



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

DEZEMBRO 2014

**Conforme as Práticas Contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as
Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS)**

Períodos findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013

Valores expressos em milhares de reais.

SUMÁRIO

Relatório de Administração	
Relatório de Administração	03
Demonstrações Financeiras	
Balanços Patrimoniais	16
Demonstração dos Resultados	17
Demonstração dos Resultados Abrangentes	17
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido	18
Demonstração dos Fluxos de Caixa	19
Demonstração dos Valores Adicionados	20
Notas Explicativas	
Notas Explicativas	21
Relatórios	
Relatório dos Auditores Independentes	87
Declaração dos Diretores	90
Parecer do Conselho Fiscal	92
Manifestação do Conselho de Administração	93

SENHORES ACIONISTAS

A Administração da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT), em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de Vossas Senhorias o Relatório da Administração (RA) e Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes, do Conselho Fiscal e da manifestação do Conselho de Administração.

1. MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Os desafios do Setor Elétrico Nacional foram acentuados no ano de 2014, sendo o segundo ano após as alterações do arcabouço regulatório trazidas pela Lei Federal nº 12.783/13.

Nesse contexto de transição normativa, o ano foi caracterizado por uma série de novos regramentos regulatórios buscando dar maior estabilidade ao Setor Elétrico, o qual segue muito impactado pelos eventos climáticos extremos, em especial o regime hidrológico adverso, assim como pelo comportamento retraído da economia nacional.

Quanto aos nossos resultados econômicos e financeiros de 2014, seguimos trilhando com afinco o planejamento traçado após a renovação dos contratos de concessão de Geração 025/2000 e de Transmissão 055/2001.

Precisamos, dentro do que é gerenciável pela Administração, reduzir ainda mais nossos custos operacionais, equilibrando a equação dos investimentos prudentes com custos eficientes, amoldando-nos a estrutura de receita trazida pelo novo arcabouço regulatório.

Nesse plano, a certeza para os próximos anos é de uma melhoria contínua do nosso desempenho econômico e financeiro com a manutenção da qualidade e da confiabilidade na prestação de nosso serviço.

2. PERFIL DA EMPRESA

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT é uma das empresas pertencentes ao Grupo CEEE, é concessionária do serviço público de geração e transmissão de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Sul.

A CEEE-GT é uma sociedade de economia mista originada do processo de reestruturação societária da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE, efetuado em novembro de 2006. Tem como maior acionista a Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações (CEEE-Par), que, por sua vez, tem o Estado do Rio Grande do Sul como acionista majoritário.

A Companhia tem por objeto projetar, construir e explorar sistemas de produção e transmissão de energia elétrica, bem como desenvolver atividades que visem idêntica finalidade; a prestação de serviços de natureza pública ou privada, no setor de energia elétrica; a exploração de sua infraestrutura, com a finalidade de gerar receitas alternativas, complementares ou acessórias, inclusive proveniente de projetos associados.

A CEEE-GT produz cerca de 19% da energia hidrelétrica gerada no Rio Grande do Sul. O Parque Gerador da CEEE-GT possui uma potência instalada de 909,9 MW, atinge uma potência total de 1.244,73 MW, distribuídos nas usinas do Sistema Jacuí, do Sistema Salto e em mais nove Pequenas Centrais Hidrelétricas. A energia produzida pelas usinas destina-se ao suprimento do Sistema Integrado Nacional (SIN), com os clientes situados em empresas de distribuição, consumidores livres do mercado, comercializadoras e geradoras.

A CEEE-GT é responsável pela maior parte das instalações que compõem a Rede Básica de Transmissão do Estado. Viabiliza o suprimento de energia às concessionárias de distribuição: CEEE Distribuidora, AES Sul, RGE, concessionárias municipais e cooperativas de eletrificação rural. Para tanto, dispõe de 6.055,6 km de linhas de transmissão. Possui ainda 67 Subestações (54 próprias, 2 com cessão de uso, 9 compartilhadas e 2 com contrato de O&M), as quais, juntas, totalizam uma potência de 9.430 MVA.



2.1. Composição Acionária

A composição acionária da empresa, em 31 de dezembro de 2014 é a seguinte:

COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL						
ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS		TOTAL	
	QTDE. AÇÕES	%	QTDE. AÇÕES	%	QTDE. AÇÕES	%
CEEE-Par	255.232.851	67,05	43.495	0,66	255.276.346	65,92
ELETOBRÁS	122.681.434	32,23	3.505.584	53,44	126.187.018	32,59
MUNICÍPIOS	1.323.371	0,34	2.030.636	30,95	3.354.007	0,87
BMF BOVESPA S.A	1.404.802	0,37	913.055	13,92	2.317.857	0,60
OUTROS	26.812	0,01	67.788	1,03	94.600	0,02
TOTAL	380.669.270	100	6.560.558	100	387.229.828	100

Notas:

- 1 - Posição em 31 de dezembro de 2014.
- 2 - 388 Acionistas
- 3 - Valor Patrimonial da Ação-VPA em 31/12/14: R\$3,73 unitário

2.2. Reconhecimentos

Em 2014, o CEEE-GT recebeu distinção pela sua atuação em ações ou projetos sociais, ganhou estatueta de reconhecimento pelo Sistema Fecomércio-Rs/Sesc, referente a participação do Grupo CEEE no Projeto Social Doação de Uniformes, que é executado em parceria com a referida instituição.

