são realizadas no CAO as seguintes atividades:

- Recebimento e registro das demandas dos Órgãos de Controle dirigidas à Eletrobras *Holding*, bem como de todas as ações realizadas com vista ao seu atendimento;
- Montagem e atualização de pasta física para arquivo da documentação de atendimento às demandas;
- Criação e atualização de estrutura de pastas e arquivos no ambiente corporativo da Superintendência de Auditoria para abrigar informações e documentação pertinentes ao atendimento das demandas.
- Análise das demandas recebidas para identificação das áreas respondentes;
- Encaminhamento para as áreas responsáveis, estabelecendo prazos de resposta;
- Interação com as áreas responsáveis, bem como com os Órgãos de Controle, para esclarecimentos que se façam necessários;
- Acompanhamento contínuo dos prazos de atendimento;
- Análise das informações recebidas das unidades da empresa, verificando necessidades de ajustes, e elaboração das respostas aos Órgãos de Controle;
- Envio de respostas aos Órgãos de Controle;
- Elaboração mensal do Relatório de Acompanhamento de Demandas dos Órgãos de Controle, consolidando informações, no âmbito da *Holding*, e encaminhamento à alta direção;
- Disponibilização do Relatório no Portal de Governança da Eletrobras;
- Produção de sínteses trimestrais dos Relatórios.

c) Pendências relativas a recomendações e determinações feitas em Acórdãos de contas anuais

Não consta a existência de pendências relativas a atendimento a recomendações e determinações oriundas de acórdãos de contas anuais.

d) Acórdãos com determinação para informações no Relatório de Gestão

Deliberações do TCU com obrigação de informação no Relatório de Gestão				
Caracterização da determinação / recomendação do TCU				
Processo	Acórdão	Item	Comunicação Expedida	Data ciência
030.928/2011-7	684/2015-Plenário	9.1. 9.2.	Ofício nº 0240/2015-TCU/SecexEstatais	24/4/2015
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação				
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. – ELETROBRAS				
Descrição da determinação / recomendação				
<p>Determinação à Eletrobras:</p> <p>9.1.1. no prazo de 90 (noventa) dias, exija da concessionária beneficiária da linha de crédito referente ao Contrato ECF 2796/2009 a constituição de garantia nos moldes definidos no item 1.6 da Resolução Eletrobras n.º 610/1999, encaminhando, no mesmo prazo, as medidas adotadas a este Tribunal;</p> <p>9.1.2. apresente a este Tribunal, no prazo de 30 (trinta) dias, documentação comprobatória da realização de supervisão da execução e/ou relatório de inspeção física referente ao empreendimento do Contrato ECF 2878/2010, conforme art. 1º, itens 1.12 e 1.16.2 da Resolução Eletrobras n.º 610/1999;</p> <p>9.1.3. informe em seu Relatório de Gestão sobre a avaliação da operação de financiamento referente ao Contrato ECF 2867/2010, com recursos da RGR, notadamente acerca do atingimento dos marcos estabelecidos no cronograma físico-financeiro do projeto;</p> <p>Recomendações à Eletrobras:</p> <p>9.2. recomendar à Eletrobras, com fundamento no art. 250, inciso III, do Regimento Interno, que promova a inclusão, em seu sistema corporativo, de todos os procedimentos realizados entre o encaminhamento do pedido de financiamento, sua aprovação ou cancelamento e a condução do contrato de crédito, de forma que todas as áreas envolvidas, bem como a auditoria da empresa e os órgãos de controle possam identificar a situação de cada pedido ou contrato existente na empresa, garantindo transparência no processo e respeito aos princípios constitucionais da isonomia, impessoalidade e eficiência da Administração, insculpidos no caput do art. 37 da Constituição Federal</p>				
Andamento das providências				
<p>9.1.1. – A Eletrobras enviou ao TCU a Carta CA-74/2015, de 29/9/2015, complementada por e-mail em 18/11/2015, demonstrado o atendimento;</p> <p>9.1.2. – Considerada cumprida pelo Acórdão nº 2994/2015-TCU-Plenário;</p> <p>9.1.3. – As medidas adotadas estão abordadas em área específica desse Relatório de Gestão;</p> <p>9.2. – A Eletrobras enviou ao TCU a carta CA-45/2015, de 27/7/2015, com as informações pertinentes a essa recomendação.</p>				

Deliberações do TCU com obrigação de informação no Relatório de Gestão				
Caracterização da determinação / recomendação do TCU				
Processo	Acórdão	Item	Comunicação Expedida	Data ciência
009.028/2012-9	1181/2015-Plenário	9.1	Ofício nº 0325/2015-TCU/SecexEstataisRJ,	24/6/2016
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação				
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS				
Descrição da determinação / recomendação				
<p>Recomendações à Eletrobras:</p> <p>9.1 recomendar à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) que, no próximo relatório de gestão a ser encaminhado ao TCU em atenção ao art. 7º da Lei n.º 8.443/1992 e ao art. 3º da Instrução Normativa TCU n.º 63/2010, apresente um plano de ação que demonstre as providências adotadas ou a adotar com a finalidade de dar tratamento adequado às seguintes constatações do presente trabalho:</p> <p>9.1.1. ausência, no programa temático 2033 – Energia Elétrica do PPA 2012-2015, dos indicadores usualmente adotados no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e no próprio Sistema Eletrobras acerca da capacidade de transmissão (extensão das linhas em km e transformação em MVA);</p> <p>9.1.2. ausência de normas internas específicas no âmbito do Sistema Eletrobras (normas, manuais, orientações ou similares) que disciplinem ou estabeleçam, de forma unificada e centralizada, critérios, diretrizes, regras, parâmetros e metodologias a serem observadas no processo de análise, avaliação e seleção dos empreendimentos a serem objeto de investimentos em expansão de geração e transmissão;</p> <p>9.1.3. falta de evidenciação de que as decisões de investimentos em expansão de geração e transmissão (participações em leilões) são procedidas de manifestação do Comitê de Investimentos do Sistema Eletrobras (Cise), em atenção às orientações do Código das Práticas de Governança Corporativa e da Resolução Eletrobras RES-362-2010;</p> <p>9.1.4. diferenças, apontadas nos itens 7.1.2.6 e 7.1.3.4 do relatório de equipe de fiscalização e nos itens 5.3.9 e 5.3.6 de seu Anexo A, acerca dos valores dos indicadores de referência e apurados referentes aos programas de geração e transmissão do PPA 2008-2011 que constam no Sigplan;</p> <p>9.1.5. inconsistências de compatibilização do PPA 2012-2015 e dos planos de negócios do Sistema Eletrobras, no que se refere às metas de expansão da capacidade instalada de geração e transmissão, com as diretrizes e projeções constantes do PDE, em especial no que se refere à expansão da geração por térmicas e fontes alternativas, ao acréscimo em quilômetros de linhas de transmissão e à capacidade de transformação;</p> <p>9.1.6. ausência de análises detalhadas em suas peças de planejamento acerca de eventuais impactos para o alcance de suas funções empresarial e de governo previstas no Plano Estratégico do Sistema Eletrobras (Pese 2010-2020) que possam advir da diminuição de participação no mercado projetada.</p>				
Andamento das providências				
As medidas adotadas estão abordadas em área específica desse Relatório de Gestão.				

Deliberações do TCU com obrigação de informação no Relatório de Gestão				
Caracterização da determinação / recomendação do TCU				
Processo	Acórdão	Item	Comunicação Expedida	Data ciência
008.134/2015-4	2994/2015-Plenário	C	Ofício nº 0811/2015-TCU/SecexEstataisRJ	10/12/2015
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação				
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS				
Descrição da determinação / recomendação				
<p>Determinação à Eletrobras:</p> <p>c) Determinar à Centrais Elétricas Brasileiras S/A (Eletrobras) que informe, em seu próximo Relatório de Gestão, que subsidiará as suas contas ordinárias de 2015, sobre a formalização do terceiro aditamento ao Contrato ECF 2796/2009, nos termos da Resolução 489, de 8/9/2015, de sua Diretoria Executiva, nos moldes determinados no subitem 9.1.1 do Acórdão 684/2015 – Plenário;</p>				
Andamento das providências				
As medidas adotadas estão abordadas em área específica desse Relatório de Gestão.				

Deliberações do TCU com obrigação de informação no Relatório de Gestão				
Caracterização da determinação / recomendação do TCU				
Processo	Acórdão	Item	Comunicação Expedida	Data ciência
018.367/2015-1	3372/2015-Plenário	9.1	0850/2015-TCU/SecexEstataisRJ	5/1/2016
Órgão/Entidade Objeto da Determinação e/ou Recomendação				
Centrais Elétricas Brasileiras S/A. - ELETROBRAS				
Descrição da determinação / recomendação				
<p>Determinação à Eletrobras:</p> <p>9.1 com base nos arts. 241 e 242 do Regimento Interno deste Tribunal, determinar às Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobras que inclua nos próximos relatórios anuais de gestão a ser disponibilizados a este Tribunal nos termos da Instrução Normativa - TCU 63/2010, para fins de acompanhamento por este Tribunal, os três tópicos de informações descritos as seguir:</p> <p>9.1.1 aperfeiçoamento da metodologia de apuração dos custos administrativos apropriados na Conta de Comercialização de Energia da Itaipu (item 9.6.1.1 do Acórdão 88/2015-TCU-Plenário):</p> <p>Informações requeridas: detalhes acerca da gestão dos custos e despesas de natureza administrativa, operacional e tributária de que trata a alínea “d” do inciso II do art. 15 do Decreto 4.550/2002, em especial dos valores apropriados no exercício na Conta Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu, na seguinte forma:</p> <p>1) Descrição da metodologia de cálculo dos valores apropriados utilizada pela Eletrobras;</p> <p>2) Indicação dos valores apropriados no exercício;</p> <p>3) Relatório circunstanciado acerca da situação da regulamentação, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), da metodologia para o cálculo das despesas e custos, apontado se a Eletrobras incorreu no exercício em custos ou despesa que não puderam ser apropriados à Conta de Comercialização de Energia da Itaipu, com a indicação dos motivos em cada caso;</p> <p>Duração do acompanhamento: Relatórios de Gestão dos exercícios de 2015 e 2016 (a ser apresentados em 2016 e 2017)</p> <p>9.1.2 estado da cobrança ou da renegociação das dívidas da Celg D junto à Eletrobras e respectivos reflexos no saldo da Conta de Comercialização de Energia da Itaipu (item 9.6.1.3 do Acórdão 88/2015-TCU-Plenário):</p> <p>Informações requeridas:</p> <p>1) saldo inicial e final da Conta de Comercialização de Energia da Itaipu no exercício;</p> <p>2) em relação à energia produzida por Itaipu e comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) pela Eletrobras, por meio de contratos registrados no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), na seguinte forma:</p> <p>a) saldo inicial e final da dívida da Celg D junto à Eletrobras no exercício;</p> <p>b) valores comercializados pela Eletrobras com a Celg D no exercício;</p> <p>c) valores apropriados pela Eletrobras no exercício;</p> <p>d) valores pagos pela Celg D à Eletrobras no exercício;</p> <p>e) descrição circunstanciada dos fatos relevantes relacionados ao tema no exercício, com ênfase nos riscos de inadimplência da Celg D perante a Eletrobras;</p> <p>3) em relação aos Contratos ECF-3002/2012 e ECF-3004/2012:</p> <p>a) saldo inicial e final do contrato no exercício;</p> <p>b) valor total da amortização no exercício;</p> <p>c) valor dos juros e dos encargos no exercício;</p> <p>d) descrição circunstanciada dos fatos relevantes relacionados aos contratos ECF-3002/2012 e ECF-3004/2012 no exercício, com ênfase nos riscos de inadimplência da Celg D no âmbitos dos contratos;</p> <p>4) em relação ao Fundo Setorial do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa):</p> <p>a) saldo inicial e final da dívida da Celg D junto ao fundo no exercício;</p> <p>b) valores comercializados pela Eletrobras com a Celg D no exercício;</p> <p>c) valores apropriados pelo fundo no exercício;</p> <p>d) valores pagos pela Celg D ao fundo no exercício;</p> <p>e) descrição circunstanciada dos fatos relevantes associados à relação à dívida da Celg D com o Proinfa, com ênfase nos riscos de inadimplência da Celg D.</p> <p>Duração do acompanhamento: Relatórios de Gestão a partir do exercício de 2015 (a ser apresentado em 2016), até a quitação das dívidas da Celg D com a Eletrobras ou deliberação contrária deste Tribunal;</p>				
Andamento das providências				
As medidas adotadas estão abordadas em área específica desse Relatório de Gestão.				

Tratamento de recomendações da CGU

a) Recomendações emitidas no exercício de 2015

Em 2015, foram recebidos 2 Relatórios DA CGU contendo recomendações para a Eletrobras: Relatório CGU 201412711 e Relatório CGU 201503912, sendo que algumas das recomendações do 1º migraram para o 2º.

Relatório CGU 201412711:

CONSTATAÇÕES	RECOMENDAÇÕES
1.1.1.1 - Divulgação inadequada do desempenho das distribuidoras Eletrobras.	Recomendação 1: Divulgar ao público externo os resultados dos indicadores operacionais por empresa, por meio de relatórios comparativos com as metas regulatórias, no intuito de dar transparência aos atos dos gestores públicos e de oferecer à sociedade parâmetros de avaliação sobre o uso dos recursos. Atendida
1.1.1.2 - Divergências entre metas regulatórias e metas contratuais.	Recomendação 1: Apresentar as planilhas de simulação dos limites de DEC e FEC das empresas distribuidoras. Atendida
1.1.1.4 - Repasses a empresas inadimplentes sem apreciação do Conselho de Administração.	Recomendação 1: Reavaliar o item 6 do CMDE de modo a torná-lo compatível com os níveis de alçada vigentes na empresa, a partir da aprovação do PDNG 2015-2019. Em andamento

Relatório CGU 201503912:

CONSTATAÇÕES	RECOMENDAÇÕES
<p>1.1.1.2 – Divergências entre metas regulatórias e metas contratuais.</p>	<p>Recomendação 1: Apresentar justificativas técnicas da fixação dos limites de perdas, no sentido de demonstrar que a receita advinda da redução das perdas não seria suficiente para cobrir os custos associados ao seu combate, caso as distribuidoras optassem em adotar a meta regulatória.</p> <p>Em andamento</p>
<p>1.1.1.5 – Resultados econômico-financeiros de 2010 a 2013 em patamares inferiores aos apurados antes da implementação do CMDE, se observados os resultados históricos.</p>	<p>Recomendação 1: Acompanhar o comportamento dos indicadores econômico-financeiros previstos no CMDE nos exercícios de 2014 e 2015, avaliando a necessidade de implementar ações adicionais para melhoria dos resultados e convergência com as metas estipuladas pela Aneel.</p> <p>Em andamento</p> <p>Recomendação 2: Avaliar o modelo societário, de modo a reestruturar o perfil da dívida das distribuidoras e, por conseguinte, reestruturá-las dentro dos limites e obrigações regulatórios.</p> <p>Em andamento</p>
<p>1.1.1.6 – Piora na qualidade do serviço público de distribuição de energia elétrica prestado pelo grupo Eletrobras na gestão do Contrato de Metas e Desempenho Empresarial.</p>	<p>Recomendação 1: Acompanhar o comportamento dos indicadores de qualidade do serviço público de distribuição de energia no exercício de 2015, avaliando a necessidade de implementar ações adicionais para melhoria dos resultados e convergência com as metas estipuladas pela Aneel.</p> <p>Em andamento</p>
<p>1.1.1.7 – Divergência entre os resultados referentes às perdas de energia apurados no CMDE e as metas estipuladas pela Aneel.</p>	<p>Recomendação 1: Implementar ações adicionais que possibilitem uma convergência entre as perdas efetivas e as metas estipuladas pela Aneel.</p> <p>Em andamento</p>
<p>2.1.1.5 – Fragilidades na gestão da Conta de Desenvolvimento Energético e existência de saldo de R\$ 417.089.625,83 em conta bancária de titularidade do Fundo de Utilização de Bem Público.</p>	<p>Recomendação 1: Aprimorar os controles internos referentes aos custos da Conta de Desenvolvimento Energético de modo a garantir que não ocorra vantagem ou prejuízo econômico ou financeiro decorrente da gestão do fundo.</p> <p>Em andamento</p> <p>Recomendação 2 Adotar providências para definir a destinação do saldo da aplicação financeira do Fundo de Utilização do Bem Público e desativar a conta bancária, conforme determinado pela Lei n.º 10.438/2002.</p> <p>Atendida</p>

b) Atendimento das demandas da CGU

As informações referentes à estrutura e à forma de acompanhamento das demandas da CGU já foram tratadas no tópico “Tratamento de Determinações e Recomendações do TCU”.

Medidas administrativas para apuração de responsabilidade por dano ao erário

Não ocorreram casos de ilícitos administrativos que ensejaram dano ao erário.

Está em elaboração uma minuta de norma de apuração de irregularidades e atribuição de responsabilidade.

Demonstração da conformidade do cronograma de pagamentos de obrigações com o art. 5º da Lei n.º 8.666/1993

A Eletrobras observa e segue os dispositivos legais estabelecidos na Lei n.º 8.666/93 em suas contratações, cumprindo o estabelecido em seu art. 5º, não dispondo de regulamento próprio a respeito do assunto.

Estando submetido à norma geral de licitações e contratações – Lei n.º 8.666/93, o cronograma de pagamentos da Eletrobras obedece ao regulamento de condições e prazos estabelecidos no edital de contratação e, por consequência, ao disposto expressamente no contrato gerado entre as partes, em suas cláusulas específicas, de acordo com o pagamento das obrigações estabelecidas para os diferenciados recursos e fornecimentos. Dessa forma, são os contratos os instrumentos que estabelecem a cronologia das obrigações e respectivos pagamentos.

Os controles instituídos, em cumprimento ao cronograma de pagamento específico de cada contrato, são realizados por meio de gestores e fiscais nomeados para o acompanhamento e cumprimento do objeto contratado, com verificação mensal das condições de regularidades fiscais da contratada, utilização de sistemas de informática para registros e controles e a própria hierarquia das áreas envolvidas em todo o processo desde a execução dos serviços até o efetivo pagamento das obrigações.

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

No ano de 2015, não foram recuperados valores relativos à desoneração de contratos.

Informações sobre publicidade e propaganda

PUBLICIDADE	Programa / Ação orçamentária	Valores empenhados	Valores pagos
Institucional	Contrato ECE-DAC-948/213 firmado com Agência 3 Comunicação Integrada LTDA	R\$ 35.000.000,00	R\$ 30.597.126,53
	Contrato ECE-DAC-949/213 firmado com Agência Leiaute Comunicação e Propaganda LTDA		
	Contrato ECE-DAC-901/2012 firmado com Agência Escala Comunicação & Marketing LTDA para atender ao Projeto Energia +	R\$ 2.500.000,00	R\$ 593.584,07
Legal	Contrato ECE-DAC-942/2013 firmado com Empresa Brasil de Comunicação S.A.	R\$ 7.000.000,00	4.292.921,74
Mercadológica	-	-	-
Utilidade Pública	-	-	-

Em 2015, a publicidade institucional da Eletrobras teve por foco a veiculação de mensagens com o objetivo de consolidar junto ao seu público estratégico a importância da empresa para o país desde sua criação (primeiro momento da campanha) com ênfase em seus negócios, sua área de atuação e os seus significativos investimentos. No segundo momento da campanha, apresentou-se o destacado papel da Eletrobras para o desenvolvimento do Brasil nos próximos anos, **os empreendimentos em andamento e em fase de conclusão, a participação da empresa no Programa de Investimentos em Energia Elétrica do Governo Federal, além de seu compromisso com a sustentabilidade por meio do incentivo às fontes de energia alternativa.**

Além dessa Campanha Institucional – divulgada nos meios de comunicação TV Fechada, *Out of Home*, *Internet* e Revista – a Eletrobras deu continuidade à divulgação de conteúdos específicos para o público estudantil (ensinos fundamental, médio e universitário) por meio conteúdo educativo (*web series*) voltado para o aprofundamento de informações sobre 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; e
7. Furto de Energia, perdas comerciais e técnicas.

Relatórios de checagem de veiculações em 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.

Em 2015, atualizou-se o material de divulgação institucional da Eletrobras (vídeo institucional) e, em âmbito interno, desenvolveu-se e produziu-se a campanha de comunicação sobre a Política de Meio Ambiente das Empresas Eletrobras.

No âmbito do **Projeto Energia+**, veiculou-se a segunda fase da Campanha Padrão de Entrada. Desde sua primeira fase, o objetivo dessa campanha foi comunicar sobre a abertura de um período para que fossem enviadas contribuições do público-alvo aos novos padrões de entrada de energia. Após esse primeiro momento, um consultor deu início ao trabalho de padronização das três normas definidas, conforme definido em Lei. Concluída essa primeira etapa, fez-se necessário dar publicidade às novas normas à população e informar também o período de adaptação definido para que fabricantes e comerciantes se adaptassem às regras. Dessa forma, para atender a essa demanda de comunicação, foi elaborada a Campanha Padrão de Entrada 2ª Fase composta por peças informativas divulgadas nos sites das distribuidoras da Eletrobras e por anúncio em jornais de grande circulação em cada estado de atuação do Projeto Energia +.

Para o **Projeto Energia+**, ainda foram produzidas peças publicitárias para Regularização de Unidades Consumidoras, Infraestrutura de Medição Avançada (que **permitirá a comunicação gradativa de 150 mil unidades consumidoras, bem como a automação de outros processos relacionados à medição, notadamente a automação dos equipamentos de rede**) e para a campanha de recadastramento dos consumidores nos estados onde as distribuidoras da Eletrobras têm atuação.

Outras informações relevantes

1) Determinação exarada no Acórdão n.º 684/2015 – TCU – Plenário

O contrato ECF-2867/2010, celebrado entre a Eletrobras *holding* e a Eletrobras Distribuição Alagoas – Ceal, teve seu crédito encerrado em 31 de março de 2014. A apuração final de contas do contrato evidenciou uma comprovação financeira de 100% e física de 74,93%, tendo sido liberados recursos que totalizaram R\$ 22 milhões, 69,29% do valor do contrato.

2) Recomendações exaradas no Acórdão n.º 1181/2015 – TCU – Plenário

Com relação ao item 9.1.1, sobre a ausência, no programa temático 2033 – Energia Elétrica do PPA 2012-2015, dos indicadores usualmente adotados no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e nas próprias empresas Eletrobras acerca da capacidade de transmissão (extensão das linhas em km e transformação em MVA, informa-se que, nos objetivos 36 e 37 do programa 2033 (Energia) do PPA 2012/2015, já constam como indicadores **extensão de linhas de transmissão** e **implantação de MVA**, conforme o quadro a seguir.