3. GESTÃO E GOVERNANÇA CORPORATIVA

3.1. Organização e Gestão

A CEEE-GT, no âmbito do Departamento de Operação do Sistema, da Divisão de Instalações na transmissão, possui certificação ISO9001/2008 para o escopo Pré-Operação, Operação em Tempo Real, Pós-Operação e Normatização desde 2001.

Para obter a certificação, estes processos devem ser submetidos a auditorias de empresas certificadoras independentes, periodicamente. Cada certificação tem duração de três anos. De julho de 2014 a julho de 2017, a empresa certificadora é a ABS Group.

Nas últimas cinco avaliações semestrais não foram registradas não-conformidades nos processos.

3.2. Ética

Por meio de seu conjunto de valores e princípios éticos, o Código de Ética da CEEE-GT estabelece diretrizes básicas para a conduta requerida para todos os dirigentes, empregados e partes interessadas, independente da área de atuação e do nível hierárquico por estes ocupados.

A Companhia assegura a manutenção de canais de relacionamento, internos e externos, para o recebimento de consultas e denúncias de práticas irregulares ou consideradas ilegais e contrárias aos valores e princípios éticos disponíveis para a sociedade, clientes, fornecedores, investidores e empregados.

3.3. Governança Corporativa

A Companhia segue as melhores práticas de mercado, fazendo parte do Nível 1 de Governança Corporativa da BMF & Bovespa, onde estão listadas as empresas com reconhecida transparência com seus públicos.

A estrutura da administração da empresa é constituída pela Assembleia Geral, Conselho de Administração, Diretoria Colegiada, Conselho Fiscal. Além disso, completa a estrutura de governança a Auditoria Interna, a auditoria independente, os comitês de assessoramento à Diretoria e os canais de comunicação da empresa com suas partes interessadas.

4. DESEMPENHO OPERACIONAL

4.1. Setor de Energia Elétrica no Brasil

O consumo de energia elétrica no Brasil cresceu 2,2% em 2014, registrando a marca de 473,4 TWh, um crescimento de 2,2% em relação a 2013, segundo a Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Foi a menor taxa de crescimento desde 2009, quando o consumo total retraiu 1,1%. O segmento que frustrou as expectativas foi o industrial, cujo desempenho foi muito inferior ao previsto, recuou 3,6%. O Consumo no setor serviços manteve o forte dinamismo e o consumo das famílias cresceu 5,7%.

A quantidade de energia elétrica utilizada pelas famílias brasileiras alcançou 132.049 GWh no ano de 2014, consumida em 65,9 milhões de residências.

Certamente contribuiu para este resultado a expansão da posse e intensificação do uso de condicionadores de ar, fato que ficou evidenciado na forte elevação do consumo de energia nos meses de janeiro e fevereiro, sobretudo no Sul e Sudeste do país.

4.2. Mercado de Geração e Transmissão de Energia

O Parque Gerador da CEEE-GT tem uma potência instalada de 909,9MW, distribuídos nas usinas do Sistema Jacuí, do Sistema Salto e em mais nove pequenas centrais hidrelétricas.

No que diz respeito ao setor de transmissão de energia no RS, cabe ressaltar que uma parcela expressiva da energia elétrica consumida no Estado flui pelas linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Na área de transmissão, a CEEE-GT detém a maioria das concessões de linhas de transmissão e de subestações na tensão de 230 kV, disponibilizadas para o Estado do Rio Grande do Sul através da Rede Básica do Sistema Interligado Brasileiro, com índice de disponibilidade média superior a 99,5%.

Também possui a concessão de instalações em tensão menor ou igual a 138 kV. Essas instalações viabilizam o suprimento de energia às concessionárias que atuam no Rio Grande do Sul, assim como aos consumidores livres, produtores independentes e a outras empresas de geração que atuam no Estado.

4.2.1. Comercialização

Através da Medida Provisória Nº 579/12, convertida na Lei Federal Nº 12.783/13, a CEEE-GT prorrogou por 30 anos a concessão de 12 usinas de seu parque gerador. A energia destes empreendimentos, totalizando 233 MW médios, foi alocada na forma de Cotas de Garantia Física e Potência para as distribuidoras do país, sendo a CEEE-GT remunerada pela operação e manutenção destas usinas. A partir desta alocação de energia criou-se a necessidade de comprar energia para composição de lastro nos anos de 2013 e 2014.