Nº do objetivo	Objetivo	Meta	Unidade
36	Expandir o Sistema Interligado Nacional (SIN), para o pleno atendimento ao mercado, visando à interação dos novos empreendimentos de geração de energia elétrica e à extensão a todas as capitais brasileiras.	Implantar 17.650 Km de novas linhas de transmissão	km
		Implantar 22.000 MVA em novas subestações de transformação para elevar a capacidade de atendimento ao mercado de energia elétrica pelo Sistema Interligado Nacional.	MVA
37	Implementar os reforços e as melhorias necessárias às instalações de geração e transmissão, adequando-as às necessidades de atendimento ao mercado, conforme planejamento da expansão e da operação do sistema.	Adicionar 600 MW de capacidade de geração nas usinas existentes no Sistema Interligado Nacional.	MW
		Revitalizar/Recapacitar 2.400 km de linhas de transmissão existentes no Sistema Interligado Nacional.	km
		Adicionar 5.100 MVA de capacidade de transformação às subestações existentes no Sistema Interligado Nacional	MVA

A Eletrobras poderá sugerir ao Ministério de Minas e Energia que mantenha esses indicadores na atualização do PPA 2016/2019.

Sobre o item 9.1.2, acerca da ausência de normas internas específicas no âmbito das empresas Eletrobras (normas, manuais, orientações ou similares) que disciplinem ou estabeleçam, de forma unificada e centralizada, critérios, diretrizes, regras, parâmetros e metodologias a serem observadas no processo de análise, avaliação e seleção dos empreendimentos a serem objeto de investimentos em expansão de geração e transmissão, informa-se que a Diretoria Executiva da Eletrobras, no intuito de atender às Diretrizes Estratégicas do seu Plano Diretor de Negócios e Gestão – PDNG 2015-2019, vem realizando desde 2015 uma série de iniciativas integradas com o objetivo de fortalecer a gestão dos investimentos em expansão de geração e transmissão de energia elétrica, a saber:

- i. aprovação da primeira versão do Manual de SPE, com o objetivo de colaborar com o aprimoramento dos modelos de governança e gestão para as empresas Eletrobras que possuem SPEs, por meio da proposição de práticas que fortaleçam o desenvolvimento de novos negócios e a gestão das participações em SPEs;
- ii. revitalização do Comitê de Investimentos do Sistema Eletrobras – CISE, com o objetivo de fornecer avaliações prévias em relação aos investimentos em projetos corporativos e em sociedades, em concessões prorrogadas, assim como a aquisição de participações acionárias e desinvestimentos, referentes aos negócios de geração, transmissão e distribuição das empresas Eletrobras;
- iii. revisão do Manual de *Compliance* referente às leis anticorrupção, parte integrante do Programa de *Compliance* das Empresas Eletrobras – Adequação ao Decreto n.º 8.420/2015 e outros ajustes; e
- iv. aprovação da Política de Representantes em SPEs, com o objetivo de estabelecer princípios e diretrizes para seleção, indicação, avaliação e capacitação para atuação de representantes em órgãos de governança em SPEs, nas quais participam em seu capital social, de forma majoritária ou minoritária, visando à defesa dos interesses dos acionistas.

A constatação 9.1.3 trata da falta de evidenciação de que as decisões de investimentos em expansão de geração e transmissão (participações em leilões) são precedidas de manifestação do CISE, em atenção às orientações do Código das Práticas de Governança Corporativa e da Resolução Eletrobras RES-362-2010.

Em 22 de junho de 2015, a Diretoria Executiva da Eletrobras aprovou a Resolução n.º 340, que autorizou a revitalização do CISE. Esse comitê, conforme seu regimento interno, tem por objetivo fornecer avaliações prévias em relação aos investimentos em projetos corporativos e em sociedades, concessões prorrogadas e aquisição de participações acionárias e desinvestimentos, referentes aos negócios de geração, transmissão e distribuição das empresas Eletrobras.

Desde julho de 2015, a Diretoria Executiva da Eletrobras tem se subsidiado nas informações fornecidas pelo CISE para a tomada de decisões relacionadas a investimentos em expansão de geração e transmissão de energia elétrica.

Com relação à constatação 9.1.4, sobre as diferenças acerca dos valores dos indicadores de referência e apurados referentes aos programas de geração e transmissão do PPA 2008-2011 que constam no Sigplan, temos as seguintes considerações a fazer no que diz respeito às variações nos valores dos indicadores, apontadas no Relatório de Levantamento elaborado pela equipe de fiscalização:

a) Foi constatada a existência de significativas variações nos valores dos indicadores dos programas relacionados à expansão da geração 2008-2011 presentes na Tabela 27 do Anexo “A” do Relatório de Levantamento. A observação no rodapé da tabela informa que esses indicadores, apurados no período de 2008 a 2011, têm como fonte de dados o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. Portanto, há de se considerar que os índices apurados apresentados pelo CMSE incluem não só as empresas Eletrobras, mas também todo o setor elétrico brasileiro.

Os valores da tabela, que constam da coluna “Índice previsto para o final do PPA (2011)”, foram obtidos do Anexo I da Lei n.º 11.653/2008 e englobam não apenas as empresas Eletrobras, mas também todo o sistema elétrico.

Dessa forma, os índices apurados, presentes na tabela 27, dizem respeito ao setor elétrico como um todo e o seu lançamento no Sigplan é de responsabilidade do MME que é o órgão responsável pelo monitoramento da expansão do sistema elétrico brasileiro.

b) Foi constatada também a existência de significativas variações nos valores dos indicadores dos programas relacionados à expansão da transmissão 2008-2011 presentes na Tabela 31 do Anexo “A” do Relatório de Levantamento. A observação no rodapé da tabela informa que esses indicadores, apurados no período de 2008 a 2011, à semelhança dos de geração, têm como fonte de dados o CMSE e incluem não só as empresas Eletrobras, como todo o sistema elétrico brasileiro.

Da mesma forma, os valores da tabela que constam da coluna “Índice previsto para o final do PPA (2011)”, foram obtidos do Anexo I da Lei n.º 11.653/2008 e englobam não apenas as empresas Eletrobras, mas também todo o sistema elétrico.

Portanto, os índices apurados, presentes na tabela 31, se referem ao setor elétrico como um todo e o lançamento deles no Sigplan é de responsabilidade do MME, que é o órgão responsável pelo monitoramento da expansão do sistema elétrico brasileiro.

Sobre a constatação 9.1.5, que aborda as inconsistências de compatibilização do PPA 2012-2015 e dos planos de negócios das empresas Eletrobras, no que se refere às metas de expansão da capacidade instalada de geração e transmissão, com as diretrizes e projeções constantes do PDE, em especial no que se refere à expansão da geração por térmicas e fontes alternativas, ao acréscimo em quilômetros de linhas de transmissão e à capacidade de transformação, algumas considerações merecem ser feitas com relação às variações nos valores dos indicadores, apontadas no Relatório de Levantamento elaborado pela equipe de fiscalização.

De fato existem variações expressivas nos valores dos indicadores dos programas relacionados à expansão da geração e de transmissão no período 2008-2011

demonstrados nas tabelas 27 e 31 do Anexo “A” do Relatório de Levantamento elaborado pelo TCU.

Porém, vale destacar a observação no rodapé das tabelas, na qual é informado que esses indicadores, apurados no período de 2008 a 2011, têm como fonte de dados o CMSE do MME. Desse modo, há de se considerar que os índices apurados apresentados incluem não só as empresas Eletrobras, mas também todo o setor elétrico brasileiro.

Ressalta-se que os valores apresentados na coluna “Índice previsto para o final do PPA (2011)”, exibidos nas tabelas anteriormente mencionadas foram extraídos do Anexo I da Lei n.º 11.653/2008, que englobam não apenas as empresas Eletrobras, mas também todo o setor elétrico brasileiro.

Portanto, os índices apurados, demonstrados nas referidas tabelas 27 e 31, referem-se ao setor elétrico como um todo, e o lançamento no Sigplan estava sob a responsabilidade do MME, por ser este o responsável pelo monitoramento da expansão do sistema elétrico brasileiro.

Por oportuno, cabe esclarecer também que os valores da coluna “Índice previsto para o final do PPA (2011)” devem ser comparados com o somatório dos índices apurados, anualmente, no período de 2008 a 2011 e não apenas com os da coluna “Índice apurado em 2011”, como mencionado no item 5.2.9 do Anexo “A” do Relatório de Levantamento.

Destaca-se que nos últimos anos a Eletrobras investiu no desenvolvimento de um simulador para projetar os resultados econômico-financeiros e as metas de expansão nos segmentos de geração e de transmissão de energia. A expectativa da empresa é de que, com essa ferramenta, e também com investimentos na formação das equipes envolvidas nos trabalhos de planejamento e elaboração do PPA do sistema, inconformidades entre o PDNG (Plano Diretor de Negócios e de Gestão), com o PDE (Plano Decenal de Expansão) e o PPA (Plano Plurianual) não se repetirão nos próximos ciclos de planejamento.

Com relação à Constatação 9.1.6, sobre a ausência de análises detalhadas em suas peças de planejamento acerca de eventuais impactos para o alcance de suas funções empresarial e de governo previstas no Plano Estratégico do Sistema Eletrobras (PESE 2010-2020) que possam advir da diminuição de participação no mercado projetada, informa-se o PESE foi revisitado, resultando na elaboração do Plano Estratégico das Empresas Eletrobras 2015-2030, aprovado pelo Conselho de Administração da companhia em 26 de novembro de 2014.

No processo de elaboração desse plano, foram avaliados diversos cenários, as atratividades dos negócios no mercado de energia, as potencialidades existentes nas empresas Eletrobras e as aspirações dos diversos acionistas da empresa. Foram elaboradas, ainda, projeções para apoiar as decisões quanto ao portfólio de negócios, a revisão da Identidade Empresarial (Missão, Visão e Valores) e o estabelecimento de Diretrizes, Objetivos e Estratégias para o período 2015-2030. O plano estabelece, ainda, indicadores vinculados aos Objetivos Estratégicos com a finalidade de medir o alcance dos resultados esperados e da proposta de valor para os públicos de interesse da Eletrobras: Acionistas, Empregados, Clientes, Fornecedores, Governo e Sociedade.

Adicionalmente, a Eletrobras concluiu a configuração do módulo SAP-SEM-BSC, em seu Sistema de Gestão Empresarial SAP, e tem a pretensão de iniciar, ainda em 2016, o monitoramento do alcance de seus objetivos estratégicos por meio de seus indicadores vinculados.

3) Determinação exarada no Acórdão n.º 2294/2015 – TCU – Plenário

Informamos que foi celebrado o aditivo ao Contrato n.º ECF-2796/2009, sob a numeração ECF-2796-C/2015, nos termos da Resolução n.º 489/2015, tendo sido devidamente registrado no 4º Registro de Títulos e Documentos da cidade do Rio de Janeiro.

4) Determinações exaradas no Acórdão n.º 3372/2015 – TCU – Plenário

Com relação ao item 9.1.1, sobre o aperfeiçoamento da metodologia de apuração dos custos administrativos apropriados na Conta de Comercialização de Energia da Itaipu, informa-se o que se segue.

1. Descrição da metodologia de cálculo dos valores apropriados utilizada pela Eletrobras.

Cumprе esclarecer que a metodologia utilizada pela Eletrobras para a mensuração dos custos e despesas administrativas associadas à Conta de Comercialização de Energia da Itaipu Binacional considera os aspectos atinentes da ferramenta *Cross Application Time Sheet* (CATS). Tal ferramenta encontra-se disponível no bojo de subsistemas e/ou módulos do sistema de gestão empresarial (ERP – SAP) utilizado pela Eletrobras, e considera, em seu aspecto mais preponderante, a coleta e determinação dos custos e despesas por meio do apontamento de horas despendidas pelos participantes da Atividade de Comercialização de Energia da Itaipu.

Tais custos e despesas apropriadas via CATS possuem, naturalmente, características de gastos indiretos, para os quais devem ser estabelecidos critérios de rateio consistentes visando à definição das parcelas atribuíveis, como, por exemplo, a Conta de Comercialização de Energia de Itaipu. Dentre as despesas indiretas, podemos citar os gastos com pessoal, as despesas administrativas com aluguel, telefonia, material e outras.

De forma mais específica, a ferramenta CATS permite que a Eletrobras estabeleça um percentual de participação de uma determinada área na atividade de comercialização de Itaipu, o qual, como já mencionado, considera as horas atribuídas pelos participantes no sistema SAP em contraposição às horas totais pertinentes a cada área participante da atividade. Esse percentual, de maneira geral, é atribuído aos custos e despesas indiretos previamente estabelecidos pela companhia. Adicionalmente, no que diz respeito aos gastos com pessoal, a ferramenta CATS permite o estabelecimento da denominada “tarifa média”, que representa a razão do custo de pessoal de determinada área pela quantidade total

de horas dessa área. A referida tarifa média por área é utilizada juntamente com o total de horas despendidas na atividade de comercialização de Itaipu a fim de se determinar o efetivo custo de pessoal das áreas participantes da atividade.

Por outro lado, os custos diretos são contabilizados, em sua grande maioria, em contas contábeis específicas e individuais, incluindo-se as despesas de natureza tributária. Para aqueles custos que eventualmente não disponham de conta contábil própria, porém, os quais sejam de identificação e alocação direta, a Eletrobras utiliza-se de ferramentas de coleta de custos denominadas “Ordens Internas (OI)”. Essas OIs tem por finalidade segregar a parcela atribuível à determinada atividade ou processo permitindo, portanto, a mensuração do custo equivalente de determinada área.

2. Indicação dos valores apropriados no exercício.

No que diz respeito aos valores apropriados no exercício de 2015, informamos que o montante apurado a título de custos administrativos da Conta de Comercialização de Energia de Itaipu foi de R\$ 2.910.080,16 (dois milhões, novecentos e dez mil, oitenta reais e dezesseis centavos).

Todavia, ressaltamos que os valores praticados pela Eletrobras foram determinados pela Aneel em seu Relatório de Fiscalização n.º 084/2011-SFF, de 27 de junho de 2011 (Determinação D5). Nesse documento, a referida agência estabelece o valor de R\$ 242.506,68 como limite máximo mensal dos custos a serem apropriados à Conta de Comercialização de Itaipu, e que tal quantia deve ser mantida até a aprovação da nova metodologia por esse órgão de fiscalização. Nesse aspecto, destacamos que a nova metodologia encontra-se disponível para uso desde o dia 26 de agosto de 2015, tendo essa informação sido comunicada à Aneel em 22 de setembro de 2016 por meio da correspondência CTA-DF-4115/2015.

Ademais, considerando que a última fiscalização realizada pela Aneel referiu-se ao período analisado compreendido entre janeiro de 2012 e setembro de 2014, e que as fiscalizações programadas para serem realizadas no exercício de 2015 necessitaram ser canceladas pelo citado órgão, cumpre agora à Eletrobras aguardar nova fiscalização a fim de apresentar a metodologia desenvolvida para apuração dos custos administrativos da Conta de Comercialização de Energia da Itaipu.

3. Relatório circunstanciado acerca da situação da regulamentação, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), da metodologia para cálculo das despesas e custos, apontando se a Eletrobras incorreu no exercício em custos e despesas que não puderam ser apropriados à Conta de Comercialização de Energia da Itaipu, com indicação dos motivos de cada caso.

Conforme mencionado no item 2, devido à ausência de fiscalização recente pela Aneel, a Eletrobras ainda não logrou êxito na apresentação da nova metodologia de cálculo das despesas e custos, de modo que permanece considerando, para

fins de apropriação e ressarcimento dos custos administrativos, o valor mensal estabelecido por aquela agência.

Com relação ao item 9.1.2, no qual é solicitado o estado da cobrança ou da renegociação das dívidas da Celg D junto à Eletrobras e respectivos reflexos no saldo da Conta de Comercialização de Energia da Itaipu, informa-se o que se segue.

1. Saldo inicial e final da Conta de Comercialização de Energia da Itaipu no exercício:

Saldo Inicial: (R\$ 2.355.127.438,69)

Saldo Final: (R\$ 211.622.013,36)

O demonstrativo da Conta de Comercialização de Energia da Itaipu, no exercício de 2015, foi enviado pela Eletrobras à Aneel, por meio da Carta CTA-DFG-1376/2016.

2. Em relação à energia produzida por Itaipu e comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) pela Eletrobras, por meio de contratos registrados no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), na seguinte forma:

a) saldo inicial e final da dívida da Celg D junto à Eletrobras no exercício

Saldo Inicial da dívida da Celg D junto a Itaipu em 01/01/2015: -----
Saldo Inicial da dívida da Celg D junto à Itaipu em 31/12/2015: USD 5.403.655,80

OBS: Conforme demonstrativo extraído do SAP-ERP da dívida da Celg D perante as faturas do Repasse da Energia de Itaipu no final do exercício de 2015, uma vez que no início do exercício não constavam débitos em aberto.

b) valores comercializados pela Eletrobras com a Celg D no exercício

O montante total dos valores comercializados pela Eletrobras com a Celg D no exercício de 2015 foi de USD 186.952.876,02.

OBS: Conforme demonstrativo constante do SAP-ERP.

c) valores apropriados pela Eletrobras no exercício

O montante total dos valores comercializados pela Eletrobras relativamente ao Repasse de Energia Elétrica de Itaipu no exercício de 2015 foi de USD 4.822.660.538,61.

OBS: Conforme demonstrativo extraído do SAP-ERP.

d) valores pagos pela Celg D à Eletrobras no exercício

O montante dos valores pagos pela Celg D à Eletrobras relativamente ao Repasse de Energia Elétrica de Itaipu no exercício de 2015 foi de USD 198.426,020,62.

Obs. Conforme demonstrativo extraído do SAP-ERP.

e) descrição circunstanciada dos fatos relevantes relacionados ao tema no exercício, com ênfase nos riscos de inadimplência da Celg D perante a Eletrobras

A partir do exercício de 2014, a Celg D iniciou tratativas visando à suspensão, em caráter emergencial, das amortizações do Termo de Repactuação ECF-3002/2012, firmado em 29 de junho de 2012, com a Eletrobras, em decorrência dos custos de compra de energia no mercado de curto prazo e também pela falta de repasse da subvenção de CDE, que impactaram negativamente o fluxo de caixa da referida distribuidora.

A Celg D, por meio do Decreto n.º 8.449, de 13 de maio de 2015, foi incluída no Programa Nacional de Desestatização – PND. Posteriormente, o Art. 6º da Lei n.º 9.491, de 9 de setembro de 1997, teve sua redação alterada pela Lei n.º 13.182, de 3 de novembro de 2015, de maneira que a Aneel ficou autorizada a anuir à repactuação, que viesse a gerar benefícios potenciais à prestação do serviço público de distribuição de energia, de dívidas setoriais em moeda estrangeira, das empresas incluídas no PND, para que seja convertida em moeda nacional, com remuneração mensal pela variação da taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia – SELIC e prazo máximo de cento e vinte meses considerando períodos de carência e de amortização.

Em 5 de novembro de 2015, a Celg D, por meio da Carta DF-1796/2015, de 5 de novembro de 2015, requereu junto à Eletrobras o aditamento do contrato ECF-3002/2012 e seus aditivos, baseado na supracitada legislação.

Visando dar andamento a esse pleito da Celg D, a Eletrobras, na condição de gestora da Conta de Comercialização do Repasse da Energia de Itaipu, e observando o estabelecido no § 10º do Art. 6º da Lei n.º 9.491, de 9 de setembro de 1997, requereu, por meio da Carta CTA-DFG-4718/2015, a prévia anuência da Aneel para o aditamento do contrato ECF-3002/2012 e seus aditivos.

Em sequência, a Aneel, após a análise do Processo n.º 48500.005242/2015-70, decidiu, por meio do Despacho n.º 310, de 3 de fevereiro de 2016, anuir ao pedido apresentado pela Eletrobras mediante a Carta CTA-DFG-4718/2015, de 16 de novembro de 2015, de repactuação do saldo devedor em 30 de outubro de 2015 do Contrato ECF-3002/2012 e respectivos termos aditivos, decorrente de dívida em moeda estrangeira referente à comercialização da energia elétrica de Itaipu, nos termos dos §§ 10º e 11º do Art. 6º da Lei n.º 9.491, de 9 de setembro de 1997, desde que o Termo de Repactuação a ser encaminhado pela Eletrobras à Aneel fosse atestado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF.

A Aneel, por meio do Despacho n.º 643, de 15 de março de 2016, decidiu anuir ao pedido da Eletrobras para celebrar com a Celg D o Termo de Repactuação referente ao saldo remanescente do Contrato ECF-3002/2012, bem como à constituição de garantia formada por recebíveis, por parte da concessionária, a ele atrelada.

Face ao exposto, a matéria em assunto foi aprovada pela Diretoria Executiva da Eletrobras, por meio da Resolução n.º 178, de 21 de março de 2016, e por seu Conselho de Administração, mediante a Deliberação n.º 36, de 23 de março de 2016, encontrando-se nas tratativas finais para a assinatura do novo termo.

Essas tratativas mostram tentativas da Celg D de ajustar sua difícil situação de caixa aos compromissos financeiros vinculados ao contrato ECF-3002/2012. Porém, os eventos citados não foram suficientes para evitar a inadimplência da empresa relativamente ao contrato ECF-3002/2012, evidenciando, portanto, claros riscos de inadimplência da Celg D perante a Eletrobras, no tocante ao citado contrato.

3. Em relação aos Contratos ECF-3002/2012 e ECF-3004/2012:

a) saldo inicial e final do contrato no exercício

Saldo Inicial do ECF-3002/2012 em 01.01.2015: USD 349.498.380,54

Saldo Final do ECF-3002/2012 em 31.12.2015: USD 327.654.731,76

Saldo Inicial do ECF-3004/2012 em 01.01.2015: R\$ 214.033.649,88

Saldo Final do ECF-3004/2012 em 31.12.2015: R\$ 168.169.296,34

Obs. Conforme demonstrativos extraídos do SAP-ERP do saldo inicial e final no exercício de 2015, objeto do ECF-3002/2012 e ECF-3004/2012.

b) valor total da amortização no exercício

Os valores amortizados para os contratos no exercício de 2015, ECF-3002/2012 e ECF-3004/2012, foram, respectivamente, de USD 21.843.648,78 e R\$ 45.864.353,54.

Obs. Conforme demonstrativo extraído do SAP-ERP, aqui anexados.

c) valor dos juros e dos encargos no exercício

O total do valor de juros pagos e dos encargos no exercício de 2015 para o contrato ECF-3002/2012 foi de USD 39.933.752,16.

Obs. Conforme demonstrativo extraído do SAP-ERP.

O total do valor de juros pagos no exercício de 2015 para o contrato ECF-3004/2012 foi de R\$ 24.036.926,97.

Obs. Conforme demonstrativo extraído do SAP-ERP.

d) descrição circunstanciada dos fatos relevantes relacionados aos contratos ECF-3002/2012 e ECF-3004/2012 no exercício, com ênfase nos riscos de inadimplência da Celg D no âmbito dos contratos

Idem ao constante do item 2 e, no que se refere ao contrato ECF-3002/2012, pertinente à renegociação dos débitos de Itaipu.

Com relação ao contrato ECF-3004/2012, que trata da renegociação dos débitos do Proinfa, a Celg D vem se mantendo adimplente com os compromissos financeiros vinculados ao referido contrato.

4. Em relação ao Fundo Setorial do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa):

a) saldo inicial e final da dívida da Celg D junto ao fundo no exercício

Não constava dívida da Celg D em aberto em 01/01/2015.