Desta forma, em 2014 a CEEE-GT promoveu ofertas públicas de compra de energia elétrica no mercado livre e participou de chamadas públicas de compra e venda de outros agentes, resultando em contratos de curto e longo prazo.

A energia comercializada em 2014, entre contratos de compra e venda, totalizou 361 MW médios, negociados no Ambiente Regulado (CCEARs) e no Ambiente Livre (CCEALs). Os ajustes no balanço energético - montantes não comprados ou não vendidos em contratos - foram liquidados no mercado de curto prazo junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

4.3. Aspectos Regulatórios

No segmento de Transmissão, a CEEE-GT em atendimento a Resolução ANEEL RN 589/2013 contratou e iniciou o trabalho de definição do Laudo de Indenização dos ativos elétricos existentes em maio/2000. A conclusão deste levantamento está prevista para abril de 2015.

No segmento de Geração, em 19 de dezembro de 2013, a ANEEL editou a Resolução Nº 593, estabelecendo os critérios e os procedimentos para o cálculo da parcela dos investimentos realizados até 31 de dezembro de 2012, vinculados aos bens reversíveis ainda não amortizados ou depreciados das usinas que foram renovadas. Observando os prazos normativos, em 29 de janeiro de 2014, a Concessionária protocolou junto à Agência Reguladora, correspondência relatando a existência de investimentos realizados após o projeto básico e que

seriam pendentes de indenização. Ainda no segmento de geração, a Audiência Pública ANEEL nº 02/14, iniciada em 29 de janeiro de 2014, busca definir o regramento administrativo de remuneração dos novos investimentos das Usinas prorrogadas pela Lei nº 12.783/13.

A principal alteração para as concessionárias de geração foi a disponibilização das garantias físicas dos empreendimentos impactados pela Lei nº 12.783/13 em regime de Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência, alocadas integralmente as distribuidoras do país. Estes empreendimentos tiveram a concessão prorrogada por um período de 30 anos, sendo a concessionária responsável pela operação e manutenção da usina e remunerada através da Receita Anual de Geração (RAG), homologada pela ANEEL, sujeita a ajuste por indisponibilidade ou desempenho de geração.

Em ambos os negócios – Geração e Transmissão são previstos reajustes e revisões tarifárias periódicas.

4.3.1. Indicadores de Desempenho Operacional e de Produtividade

4.3.1.1. Produtividade e Qualidade

A melhoria e a modernização dos empreendimentos justificam-se pela necessidade de minimizar as perdas técnicas e de buscar alternativas que proporcionem maior confiabilidade ao sistema e garantam o atendimento de energia elétrica com qualidade e eficácia, atendendo o crescimento da demanda. A CEEE-GT utiliza uma série de indicadores que permitem o monitoramento da energia gerada e do desempenho do Sistema Elétrico do Rio Grande do Sul, facilitando a canalização de recursos para buscar melhores índices, melhor qualidade e o mínimo de interrupções.

a) Indicadores Operacionais de Geração - Usinas Hidroelétricas (UHE's) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's):

Disponibilidade: A Disponibilidade Geral Equivalente das Usinas representa o percentual de tempo médio ponderado pela potência de cada máquina disponível para a geração de energia elétrica. O valor do mês de dezembro de 2014, que corresponde à média acumulada no ano, ficou em 96,81%.

As Usinas Hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS (Usinas Tipo I) são reguladas por disponibilidade, devendo manter disponibilidade móvel nos últimos 60 meses igual ou superior a estabelecida pela ANEEL.

Enquadram-se neste critério na CEEE-GT as UHE's Leonel de Moura Brizola, Itaúba e Passo Real. As três usinas encerraram 2014 atendendo este indicador.

Produção de Energia: A meta da CEEE-GT é de gerar na média anual 100% da garantia física vigente para cada instalação.

Disponibilidade Média móvel 60 meses, ponderado pela Garantia Física das Usinas Despachadas Centralizadamente - DGH60														
	jan/14	fev/14	mar/14	abr/14	mai/14	jun/14	jul/14	ago/14	set/14	out/14	nov/14	dez/14	desvio da meta	folga em dias (100)
Itaúba	97,04%	97,17%	97,47%	97,56%	97,63%	97,63%	97,63%	97,53%	97,50%	97,49%	97,49%	97,55%	7,97%	574
Passo Real	92,81%	92,81%	92,82%	92,81%	92,80%	92,73%	93,61%	94,22%	95,04%	95,00%	95,06%	94,95%	5,37%	193
Jacui	96,35%	96,34%	96,41%	96,40%	96,54%	96,58%	96,33%	96,20%	96,17%	96,18%	96,20%	96,20%	3,18%	344
Média no ano	96,09%	96,17%	96,36%	96,42%	96,49%	96,48%	96,39%	96,62%	96,73%	96,74%	96,76%	96,77%	6,44%	
														96,32%