Não constava dívida da Celg D em aberto em 31/12/2015.

b) valores comercializados pela Eletrobras com a Celg D no exercício

O montante total dos valores comercializados pela Eletrobras com a Celg D no exercício de 2015 é de R\$ 78.659.117,03.

OBS: Conforme demonstrativo extraído do SAP-ERP.

c) valores apropriados pelo fundo no exercício

O montante total dos valores comercializados por Proinfa no exercício de 2015 foi de R\$ 2.761.237.478,97.

OBS: Conforme demonstrativo extraído do SAP-ERP.

d) valores pagos pela Celg D ao fundo no exercício

O montante dos valores pagos pela Celg D à Eletrobras no exercício de 2015 foi de R\$ 79.891.014,70.

OBS: Conforme demonstrativo extraído do SAP-ERP.

e) descrição circunstanciada dos fatos relevantes associados à relação à dívida da Celg D com o Proinfa, com ênfase nos riscos de inadimplência da Celg D

Durante o exercício de 2015, houve inadimplência continuada da Celg D com as quotas Proinfa no período de competência entre outubro de 2015 e janeiro de

2016. A dívida foi quitada em 22 de dezembro de 2015, não restando débitos em aberto ao final do exercício de 2015.

Ressaltamos que essas informações foram objeto do Memorando DFG-319/2016, de 19 de abril de 2016, encaminhado à Auditoria Interna, pelo qual foram remetidos os respectivos documentos comprobatórios, ora não anexados de forma a não comprometer o tamanho do arquivo.

5) Determinação exarada no Acórdão 369/2016 – TCU – Plenário

Conforme solicitado no item 9.5, no qual foi determinado que a auditoria interna do Cepel, em apoio à gestão da entidade, verifica a regularidade dos processos de licitação relativos aos certames NCB 001/2013-Bird, NCB 001/2014-Bird e NCB 002/2014-Bird, bem como do contrato decorrente deste último, informando ao TCU o resultado das apurações por ocasião da apresentação do próximo relatório de gestão da Eletrobras, o Cepel prestou as informações que se seguem.

N.º/Ano	003/2016	Nº de Páginas:	022
----------------	----------	-----------------------	-----

Título: AUDITORIA NOS PROCESSOS NCB 001/2013, NCB 001/2014 E NCB 002/2014
--

OBJETIVOS DA AUDITORIA:

Verificar a regularidade dos processos de licitação relativos aos certames NCB 001/2013-Bird, NCB 001/2014-Bird e NCB 002/2014-Bird, bem como do contrato decorrente deste último, informando, ao Tribunal de Contas da União – TCU o resultado das apurações, em cumprimento ao determinado no item 9.5 do Acórdão TCU n.º 369/2016-TCU-Plenário.

1) INTRODUÇÃO

O Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral – META, originou-se de uma operação de financiamento externo do MME junto ao Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento – BIRD.

O Acordo de Empréstimo n.º 8095-BR, de 1º de março de 2012, com término inicialmente previsto para 30 de junho de 2016, foi prorrogado até 30 de junho de 2017.

A participação do Cepel no Projeto META é instrumentalizada mediante o Convênio MME/CEPEL n.º 769362/2012, assinado em 28 de maio de 2012, o qual detalha as atividades do projeto e regulamenta sua forma de execução.

- 1º Termo Aditivo 12/12/2013 – Dotação Orçamentária e Prazo: 49 meses
- 2º Termo Aditivo 12/03/2015 – Dotação Orçamentária

Está em andamento a elaboração de um 3º Termo Aditivo que atualizará o Plano de Trabalho e ajustará o prazo de vigência do convênio para 61 meses adequando-o ao encerramento do Acordo de Empréstimo prorrogado até 30 de junho de 2017.

O Termo de Convênio vincula o atendimento ao Manual Operativo do Projeto – MOP.

O MOP foi aprovado pelo Banco Mundial, quando da Declaração de Efetividade do Projeto, e pelo Comitê Gestor do Projeto – CGP, em 14 de março de 2012, conforme competência prevista na Portaria MME n.º 528, de 12 de setembro de 2011, tendo sido revisado em abril de 2016.

Conforme o MOP, volume 1, revisão n.º 02, os objetivos geral e específicos são:

1.1) Objetivo Geral

O principal objetivo do Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral – META é contribuir para ampliar e consolidar os avanços dos setores de energia e mineral, dando apoio à competitividade e crescimento econômico sustentável do país, assim como a modernização institucional dos setores, envolvendo áreas estratégicas do MME, quais sejam:

- ✓ Planejamento do Setor Energético e Matriz Energética Brasileira;
- ✓ Geologia, Mineração e Transformação Mineral;
- ✓ Monitoramento e Controle do Setor Elétrico;
- ✓ Aprimoramento de Ações de Sustentabilidade Ambiental e de Inserção Social;
- ✓ Universalização e Programa Luz para Todos – LpT;
- ✓ Fontes Alternativas e Eficiência Energética;
- ✓ Petróleo e Gás;
- ✓ Segurança do Sistema Interligado Nacional – SIN; e
- ✓ Fortalecimento Institucional.

1.2) Objetivos Específicos

De forma mais específica, estão reproduzidos a seguir os objetivos do projeto (destaque nosso):

- Apoiar a construção e a implementação de políticas e soluções energéticas e ações em áreas estratégicas do setor de energia e mineral, envolvendo um conjunto de estudos e serviços de consultoria;
- Garantir a continuidade da implementação do marco legal e regulatório do setor de energia e mineração, iniciado no final da década de 90;
- Promover estudos estratégicos de desenvolvimento de cenários visando ao planejamento da matriz energética;
- Apoiar o desenvolvimento e a continuidade da Matriz Energética Brasileira com fontes de energia com baixa emissão de gases geradores do efeito estufa, preservando a característica de energia limpa da atual configuração da nossa matriz energética nacional (estudos de inventários e análise técnico-econômica de fontes de energia de baixo carbono);
- Desenvolver um sistema de informações geográficas e atlas da produção e demanda de agregados minerais e argilas para construção civil, no Brasil;

- Promover a identificação, cadastramento e monitoramento de minas órfãs e abandonadas (com estados e municípios);
- Apoiar o aprimoramento do arcabouço legal e regulatório para eletricidade, biocombustíveis e atividades de mineração;
- Contribuir para o fortalecimento da capacidade de monitoramento e controle do setor energético;
- Promover a estruturação da gestão e o fortalecimento institucional dos órgãos e entidades que compõem os setores de energia e mineral brasileiro, com especial ênfase à reestruturação do setor mineral com a criação de Agência Reguladora, do Conselho Nacional de Política Mineral e readequação da Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais – Serviço Geológico do Brasil – CPRM;
- Promover o fortalecimento institucional dos órgãos e entidades de planejamento, gestão, regulação, fiscalização e monitoramento dos recursos do setor de energia e mineral;
- Apoiar as ações da agenda de gestão ambiental do MME e a promover a inserção social nos Setores de Energia e Mineral;
- Apoiar a implementação da gestão de monitoramento da área socioambiental com interferência na implantação e desenvolvimento de projetos do setor elétrico e mineral, atendendo aos princípios do desenvolvimento sustentável;
- Promover estudos de produção de energias e tecnologias limpas;
- Apoiar os estudos e ações de eficiência energética, assim como o Plano Nacional de Eficiência Energética – PNEf;
- Promover e apoiar estudos de geração de energia elétrica a partir da biomassa (etanol e biodiesel);
- Capacitar em 4 (quatro) anos 150 (cento e cinquenta) servidores das carreiras de Analista de Infraestrutura, Especialistas em Políticas Públicas e Gestão Governamental, gerentes, coordenadores e líderes de equipe em eventos educacionais de longa duração no formato de especializações lato e/ou *stricto sensu*;
- Apoiar o Programa Luz para Todos – LpT na sua missão de levar energia elétrica para as populações do meio rural, utilizando a energia como vetor de desenvolvimento social e econômico dessas comunidades, contribuindo para a redução da pobreza e aumento da renda familiar;
- Contribuir na implantação do projeto de gestão documental, mapeamento e redesenho dos processos de gestão documental realizadas no MME, tratamento arquivístico do acervo acumulado e

inserção de dados no sistema de gestão física do acervo documental do MME;

- Investir no desenvolvimento de pesquisas e tecnologia do setor de energia elétrica mediante o reaparelhamento dos laboratórios do **Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel**;

- Investir na ampliação e capacitação do LAMIN (Laboratório de Análises Mineraias) da CPRM, responsável, entre outras atribuições, pela certificação das águas minerais no Brasil, para apoiar o desenvolvimento do setor mineral brasileiro e o uso de informações geológicas relevantes em apoio aos processos de gestão da sociedade, como gestão territorial e ambiental, gestão das águas e gestão dos recursos minerais;

- Investir na modernização e a reestruturação tecnológica da CPRM, a partir da introdução de novos equipamentos para análise geoquímica, para levantamentos geofísicos e para mapeamentos geológicos, além da modernização do banco de dados de geologia e recursos minerais do Brasil, o GEOBANK;

- Investir na segurança do SIN apoiando a ONS na implantação da tecnologia dos fasores;

- Elevar a segurança da operação do SIN por meio de um Sistema de Medição Fasorial (SMF) que utiliza unidades de medição fasoriais (*phasor measurement units* – PMU). Essas unidades de medição fasoriais disponibilizam informações mais precisas de tensão e corrente, associadas a seus respectivos ângulos elétricos, devidamente referenciados a partir de estampas de tempo sincronizadas pelo sistema GPS (*global positioning system*). Como consequência, os Centros de Controle do ONS ampliarão a sua capacidade de atuação preventiva, pois passarão a contar com melhor desempenho das ferramentas de análise em tempo real, além de novas funcionalidades de apoio à tomada de decisão;

- Apoiar os projetos e eventos da Cooperação Sul/Sul no âmbito dos países membros da cooperação sul-sul no setor de energia e mineral;

- Inserir as perspectivas de gênero como vetor de desenvolvimento no setor mineral;

- Contribuir na promoção de ações integradas do governo, instituições e comunidades para articular e organizar os diversos setores da pequena mineração brasileira;

- Contribuir para inclusão produtiva e melhoria da qualidade de vida em regiões de vocação mineral;

- Contribuir para o estabelecimento de uma identidade para os telecentros minerais e centros de inclusão digital, de forma cooperativa e articulada; e

- Contribuir para ampliar o processo de geração de emprego e renda, alavancando a economia solidária e consolidando um processo de desenvolvimento econômico e social local e regional.

1.3) Descrição dos Componentes:

Para cumprimento de seus objetivos, o projeto encontra-se estruturado em 4 (quatro) componentes técnicos:

1. Fortalecimento da Capacidade do Governo de promover o Desenvolvimento Sustentável dos Setores de Energia e Mineral;
2. Fortalecimento das Instituições Reguladoras;
3. Desenvolvimento Tecnológico; e
4. Apoio à Cooperação Sul/Sul.

As atividades envolvendo o Cepel se referem aos componentes 1 e 3.

2) ESTRUTURA DE GESTÃO:

A estrutura de Gestão do Projeto no MOP prevê:

- **o Comitê Gestor do Projeto (CGP)** – composto por representantes do MME (executor) e dos órgãos e entidades vinculadas (co-executores). Foi instituído pela Portaria MME n.º 528, de 12 de setembro de 2011;
- **a Unidade de Gestão do Projeto Central (UGP/C)**– constituída para coordenar e executar os aspectos de natureza operacional da implementação do projeto, no âmbito da estrutura da Secretaria-Executiva do Ministério de Minas e Energia, por meio da Portaria MME n.º 529, de 12 de setembro de 2011; e
- **as Unidades de Gestão do Projeto Setoriais (UGP/S)** – no âmbito dos co-executores, são responsáveis pela execução física e financeira das atividades correspondentes aos componentes sob sua responsabilidade, de forma descentralizada, sendo que essa execução deve ser realizada por unidade própria, criada especificamente para esse fim, que realizará todos os procedimentos licitatórios e de pagamentos das atividades da qual são beneficiários/executores.