As demais UHE's e PCH's da CEEE-GT também têm sua disponibilidade acompanhada mensalmente. Apesar da ANEEL não estabelecer disponibilidade mínima para os empreendimentos não despachados centralizadamente (usinas Tipo III), este indicador é acompanhado pela CEEE-GT com vistas à maximização do tempo disponível para geração de energia.

b) Indicadores Operacionais e de Produtividade de Transmissão:

Capacidade Instalada: Este indicador corresponde à soma da potência nominal de todos os transformadores da Transmissão em operação. Em 2014 a CEEE-GT concluiu a implantação de novos transformadores em 8 Subestações, aumentando em 348 MVA a potência instalada ao sistema de transmissão, totalizando 9.480 MVA. Houve um aumento de 3,81% de capacidade instalada em relação a 2013. Os principais empreendimentos que entraram em operação comercial que contribuíram para esse aumento na capacidade instalada foram nas subestações de Porto Alegre 8, Porto Alegre 10, Santa Maria 1, Santa Maria 3, Uruguiana 5, Quinta, Nova Prata 2 e Maçambará.

c) Índice de Indisponibilidade Mensal de Energia (IIT):

Indica o percentual de energia deixada de transportar no mês, em relação ao montante total de energia requerida.

A apuração dos montantes de energia interrompida e de suas respectivas causas é realizada diariamente e contabilizada com periodicidade mensal para o cálculo do indicador, permitindo a quantificação dos montantes absolutos e percentuais de cada uma das causas para um melhor controle através de ações específicas e pertinentes às causas verificadas.

O quadro 1 demonstra uma estabilidade destes indicadores entre 2009 e 2014.

Valores do Indicador IIT

Indicador	2009	2010	2011	2012	2013	2014
IIT - Geral (%)	0,0057	0,0060	0,0071	0,0049	0,0060	0,0066
IIT - Transmissão (%)	0,0055	0,0039	0,0060	0,0047	0,0058	0,0041

Energia Deixada de Transmitir (EDT): Este indicador se divide em dois subitens, um valor global, incluindo motivos externos e alheios a CEEE Transmissora, e outro para as causas específicas de responsabilidade da empresa.

A EDT Total soma toda a energia interrompida no ano de 2014 e a EDT Média é o resultado da média dos doze meses do ano de 2014.

O quadro 2 demonstra os valores obtidos nos últimos 6 anos.

Valores do Indicador EDT

Indicador	2009	2010	2011	2012	2013	2014
EDT Total - Geral (MWh)	1589,09	1866,11	2217,98	1580,51	2002,44	2379,69
EDT Total - Transmissão (MWh)	1538,44	1206,78	1885,27	1504	2100,59	1429,31
EDT Média - Geral (MWh)	132,42	155,51	184,83	131,71	175,05	198,31
EDT Média - Transmissão (MWh)	128,20	100,56	157,11	125,62	166,87	119,11

5. INVESTIMENTOS

Os investimentos realizados pela CEEE-GT no Parque Gerador e em obras de Subestações e Linhas de Transmissão, com objetivo de ampliar a capacidade de atendimento da demanda e aumentar a confiabilidade e a qualidade no fornecimento de energia elétrica, ao longo de 2014, totalizaram cerca de R\$ 305,16 milhões.

O quadro abaixo resume a forma como recursos foram aportados:

SEGMENTO	Valores em mil R\$
CEEE-GT	Realizações 2014
Expansão, Manutenção & Operação de Usinas	18.828,83
Expansão, Manutenção & Operação de Subestações e Linhas	80.611,57
Participações em Geração e Transmissão	204.527,11
Apoio Administrativo e Qualificação da Infraestrutura	1.196,95
TOTAL	305.164,46



Fonte: Valores realizados em 2014, conforme relatórios do Sistema de Informações Econômico-Financeiras – Módulo Orçamentário (SIEF-O).

5.1. Geração

5.1.1. Expansão e Modernização da Geração

Durante o ano de 2014 prosseguiu-se com ações visando o aumento da capacidade de geração das usinas da CEEE-GT que possuem condições favoráveis à ampliação. Podem ser destacados os seguintes projetos:

- Ampliação da Central Hidrelétrica Bugres - Ampliação da usina, que passará de 11,12 para 19,2 MW de potência instalada. No ano de 2014 o empreendimento foi licitado e aguarda a assinatura do contrato com a empresa vencedora do certame para início das obras.
- Ampliação da Central Hidrelétrica Ijuzinho II - Ampliação da usina, que passará a ter 15,0 MW de potência instalada e aguarda autorização da ANEEL e emissão da Licença de Instalação do empreendimento.
- Ampliação da Usina hidroelétrica Ernestina - O projeto de ampliação, que está em fase de revisão, prevê um incremento de 9,6 MW na capacidade de geração da atual usina.
- Ampliação da PCH Forquilha - O projeto de ampliação, que está em fase de complementação, prevê um incremento de 9,0 MW na capacidade de geração da atual usina.
- Ampliação da PCH Guarita - O projeto de ampliação, que está em fase de complementação, prevê um incremento de 12,0 MW na capacidade de geração da atual usina.
- Ampliação da PCH Santa Rosa - O projeto de ampliação prevê um incremento de 4,6 MW na capacidade de geração da atual usina e aguarda autorização da ANEEL e emissão da Licença de Instalação do empreendimento.
- Ampliação da UHE Gov. Leonel Brizola - Concluído estudo de viabilidade, que indicou a possibilidade de incremento de até 42 MW de potência instalada.