As **UGP/S** são responsáveis pelos termos de referências, licitação, contratação, gestão e fiscalização dos contratos, bem como, pelo recebimento dos serviços, produtos, equipamentos e materiais, além dos respectivos pagamentos e prestação de contas. O Executor será a Secretaria Executiva do Ministério de Minas e Energia – SE/MME.

As UGP/S têm, entre outras, as seguintes atribuições:

- a) Planejar, programar, implementar, monitorar e avaliar a execução do componente sob sua responsabilidade;

- b) Realizar a supervisão das ações em execução, podendo contar com a participação da auditoria interna da entidade;
- c) Elaborar os Planos de Trabalho correspondentes ao componente sob sua responsabilidade;
- d) Elaborar os Relatórios de Acompanhamento dos Subprojetos, quando previstos nos convênios, termos de cooperação e termos de execução descentralizada;
- e) Realizar os processos licitatórios e contratações, podendo utilizar-se de consultores, para a preparação de Termos de Referência, de Editais e de Contratos, e no que for necessário para implementar as ações dos componentes e subcomponentes sob sua responsabilidade;
- f) Participar da fase de liquidação da despesa: recebimento dos serviços, equipamentos e produtos; inspeção e liberação; laudo de medição; atestado de prestação de serviço, equipamentos e produtos; requisição de pagamento; autorização de pagamento; podendo utilizar-se de consultores, no que for necessário para implementar as ações dos componentes e subcomponentes sob sua responsabilidade;
- g) Realizar o acompanhamento físico-financeiro das atividades, no que se referir aos componentes e subcomponentes sob sua responsabilidade;
- h) Solicitar transferências de recursos, no que se referir ao componente e subcomponente sob sua responsabilidade;
- i) Manter documentação técnica, jurídica e financeira em seus arquivos, no nível de detalhe requerido na legislação nacional e nas normas adotadas pelo organismo financiador; e
- j) Fornecer à UGP/C todas as informações e documentos necessários à elaboração das prestações de contas ao Banco Mundial e elaborar as prestações de contas previstas nos termos de cooperação e convênios firmados com o MME.

3) GERENCIAMENTO FINANCEIRO E DESEMBOLSO

3.1) Recursos Alocados por Fontes Financiadoras

Os investimentos do Projeto META estão distribuídos por usos e fontes conforme a seguir:

Demonstrativo dos Recursos por Fonte de Financiamento e Componentes (Em US\$)

Componentes	BIRD	Contrapartida Nacional	Total	% (*)
1. Fortalecimento da capacidade do Governo Visando o Desenvolvimento Sustentável dos Setores de Energia e Mineral	8.939.650,00	4.039.287,00	12.978.937,00	24,19%
2. Fortalecimento dos Mecanismos de Regulação	2.327.300,00	0,00	2.327.300,00	4,34%
3. Desenvolvimento Tecnológico	35.691.562,00	0,00	35.691.562,00	66,53%
4. Suporte à Cooperação Sul/Sul	2.521.604,00	0,00	2.521.604,00	4,70%
Subtotal	49.480.116,00	4.039.287,00	53.519.403,00	99,77%
Front-end Fee (0,25% do Financiamento)	124.011,00	0,00	124.011,00	0,23%
Total	49.604.127,00	4.039.287,00	53.643.414,00	100,00%

(*) % apurado sobre o valor total do Projeto.

Fonte: Contrato de Empréstimo 8095BR do Banco Mundial

3.2) Categorias de Gastos do Projeto

Do valor de US\$ 53.643.414,00 (cinquenta e três milhões, seiscentos e quarenta e três mil e quatrocentos e quatorze dólares), o Banco Mundial financiará US\$ 49.604.127,00 (quarenta e nove milhões, seiscentos e quatro mil e cento e vinte e sete dólares), cuja aplicação está distribuída em quatro categorias de gastos:

Financiamento por Categoria de Gastos (Em US\$)

Categoria de Gastos	Participação
Bens, Obras, Serviços de Não-consultoria ⁽¹⁾	35.407.300,00
Serviços de Consultoria	12.664.300,00
Treinamento ⁽²⁾	542.900,00
Custos Operacionais ⁽³⁾	865.616,00
Subtotal	49.480.116,00
Front-end Fee	124.011,00
Total	49.604.127,00

(1) Serviços de não-consultoria significam os custos de serviços que têm natureza não-intelectual e que podem ser contratados com base no desempenho de resultados fisicamente mensuráveis, incluindo, *inter alia*, pesquisas sobre o potencial de mercado para o transporte e consumo de serviços de energia e gás natural.

(2) O termo “Treinamento” significa um custo razoável das despesas elegíveis incorridas pelo Mutuário para a realização de *workshops*, preparação e administração de treinamento no âmbito do Projeto, incluindo, entre outros, custos com passagens e diárias, pagamento do curso, aluguel de instalações e matéria didático.

(3) O termo “Custos Operacionais” significa um custo razoável das despesas elegíveis incorridos pelo Mutuário para a implementação do Projeto, incluindo, entre outros, custos com passagens e diárias, manutenção de equipamentos, material de escritório, custos relacionados como fortalecimento da comunicação e divulgação dos resultados (eventos, planos de comunicação, publicações).

Valor total do Projeto META, por componentes e categorias de gastos (Em US\$)

Categoria de Gastos	Componentes				TOTAL
	1	2	3	4	
Bens, Obras, Serviços de Não Consultoria	768.571,00	361.429,00	34.277.300,00	0,00	35.407.300,00
Serviços de Consultoria	7.305.367,00	1.423.015,00	1.414.314,00	2.521.604,00	12.664.300,00
Treinamento	0,00	542.900,00	0,00	0,00	542.900,00
Custos Operacionais	4.904.903,00	0,00	0,00	0,00	4.904.903,00
Subtotal	12.978.841,00	2.327.344,00	35.691.614,00	2.521.604,00	53.519.403,00
Front-end Fee	0,00	0,00	0,00	0,00	124.011,00
Total	12.978.841,00	2.327.344,00	35.691.614,00	2.521.604,00	53.643.414,00

4) CONVÊNIO MME/CEPEL N° 769362/2012

Em 28 de maio de 2012 o Cepel assinou com o Ministério de Minas e Energia-MME, o Convênio n.º 769362/2012, que tem, em sua “Cláusula Primeira – Do Objeto”, o transcrito a seguir:

Constitui Objeto deste Convênio a execução das ações programadas no Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral – META, apoiando e investindo no desenvolvimento de pesquisas e tecnologias do setor de energia elétrica mediante o reaparelhamento dos Laboratórios do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica-CEPEL, conforme Plano de Trabalho aprovado.

O valor total do Convênio para a consecução do seu objeto foi estimado em R\$ 59.276.345,40, sendo R\$ 56.008.845,40 a participação do MME e R\$ 3.267.500,00 a participação do Cepel.

Para a realização da atividade UATPORT, objeto desta análise, foram estimados R\$ 22.979.847,75, que constam no Plano de Trabalho original do Convênio.

5) LICITAÇÕES E CONTRATOS

5.1) Procedimentos de Gestão

A implementação do Projeto META obedece a procedimentos específicos, concernentes ao que se segue.

- a) Análise prévia das propostas técnicas para a execução de ações do Projeto;
- b) Preparação, análise e aprovação do Plano de Aquisições;
- c) Preparação, análise e aprovação dos Planos Operativos Anuais;
- d) Realização das licitações e formalização dos contratos;
- e) Gestão e fiscalização dos contratos;
- f) Acompanhamento, monitoria e avaliação da implementação do Projeto;
- g) Preparação dos Relatórios de Progresso e de Acompanhamento, Monitoria e Avaliação, que se façam necessários;

- h) Preparação dos Relatórios Trimestrais;
- i) Execução orçamentária e financeira; e
- j) Auditoria.

5.2) Procedimentos para a Licitação para Aquisição de Bens e Contratação de Obras e Serviços (exceto de consultoria)

Identificada a modalidade de licitação, as Unidades Técnicas do MME e as UGP/S elaboram o edital, tendo por base as minutas padrões estabelecidas pelo Banco Mundial.

O relacionamento com o Banco Mundial para submissão e “Não Objeção” às diversas fases do procedimento licitatório se dá por intermédio da UGP/C, de acordo com os seguintes passos:

- a) A Unidade Técnica do MME ou UGP/S deve encaminhar à UGP/C uma cópia dos documentos relacionados no quadro apresentado a seguir;
- b) A UGP/C, após análise, envia os documentos licitatórios ao Banco Mundial solicitando a “Não Objeção”, quando necessário, a cada fase do processo, conforme o quadro a seguir;
- c) Após a “Não Objeção” do Banco Mundial ao Contrato rubricado, a UGP/C informa à UGP/S que deve divulgar o resultado da Licitação e solicitar a assinatura do contrato (conforme modelo estabelecido no Edital) com o proponente vencedor da licitação. No caso de execução interna, a UGP/C procede à publicação do resultado da licitação e solicita a assinatura do contrato com o proponente vencedor da licitação; e
- d) Após a assinatura do contrato, a UGP/S encaminha uma cópia do contrato à UGP/C, e esta encaminha uma cópia do contrato ao BIRD para registro.

Sistemática de Revisão pela UGP/C
Documentos a serem enviados à UGP/C pelas UGP/S – Não Consultoria

Modalidade	Descrição dos Documentos	Quando
Cotação de Preços (Shopping)	Especificações Técnicas	Antes de realizar a licitação
	Orçamento Básico	
	Minuta dos Documentos de Licitação	
	Processo Licitatório/Relatório de Julgamento ⁽¹⁾	No decorrer da Licitação
	Contrato Assinado	
Concorrência para Aquisição de Bens e Serviços – NCB e ICB	Especificações Técnicas	Antes de realizar a licitação
	Orçamento justificado	
	Minuta dos Documentos de Licitação e do Contrato	
	Cópia da Publicação do Edital	No início da licitação
	Relatório de Avaliação das Propostas ⁽¹⁾	Antes da assinatura do contrato
	Contrato Rubricado	Antes da assinatura do contrato e “Não Objeção”
Contratação Direta – CD (Bens)	Especificações Técnicas	Antes da assinatura do contrato
	Justificativa para a Compra Direta	
	Proposta Financeira da Empresa	
	Contrato Rubricado	Antes da assinatura do contrato e “Não Objeção” do BM

(1) Conforme modelo do Relatório de Avaliação das Propostas e Outorga de Contrato.

6. PROJETO META – ATIVIDADES ENVOLVENDO O CEPTEL

Atividade	ATIVIDADES
ID_03 – CLUSTER Aquisição de Clusters Computacionais	Desenvolvimento de infraestrutura computacional associada a P&D de metodologias e modelos, oficiais, para uso no planejamento da expansão e programação da operação de sistemas hidrotérmicos interligados.
ID_04 – UATPORT ID_05 – UATCEF ID_06 – UATYOK ID_09 – UATROL	Lab UAT Ext – Complementação da infraestrutura para pesquisa experimental, desenvolvimento e implantação de tecnologias para transmissão a longas distâncias em Ultra Alta Tensão – UAT, CA e CC, visando aos aproveitamentos hidrelétricos da Amazônia.
ID_10 – TRAF0 Reposição de Transformadores para ensaios	Conjunto de transformadores de ensaios, para montagem em cascata de 1350 kV, com recursos de automação (reposição de unidades com tempo de vida esgotado) .
ID_11 – LABPMU Aquisição de equipamentos	Infraestrutura para investigação do comportamento de Unidades de Medição Fasorial (PMUs), para aplicações no Sistema Interligado Nacional e em sistemas elétricos de potência, em geral.
ID_12_ CONSGRID Contratação de consultoria para especificação do <i>Lab Smart Grid</i>	Infraestrutura para pesquisa experimental e ensaios de referência em Redes Elétricas Inteligentes. Inclui os aspectos de testes de equipamentos e dispositivos, interoperabilidade de protocolos, testes de microrredes e interligação de equipamentos compondo uma rede elétrica inteligente.
ID_13 – MUDCLIMA Contratação de consultoria em Mudanças Climáticas	Estudos de estatística/modelagem para aperfeiçoamento de metodologias e modelos, oficiais, de apoio ao planejamento da expansão e programação da operação de sistemas hidrotérmicos interligados.
ID_14 – SEADRI Aquisição e instalação de equipamentos	Revitalização da SE de 138 kV da Unidade Cepel – Adrianópolis.