Além dos estudos de investimentos realizados nas usinas sob concessão da CEEE-GT, foi firmado o Primeiro Aditivo ao Acordo de Investimentos com o Grupo Elecnor/Enerfin para aquisição de 10% de participação nos Parques Eólicos de propriedade da Empresa, em uma potência que se limitará a 376 MW de empreendimentos em operação e construção. Em dez/14 ocorreu aporte de recursos no montante de R\$ 35,0 milhões, com o ingresso efetivo na SPE Ventos do Sul Energia S/A. Com a efetivação deste aporte, a participação da CEEE-GT nas sociedades é de 10% sobre uma potência de 322,5 MW. Resta, portanto o ingresso efetivo no EOL Ventos dos Índios S/A, cuja potência será de 52,9 MW, o que deverá ocorrer até 30/06/2015 e cujo desembolso será de aproximadamente R\$ 8,00 milhões.

O principal fato relevante da Expansão da Geração da CEEE-GT neste período foi a participação vencedora no leilão A-3, realizado em 18 de novembro de 2013, com a venda de 3.558.996 MWh, gerando faturamento anual em torno de R\$ 23,00 milhões durante 30 anos com investimento total de aproximadamente R\$ 292,68 milhões, desse valor, aproximadamente 49,88% corresponderão a recursos próprios. O complexo eólico Povo Novo, localizado a margem da rodovia BR 392, distante cerca de 30 km do centro do município de Rio Grande, é composto de 3 centrais eólicas (CGE Curupira, CGE Fazenda Vera Cruz e CGE Povo Novo) e terá capacidade instalada de 55 MW, potencia suficiente para fornecer energia para cerca de 90 mil residências e gerará em torno de 800 empregos diretos.

A ampliação da capacidade de geração eólica da CEEE-GT, planejada para os próximos anos, poderá ser dada a partir da aquisição de novos projetos ou através de medições próprias, existentes nos municípios de Rio Grande, Bagé, Dom Pedrito e Santa Vitória do Palmar, com potencial estimado em 420 MW.

5.2. Transmissão

5.2.1. Expansão da Transmissão

Com foco na construção e na ampliação de linhas de transmissão e de subestações de energia elétrica, o processo de expansão visa, além de aumentar a capacidade e a confiabilidade da rede básica de transmissão da

CEEE-GT, expandir e modernizar o Sistema Elétrico, buscando atender o aumento da demanda instalada e da demanda por energia resultante da realização da Copa do Mundo FIFA 2014.

No ano de 2014, foram aplicados R\$202,00 milhões na expansão de transmissão.

Para atendimento à Copa do Mundo FIFA 2014, foram concluídas 2 obras (SE Porto Alegre 8 e SE Porto Alegre 10), com aumento de 133 MVA de potência. A Empresa tem obras em andamento na subestação Canoas 1.

Para expansão da capacidade de transmissão, foram concluídas outras 6 obras, sendo instalados 215 MVA de potência em 6 subestações (SE Maçambará, SE Nova Prata 2, SE Quinta, SE Santa Maria 1, SE Santa Maria 3 e SE Uruguaiana 5). A CEEE-GT possui outras 18 obras em andamento.

5.2.2. Manutenção e Operação da Transmissão

No ano de 2014, a CEEE-GT aplicou R\$10,40 milhões em obras nas diversas Subestações e Linhas do Sistema de Transmissão, visando manter as instalações em operação dentro dos padrões estabelecidos pelo ONS e pela ANEEL. Foram executadas programações de manutenção preventiva e preditiva das subestações e linhas de transmissão e operação da rede básica de transmissão, de forma a garantir um bom desempenho do sistema que, no ano de 2014, atingiu uma disponibilidade garantida de 99,849% (dado de dezembro de 2014).

5.2.3. Modernização de Instalações de Transmissão para a Copa 2014

Em 2014 foram investidos R\$ 0,9 milhões na modernização de subestações objetivando o bom funcionamento das instalações de transmissão para a Copa do Mundo FIFA de 2014. Estas instalações foram definidas pelos organismos do Setor elétrico; EPE - Empresa de Pesquisa Energética, ONS e ANEEL.