7. RESULTADO DOS EXAMES

7.1 ATIVIDADE UATPORT NCB-001/2013

Referência: fornecimento e montagem de 2 Pórticos, e construção de fundações e infraestrutura complementar associadas. O total da Requisição de Compras – RCP n.º 2013/25448 foi de R\$ 25.967.227,91.

Conforme a Justificativa Financeira integrante do Processo NCB 001/2013, elaborada pelo Responsável Técnico/Gestor do Contrato da atividade UATPORT, os orçamentos para as obras de conclusão do Laboratório de Ultra Alta Tensão do Cepel, incluindo as estruturas metálicas (pórticos) que serviram de base para elaboração do Termo de Referência, foram definidos entre maio e junho de 2011.

A pesquisa de preços para se chegar ao valor estimado, referenciado no Termo de Referência n.º 4 de 9 de abril de 2012 (SICONV) apresentado ao Banco Mundial, de R\$ 22.979.847,75, foi realizada da forma descrita a seguir.

Para os Pórticos metálicos, o valor resultou de cálculos a partir do peso das estruturas e da média de três cotações em R\$/Kg, das Empresas Mecânica USIMINAS, UTC Engenharia e PETROFAB Equipamentos Industriais, para os itens de fabricação, galvanização à quente, transporte, montagem e comissionamento das estruturas.

A avaliação do custo das Obras Civis tomou como base a tabela de preços da Caixa Econômica Federal – Sistema Nacional de Pesquisa de Custos e Índices da Construção Civil – Localidade Rio de Janeiro (SINAPI), e pesquisa de mercado realizada através de e-mails, fax e cartas, documentação integrante do Processo NCB 001/2013.

Para o Galpão, a estimativa de preços foi baseada na média das Propostas das Empresas PETROFAB Equipamentos Industriais e SIDERTEC Tecnologia em Estruturas Metálicas.

Item	Descrição	Valor Total (R\$)
1	Obras civis	6.338.171,19
2	Galpão	1.704.975,00
3	Pórticos	14.936.701,56
TOTAL		22.979.847,75

Para efeito da atualização monetária dos valores levantados, o Responsável Técnico/Gestor do Contrato da atividade UATPORT informou, também, em sua Justificativa Financeira, que o índice mais adequado, para atualizar os valores, era o Índice Nacional da Construção Civil da Fundação Getúlio Vargas (INCC/FGV).

Dessa forma, por ocasião da preparação do Edital da NCB001/2013, o Cepel solicitou ao MME que este, na medida da sua concordância com a proposta do Centro, consultasse o Banco Mundial quanto a sua não objeção à correção do valor de referência em 13%, – valor calculado com base no INCC/FGV acumulado (junho de 2011 a março de 2013), e que resultou no valor de referência, atualizado, de R\$ 25.967.227,91.

Assim, com a concordância do MME em relação ao valor indicado de 13%, e a consulta realizada, obteve-se a Não Objeção do Banco Mundial, em 7 de outubro de 2013, e, portanto, foi autorizado o andamento do processo.

Em sequência, foi dada divulgação do Edital da NCB-001/2013, sendo a sua publicação realizada no DOU de 10 de outubro de 2013, no Jornal “Valor Econômico” dos dias 11, 12 e 13 de outubro de 2013 e no Portal de Licitações da Eletrobras.

A Licitação foi realizada em 8 de novembro de 2013, às 10h.

As empresas que retiraram o edital foram:

- ✓ Consórcio CLEMAR/SECCIONAL
- ✓ BARDELLA S.A IND MECÂNICAS
- ✓ UTC ENGENHARIA
- ✓ JARAGUÁ EQUIPAMENTOS INDUSTRIAIS
- ✓ DOLABELLA JUNIOR ENGENHARIA LTDA
- ✓ SUPERPESA
- ✓ SINALMIG SINAIS E SISTEMAS DE PROGRAMAÇÃO
- ✓ PRYMA COMÉRCIO E SERV EPP

Compareceram ao certame:

EMPRESA	VALOR DA PROPOSTA
Consórcio CLEMAR ENGENHARIA LTDA e SECCIONAL BRASIL S/A	R\$ 25.885.625,64
DOLABELLA JUNIOR ENGENHARIA LTDA	Declinou da apresentação de Proposta, mas participou como observador

A documentação que compõe a Proposta do Consórcio foi encaminhada para análise técnica da equipe de fiscalização do Projeto e, com base no resultado obtido, a Comissão de Licitação concluiu a avaliação da documentação, se pronunciando pelo pleno atendimento ao instrumento convocatório do Consórcio CLEMAR/SECCIONAL.

Em que pese a avaliação da Comissão de Licitação, em 22 de janeiro de 2014, o Banco Mundial apresentou **OBJEÇÃO** ao Relatório de Avaliação das Propostas e Recomendação de Adjudicação do Contrato em favor do Consórcio CLEMAR/SECCIONAL, da NCB-001/2013, tendo em vista que

embora a proposta indique ter sido apresentada por um consórcio formado pelas empresas Clemar Engenharia Ltda e Seccional do Brasil Ltda, a ata de sessão de abertura das propostas registra que a proposta foi apresentada apenas pela empresa Clemar Engenharia Ltda. Além disso, a ata não registra o valor da proposta apresentada.

Recomendou, caso fosse interesse do MME e do Cepel, cancelar o processo e reabrir nova licitação, desde que “(i) sejam mantidos inalterados o Edital e o custo estimado (ii) sejam ampliada a divulgação do certame a fim de atrair mais proponentes e aumentada a competitividade do processo”.

Atendidas as orientações do Banco, foi iniciado o novo processo (NCB-001/2014), mantendo-se o mesmo Edital e valor de referência obtido para a NCB-001/2013.

7.2 ATIVIDADE UATPORT NCB-001/2014

Conforme citado anteriormente, o Cepel acatou a recomendação do Banco Mundial, procedendo a uma nova licitação, mantendo o mesmo Edital e custo estimado.

Também atendendo à orientação específica do Banco Mundial, a divulgação foi ampliada e o aviso de publicação do Edital NCB-001/2014 foi realizado no DOU de 25 de fevereiro de 2014, no Jornal “Valor Econômico” do dia 26 de fevereiro de 2014, no Jornal “O Globo” de 25 de fevereiro de 2014, no Jornal “Folha de São Paulo” de 26 de fevereiro de 2014, no Jornal “Correio Braziliense” de 28 de fevereiro de 2014, no Portal de Licitações da Eletrobras e no Portal do MME.

Houve adiamento da Licitação, que foi publicado nos mesmos jornais e portais da Eletrobras e MME, sendo, no DOU, em 7 de abril de 2014, no Jornal “Valor Econômico” em 9 de abril de 2014, no Jornal “O Globo” em 8 de abril de 2014, no Jornal “Folha de São Paulo” em 9 de abril de 2014 e no Jornal “Correio Braziliense” em 10 de abril de 2014, dando-se assim a ampla publicidade do adiamento do certame.

A Licitação foi realizada em 8 de maio de 2014, às 10h.

As empresas que retiraram o edital foram:

- ✓ DENG E ENGENHARIA E CONSULTORIA LTDA
- ✓ CLEMAR ENGENHARIA LTDA
- ✓ MASSANGANA CONSULTORIA EM ENGENHARIA
- ✓ BOMERANGUE EDITORA E ARTES GRÁFICAS
- ✓ ENERGO POWER S/A
- ✓ AFKK REPRESENTAÇÕES
- ✓ METALÚGICA BRASAUPA IND. COM. EIRELI
- ✓ TRAFEG SINALIZAÇÃO E SEGURANÇA LTDA
- ✓ IN.BRA CONSTRUTORA LTDA

Conforme solicitação do Banco Mundial, foi encaminhado um e-mail com um convite para participação da NCB 001/2014, às empresas que retiraram o Edital da NCB 001/2013. Foram elas:

- ✓ BARDELLA S.A IND MECÂNICAS
- ✓ UTC ENGENHARIA
- ✓ JARAGUÁ EQUIPAMENTOS INDUSTRIAIS
- ✓ DOLABELLA JUNIOR ENGENHARIA LTDA
- ✓ SUPERPESA
- ✓ SINLMIG SINAIS E SISTEMAS DE PROGRAMAÇÃO
- ✓ PRYMA COMÉRCIO E SERV EPP

Compareceu ao certame somente o Consórcio formado pelas Empresas CLEMAR ENGENHARIA LTDA (Empresa líder do Consórcio) e SECCIONAL BRASIL S/A.

EMPRESA	VALOR DA PROPOSTA
Consórcio CLEMAR ENGENHARIA LTDA e SECCIONAL BRASIL S/A	R\$ 28.258.820,89

Conforme a Análise da Documentação de Habilitação e Proposta Comercial, para Qualificação do Concorrente, a Comissão de Licitação concluiu pelo não atendimento do instrumento convocatório pelo Consórcio CLEMAR/SECCIONAL, particularmente no que se refere à qualificação técnica. Deliberou-se pela rejeição da proposta, encaminhando este resultado para análise do MME, e, mediante sua concordância, o encaminhamento, ao Banco Mundial, da proposta do Centro quanto ao cancelamento do Processo e proposição de um novo certame.

A análise técnica dos valores da proposta apresentada pelo Consórcio Clemar/Seccional, na NCB 001/2014, que totalizaram R\$ 28.258.820,89, indicou uma majoração, considerada excessiva em relação àqueles de referência. Tais valores se referem às obras civis (R\$ 11.939.087,84), e ao galpão (R\$ 2.295.679,11). Por outro lado, o valor da proposta, para os pórticos metálicos, de R\$ 14.024.053,94, foi avaliado como adequado.

Em reunião entre Cepel, MME e Banco Mundial, o Banco sugeriu que o Cepel solicitasse ao licitante vencedor, Consórcio Clemar/Seccional, uma redução de escopo de fornecimento, restringindo-se aos pórticos metálicos, e realizando uma nova licitação para os demais itens excluídos.

O Cepel iniciou uma negociação com o consórcio e formalizou, por meio das cartas DG-23315/2014, de 17 de setembro de 2014, e DG-23252/2014, de 18 de setembro de 2014, a referida solicitação de redução de escopo. O Consórcio respondeu por meio da Carta CEC-0954/114-DCL, de 22 de setembro de 2014, mantendo o valor dos itens 20 a 28, conforme pedido pelo Cepel, porém incluindo no escopo outros itens não solicitados.

Em função dessa situação inadequada, e tendo em vista que, apesar de tentativas feitas, não se obteve acordo para seu equacionamento, o Cepel solicitou ao MME e ao Banco a repetição do certame, separando o fornecimento em dois lotes, sendo um para obras civis e galpão (Lote 1), e outro para os pórticos (Lote 2), o que resultou no processo da NCB 002/2014.