Das 7 Subestações definidas como de interesse para a Copa 2014, 6 foram concluídas e uma está em fase de conclusão:

Localização	Subestação	Status
Metropolitano Delta do Jacuí	SE Porto Alegre 6	Concluída
Metropolitano Delta do Jacuí	SE Porto Alegre 8	Concluída
Metropolitano Delta do Jacuí	SE Porto Alegre 9	Em execução
Metropolitano Delta do Jacuí	SE Gravataí 2	Concluída
Metropolitano Delta do Jacuí	SE Porto Alegre 13	Concluída
Metropolitano Delta do Jacuí	SE Porto Alegre 4	Concluída
Vale do Rio dos Sinos	SE Cidade Industrial - Canoas	Concluída

5.3. Participação no Mercado de Energia Elétrica

O quadro a seguir apresenta as Participações Societárias da CEEE-GT em Empreendimentos de Geração.

Empreendimento	Participação (%)
UHE Machadinho (1)	5,53%
UHE Dona Francisca (1) (2)	10,00%
UHE Campos Novos (3)	6,51%
UHE Furnas do Segredo (3)	10,50%
UHE Monte Claro (3) (4)	30,00%
UHE Castro Alves (3) (4)	30,00%
UHE 14 de Julho (3) (4)	30,00%
UHE Foz do Chapecó (3)	9,00%
UTE Piratini (3)	10,00%
EOL Palmares (3)	10,00%
EOL Ventos da Lagoa (3)	10,00%
EOL Ventos do Litoral (3)	10,00%
EOL Ventos do Sul S/A (3)	10,00%

- (1) A CEEE-GT recebe em energia a sua participação nestes empreendimentos.
- (2) A energia assegurada à CEEE é de 2MWm nos 10 primeiros anos de operação comercial, 6MWm do 11º ao 20º e 10MWm a partir do 21º ano.
- (3) A CEEE-GT não recebe energia, apenas dividendos destes empreendimentos.
- (4) Usina integrante do Projeto CERAN (Companhia Rio das Antas).

6. BALANÇO SOCIAL – INDICADORES SOCIAIS

Balanço Social						
1 - BASE DE CÁLCULO		Dezembro 2014 (valor em mil R\$)			Dezembro 2013 (valor em mil R\$)	
Receita líquida (RL)		588 207			735 508	
Resultado operacional (RO)		(224 595)			(218 626)	
Falta de pagamento bruto (FPB)		238 437			223 611	
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS		Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB
Encargos Sociais Compulsórios		45 694	19%	8%	45 083	19%
Saúde		487	0%	0%	474	0%
Medicina e Segurança		910	0%	0%	899	0%
Educação		478	0%	0%	810	0%
Capacitação e Desenvolvimento Profissional		1 710	1%	0%	164	0%
Benefícios		59 595	25%	10%	53 779	23%
Alimentação		13 616	6%	2%	13 844	6%
Creche ou Auxílio-Gravidez		1 320	1%	0%	1 283	0%
Previdência privada		38 628	16%	7%	12 566	5%
Plano de Saúde		6 033	3%	1%	5 684	2%
Participação nos Lucros ou Resultados		2 888	1%	0%	0	0%
Inclusão Social		78	0%	0%	83	0%
Outros		1 188	0%	0%	661	0%
Produtividade		877	0%	0%	846	0%
Vale Transporte - Excedente		188	0%	0%	216	0%
Total - Indicadores sociais internos		112.861	50%	18%	101.933	46%
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS		Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO
Educação		223	0%	0%	982	0%
Cultura		-	0%	0%	46	0%
Inclusão Social		40	0%	0%	52	0%
Total das contribuições para a sociedade		263	0%	0%	1 079	0%
Tributos (exceto encargos sociais)		16 303	-7%	3%	23 595	-11%
Total - Indicadores sociais externos		16.566	-7%	3%	24.674	-11%
4 - INDICADORES AMBIENTAIS		Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO
Indicador Ambiental		12	0%	0%	147	0%
Gestão		1 630	1%	0%	1 310	0%
Resíduos		416	0%	0%	44	0%
ISO 14 001		-	0%	0%	4	0%
Socio Patrimonial e Ambiental		866	0%	0%	1 262	0%
Medidas Compensatórias Parque Itaipava		345	0%	0%	-	0%
Programas Ambientais		1 661	-1%	0%	3 680	0%
Reciclagem		5	0%	0%	-	0%
Reposição Reflorestal		27	0%	0%	46	0%
Pode e Desmatamento		1 121	0%	0%	3 427	0%
Monitoramento de Águas e Salvamento fauna		78	0%	0%	130	0%
Reassentamentos - Remanejamento		-	0%	0%	31	0%
Acompanhamento Técnico e Gerenciamento Ambiental		26	0%	0%	-	0%
Desapropriações - indenizações		605	0%	0%	24	0%
Outros		-	0%	0%	22	0%
Total dos investimentos em meio ambiente		3.663	-2%	1%	5.137	-2%
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção operação e sumentar a eficiência na utilização de recursos naturais, a empresa:		() não possui metas () exemplo de 0 a 50%			() não possui metas () exemplo de 51 a 75%; () exemplo de 76 a 100%	
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL		2014			2013	
Nº de empregados(as) ao final do período		1 334			1 478	
Nº de admissões durante o período		740			804	
Nº de empregados(as) terceirizados(as)		109			87	
Nº de empregados(as) acima de 45 anos		508			563	
Nº de mulheres que trabalham na empresa		208			240	
% de cargos de chefia ocupados por mulheres		20,69%			20,29%	
Nº de negros(as) que trabalham na empresa		150			164	
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)		8,97%			7,25%	
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais		27			26	
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL		Em 2014			Em 2013	
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa		26,1			21,45	
Número total de acidentes de trabalho**		10			8	
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram de acordo com:		() direção	(n) direção + gerência	() todos(as) empregados(as)	() direção	(n) direção + gerência
Os padrões de segurança e saúde no ambiente de trabalho foram definidos por:		() direção + gerência	() todos(as) empregados(as)	(n) todos(as) - Cipo	() direção + gerência	(n) todos(as) - Cipo
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação sindical, dentro das possibilidades, a empresa:		() não se envolverá	(n) seguir as normas da OIT	() implementar e seguir a CRT	() não se envolverá	(n) seguir as normas da OIT
A previdência privada contempla:		() direção	(n) direção + gerência	(n) todos(as) empregados(as)	() direção	(n) direção + gerência
A participação dos lucros ou resultados contempla:		() direção	(n) direção + gerência	(n) todos(as) empregados(as)	() direção	(n) direção + gerência
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de sustentabilidade social e ambiental adotados pela empresa:		() não serão considerados	(n) serão considerados	() serão exigidos	() não serão considerados	(n) serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário a empresa:		() não se envolverá	() apoiar	(n) organizar e incentivar	() não se envolverá	() apoiar e incentivar
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$)		Em 2014: R\$ 118.482			Em 2013: R\$ 258.148	
Distribuição do Valor Adicionado (DVA)		(16,89%) governo (236,47%) colaboradores (58,97%) terceiros			(16,89%) governo (176,12%) colaboradores (22,01%) terceiros	
7 - OUTRAS INFORMAÇÕES		Em 2014			Em 2013	
Contempla a Campanha de Aquecimento e a Campanha do Brinquedo						
Educação						
Graduados		569			571	
Graduandos		-			-	
Ensino Médio		713			827	
Ensino Médio Incompleto		33			54	
Ensino Fundamental		19			24	
Ensino Fundamental Incompleto		-			-	
Não Alfabetizados		-			-	

6.1. Indicadores Sociais

A CEEE-GT encerrou o ano de 2014 com 1.334 empregados. Há, no quadro pessoal, 27 empregados portadores de deficiência, o que representa 2,02%.

A taxa de rotatividade (turnover) é historicamente baixa e, como nos anos anteriores, manteve este padrão, ficando em 0,41% como taxa média do ano de 2014.

Os indicadores sociais estão detalhados no relatório de sustentabilidade disponível do site www.ceee.com.br.

7. DESEMPENHO ECONÔMICO E FINANCEIRO

7.1. Resultados do Exercício

A Companhia encerrou o exercício de 2014 com um prejuízo de R\$ 280,2 milhões, representando um aumento no prejuízo de 46,43% no seu resultado em relação ao prejuízo de R\$ 191,3 milhões do exercício de 2013.

O resultado está bastante influenciado pela redução da Receita Operacional Bruta, principalmente do segmento de Geração que em 2013 era de R\$544,3 milhões passando para R\$345,6 milhões em 2014. Os custos de energia comprada, embora menores que o exercício anterior, permaneceram elevados, comprometendo a receita operacional líquida da Companhia. A necessidade de compra de energia está relacionada às usinas com a concessão prorrogadas em 2012, pois a totalidade de suas garantias físicas de energia e potência foi alocada compulsoriamente, na forma de cotas para as distribuidoras. A partir dessa alocação de energia, criou-se a necessidade de comprar energia para recomposição de lastro, considerando os contratos de suprimento negociados no Ambiente de Comercialização Livre, sendo que esse custo foi potencializado em função da situação hidrológica adversa desse exercício.

Outro fator que impactou o resultado do exercício foi o aumento das despesas operacionais, devido, principalmente pela constituição da provisão para devedores duvidosos relativos à energia livre. A partir da análise dos devedores e considerando o atual contexto econômico e financeiro vivenciado pelas Distribuidoras do Setor Elétrico Nacional, em especial frente ao momento de excepcionalidade referente ao regime hidrológico, a Companhia constituiu provisão desses créditos no montante de R\$149,7 milhões.