7.3 ATIVIDADE UATPORT NCB-002/2014

Após a concordância do Banco Mundial, conforme a situação indicada anteriormente, quanto à separação do fornecimento segundo dois lotes, o que objetivou a maior competitividade no certame, especialmente para as obras civis, foram revistos os valores dos itens, resultando na NCB 002/2014, conforme a seguir.

Para o Lote 1, foi elaborada uma planilha de preços unitários que considerou, em primeiro lugar, onde aplicável, a tabela de preços do Sistema Nacional de Pesquisa de Custos e Índices da Construção Civil (SINAPI). Complementarmente, foi utilizada a tabela EMOP, o Boletim de Preços do Sinduscon/MS, dados do Acordo coletivo do Sindicato da Construção Civil/RJ, valores de mercado obtidos a partir de pesquisas de preço, feitas por telefone e pela internet, com registro disponível no Centro.

Para o Lote 2, o Cepel iniciou, em setembro de 2014, uma pesquisa de mercado para avaliar o valor dos pórticos metálicos. A metodologia adotada inicialmente foi a mesma que estabeleceu o valor de referência para as estruturas metálicas no primeiro plano de trabalho do Convênio, em 2012. Essa metodologia utilizou os valores médios de três cotações, obtidas em pesquisa de mercado, em R\$/kg, para os itens fabricação, galvanização, transporte e montagem das estruturas metálicas, e o peso das estruturas previsto no projeto. Na época, o Cepel utilizou valores cotados pelas empresas Mecânica USIMINAS, UTC Engenharia e Petrofab Industria e Comércio de Equipamentos Ltda.

Em 2014, o Cepel solicitou, por telefone, às empresas Mecânica USIMINAS e UTC Engenharia, que atualizassem os valores já apresentados em 2011. Porém, apenas a UTC Engenharia, atendeu à solicitação feita pelo Cepel e forneceu sua cotação, sendo seus valores:

- Fabricação – R\$ 24,00/kg;
- Galvanização – R\$ 2,70/kg;
- Transporte – R\$ 0,34/kg; e
- Montagem e comissionamento – R\$ 9,00/kg.

Ao se recalcularem o valor do Lote 2, considerando-se a cotação da UTC, o resultado obtido foi um valor superior a R\$ 23 milhões, quantia muito elevada, quando comparada aos valores obtidos nas ofertas para a NCB001/2013 e NCB001/2014, ambos de aproximadamente R\$ 14 milhões.

O Cepel optou então por usar, como referência para o Lote 2, o valor proposto pelo Consórcio CLEMAR/SECCIONAL na NCB001/2014-BIRD, itens 20 a 28. Este valor, de R\$ 14.024.053,94, apresentado na proposta de 8 de maio de 2014, foi confirmado pelo fornecedor, mediante planilha encaminhada ao Cepel, na correspondência CEC – 0954/14-DCL, de 22 de setembro de 2014.

Com base nesse valor, foi realizada a publicação do Edital NCB-002/2014 no Diário Oficial da União – DOU, nos jornais “Folha de São Paulo”, “O Globo”, “Correio Braziliense”, todos no dia 16 de outubro de 2014, e na Associação das Empresas de Engenharia do Rio de Janeiro em 21 de outubro de 2014.

A Licitação foi realizada no dia 17 de novembro de 2014, às 10h. As quatro empresas a seguir retiraram o edital:

- ✓ DENGGE ENGENHARIA E CONSULTORIA LTDA;
- ✓ MASSANGANA CONSULTORIA EM ENGENHARIA;
- ✓ SPINS ENGENHARIA LTDA; e
- ✓ UTC ENGENHARIA S/A.

Já as oito empresas a seguir solicitaram o encaminhamento do Edital por mídia eletrônica:

- ✓ ECOPONTES – Sistemas Estruturais Ltda;
- ✓ BRGS BRASIL LTDA;

- ✓ ENERG POWER S/A;
- ✓ NOBILIS CONSTRUÇÕES E EMPREENDIMENTOS LTDA;
- ✓ TURETTA ENGENHARIA;
- ✓ LEPI RELÓGIOS;
- ✓ CLEMAR ENGENHARIA LTDA; e
- ✓ SECCIONAL BRASIL S/A.

Todas as empresas que retiraram os Editais NCB-001/2013 e NCB-001/2014 foram formalmente convocadas pelo Cepel para a retirada do Edital NCB-002/2014.

Apresentaram proposta para o Lote 1 as empresas a seguir.

EMPRESA	VALOR
NOBILIS CONSTRUÇÕES E EMPREENDIMENTOS LTDA	R\$ 11.130.649,31
SPINS ENGENHARIA LTDA	R\$ 12.006.849,64
Consórcio CLEMAR ENGENHARIA LTDA e SECCIONAL BRASIL S/A	R\$ 14.945.459,82

Para o Lote 2, somente o Consórcio CLEMAR ENGENHARIA LTDA e SECCIONAL BRASIL S/A. apresentou proposta.

EMPRESA	VALOR
Consórcio CLEMAR ENGENHARIA LTDA e SECCIONAL BRASIL S/A	R\$ 15.064.137,22

Conforme a Análise da Documentação de Habilitação e Proposta Comercial para Qualificação do Concorrente – Lote 1, a Comissão de Licitação concluiu pelo atendimento do Edital e pela conclusão de que a Proposta de Preços, apresentada pela Empresa NOBILIS Construções e Empreendimento Ltda., que se encontrava substancialmente adequada e com preço razoável para o objeto licitado.

No caso específico do item 5.20 do Lote 1, da Proposta da NOBILIS (18 Patescas cabo diâmetro 22 mm – 16 ton), foi solicitada a exclusão desse item do escopo do fornecimento. O motivo foi a grande diferença do preço proposto (R\$ 247.860,00) e o menor preço dentre as propostas apresentadas pelos competidores (R\$ 46.980,00), tendo em vista que a exclusão não afetaria a execução do objeto do Lote 1, assumindo o Cepel a responsabilidade pela disponibilização do material, de forma que não houvesse a descontinuidade na execução do empreendimento.

A partir do número observado de licitantes, que participaram e apresentaram propostas nas licitações NCB 001/2013 (1 competidor), NCB 001/2014 (1 competidor) e NCB 002/2014 (3 competidores no Lote 1 – obras civis), verificou-se, nesta última, a eficácia da separação do fornecimento em dois lotes, que teve como objetivo principal a ampliação da concorrência para a execução das obras civis (Lote 1).

Após análise da Documentação de Habilitação e Proposta Comercial para Qualificação do Concorrente – Lote 2, a Comissão de Licitação concluiu pelo atendimento do Edital e pela conclusão de que a Proposta de Preços, apresentada pelo Consórcio

CLEMAR/SECCIONAL, encontrava-se substancialmente adequada e seu preço era razoável para o objeto licitado.

A título de informação, a Comissão registrou, na sua análise da Proposta do Consórcio CLEMAR/SECCIONAL, a ausência de alguns poucos itens na Planilha de Quantidades do Lote 2 do Edital, em relação à planilha de referência, como também, a situação inversa: alguns itens além daqueles considerados na referência. Essas situações foram analisadas, verificando-se, ao final, a condição de adequabilidade e razoabilidade de preço referida anteriormente.

Em 2 de fevereiro de 2015, o MME solicitou ao Banco Mundial a Não Objeção ao resultado da NCB-002/2014. Recebeu a Não Objeção ao Lote 1 através do e-mail do Banco Mundial do dia 26 de fevereiro de 2015, autorizando a assinatura do Contrato à Empresa NOBILIS, no valor de R\$ 10.882.789,31. Em relação ao Lote 2, a Não Objeção do Banco Mundial data de 18 de fevereiro de 2015, autorizando a assinatura do Contrato ao Consórcio Clemar/Seccional no valor de R\$ 15.064.137,22.

O Contrato n.º 0378/2014 foi assinado em 20 de março de 2015, com a Empresa NOBILIS CONSTRUÇÕES E EMPREENDIMENTOS LTDA, no valor de R\$ 10.882.789,31 com prazo para conclusão das obras de 9 meses. Foram assinados três Termos Aditivos de Prazo, sendo o primeiro assinado em 18 de dezembro de 2015, prorrogado por mais 60 dias. O segundo foi assinado em 16 de fevereiro de 2016, prorrogado por mais 30 dias, e o terceiro, em 16 de fevereiro de 2016, prorrogado por mais 20 dias, sendo o prazo final para execução de 7 de abril de 2016.

Através do Certificado de Recepção das Obras, de 7 de abril de 2016, o Gestor do Contrato atestou o recebimento definitivo dos Serviços de Engenharia de Obras Civas para o Laboratório de Ultra Alta Tensão Externo, objeto do Contrato n.º 0378/2014.

O Contrato n.º 0388/2014 foi assinado em 2 de abril de 2015, com o Consórcio CLEMAR/SECCIONAL, no valor de R\$ 15.064.137,22, com prazo para conclusão das obras de 9 meses. Foi assinado um Termo Aditivo de Prazo em 2 de janeiro de 2016, prorrogando o prazo final para execução até 26 de fevereiro de 2016.

Através do Termo de Recebimento Definitivo, de 16 de março de 2016, o Gestor do Contrato atestou o recebimento definitivo do fornecimento e montagem de dois pórticos metálicos tubulares, objeto Contrato n.º 0388/2014.

8. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Na análise realizada pela Auditoria Interna, verificamos alguns erros formais na elaboração e forma de encaminhamento, ao Banco Mundial, do documento Ata da Sessão de Abertura de Propostas, que ocasionaram a sua OBJEÇÃO ao prosseguimento do Processo NCB 001/2013.

Em que pese haver uma falha formal na elaboração e montagem dos processos, uma vez que não foram anexados documentos que comprovassem as pesquisas de preços, após as solicitações da auditoria foram apresentados, adequadamente, a forma e os documentos referentes às pesquisas realizadas, após análise e comparação do resultado da NCB 002/2014 (R\$ 25.946.926,53), verificamos que houve uma economia, para o Centro, da ordem de R\$ 2.311.894,36 em relação ao Resultado da NCB 001/2014 (R\$ 28.258.820,89). Se comparado ao Resultado da NCB 001/2013 (R\$ 25.885.625,64) em valores históricos, houve aumento de R\$ 61.300,89. Considerando que a NCB 001/2013 ocorreu em 8 de novembro de 2013 e a NCB 002/2014, em 17 de novembro de 2014, isto é, um ano após, entendemos ser justificável tal aumento, tendo em vista que, se atualizássemos, pelo INCC do período, a NCB 001/2013 (R\$ 25.885.625,64) teria um valor de R\$ 27.664.085,56, ou seja, um acréscimo de R\$ 1.778.459,92.

Ainda, se atualizássemos o valor da NCB 001/2014 (R\$ 28.258.820,89 na data de 8 de maio de 2014) até a data de 17 de novembro de 2014 (realização da NCB 002/2014) pelo INCC do período, teríamos um valor de R\$ 29.363.305,99, o que resulta numa economia efetiva de R\$ 3.416.379,46.

Observamos que, por meio da separação do processo licitatório em dois lotes e da ampla divulgação promovida, o objetivo de incentivar a concorrência foi atingido, resultando em custo efetivamente menor neste processo.

A Auditoria Interna do Cepel recomendou, às áreas envolvidas, instruir e documentar adequadamente todos os seus processos, de forma a identificar todos os acontecimentos, bem como realizar pesquisa de preços no mercado, para embasamento das licitações, justificando quando não for possível a obtenção do número mínimo de três cotações.

As obras civis foram finalizadas e o galpão e os Pórticos instalados, dando-se assim a conclusão, com sucesso, dos processos e a realização plena do empreendimento.

NÃO HÁ ANEXOS E APÊNDICES