O quadro abaixo apresenta os resultados e indicadores econômico-financeiros:

Informações e Indicadores Econômico - Financeiros	2014	2013	Varição 2014/2013
Ativo Total	2.861.460	3.147.257	-9,08%
Passivo	1.417.706	1.414.784	0,21%
Patrimônio Líquido	1.443.754	1.732.473	-16,67%
Receita Operacional Líquida	589.207	735.508	-19,89%
Resultado do Serviço (EBIT)	(505.753)	(411.253)	22,98%
Lucro/Prejuízo do Exercício	(280.173)	(191.336)	46,43%
EBITDA (1)	(473.981)	(369.996)	28,10%
PMS (2)	351.580	382.734	-8,14%
Dívida Total (3)	291.536	234.429	24,36%
ROCE (4) %	64,73%	51,47%	25,78%
Dívida Bruta / EBITDA	-61,51%	-63,36%	1,85
Participação Capital de Terceiros sobre Ativo Total (5) %	49,54%	44,95%	4,59
Margem Operacional (6) %	-64,24%	-29,72%	(34,51)
Margem Líquida (7) %	-47,55%	-26,01%	(21,54)
Dívida Líquida (8)	(226.004)	(781.476)	-71,08%
PMS / ROL %	59,67%	52,04%	7,63
Cotação Unitária da Ação - ON - (R\$ por lote mil)	1,13	1,60	
Cotação Unitária da Ação - PNA - (R\$ por lote de mil)	1,47	1,70	



- (1) EBITDA - Resultado do Serviço menos depreciação e amortização
 (2) PMS - Despesas de Pessoal, Material e Serviço
 (3) Dívida Total - Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações
 (4) ROCE - Retorno sobre o capital Empregado = Receita Operacional Líquida / Ativo Circulante x 100
 (5) Participação do Capital de Terceiros sobre o Ativo Total = Passivo Circulante + Passivo não Circulante / Ativo Total x 100
 (6) Margem Operacional = Resultado antes do Imposto de Renda e Contribuição Social / Receita Operacional Líquida x 100
 (7) Margem Líquida = Lucro/Prejuízo Líquido do Exercício / Receita Operacional Líquida
 (8) Dívida Líquida = Empréstimos e Financiamentos - Disponibilidades

7.2. LAJIDA / EBITDA

O LAJIDA, usualmente denominado pelo mercado como EBTIDA representa o quanto a empresa gera de recursos considerando apenas as suas atividades operacionais, isto é, o lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização.

O EBITDA foi apurado pela Companhia observando as disposições da Instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012.

Analisando os efeitos ocorridos nas despesas operacionais e no custo do serviço de energia elétrica, o EBITDA teve uma variação 28,10%, passando de R\$(369,9) milhões em 2013, para R\$(473,9) milhões em 2014.

A margem do EBITDA apresentou uma variação negativa, passando de -50,30% em 2013 para -80,44% em 2014.

Demonstrativo do Cálculo do EBITDA	2014	2013	Variação 2014 / 2013
Receita Operacional Líquida - ROL	589.207	735.508	-19,89%
(-) Custo do Serviço de Energia Elétrica	(751.872)	(969.568)	-22,45%
(-) Despesas Operacionais (*)	(343.088)	(177.193)	93,62%
Resultado do Serviço - EBIT	(505.753)	(411.253)	22,98%
(+) Depreciação e Amortização	(31.772)	(41.257)	-22,99%
EBITDA (1)	(473.981)	(369.996)	28,10%
Margem EBITDA	-80,44%	-50,30%	

(*) Na composição das Despesas/Receitas Operacionais não são consideradas as receitas e despesas financeiras e o Resultado da Equivalência Patrimonial.

7.3. DRE

Demonstração dos Resultados dos períodos findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013

	31/12/2014	31/12/2013	Variação % 2014 / 2013
Receita Operacional Bruta	629.570	783.147	-19,61%
Deduções da Receita Operacional	(40.363)	(47.639)	-15,27%
Receita Operacional Líquida	589.207	735.508	-19,89%
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(751.872)	(969.568)	-22,45%
Custo com Energia Elétrica	(451.698)	(610.036)	-25,96%
Custo de Operação	(300.174)	(359.532)	-16,51%
Lucro Operacional Bruto	(162.665)	(234.060)	-30,50%
Despesas Operacionais	(363.181)	(166.939)	117,55%
Outras Receitas	36.221	2.763	1210,93%
Outras Despesas	(16.128)	(13.017)	23,90%
Resultado do Serviço	(505.753)	(411.253)	22,98%
Depreciação e Amortização	(31.772)	(41.257)	-22,99%
Resultado de Participações Societárias	29.400	54.295	-45,85%
EBITDA	(473.981)	(369.996)	28,10%
Margem EBITDA	-80,44%	-50,30%	(30,14)
Receita/Despesa Financeira	97.854	138.332	-29,26%
Imposto de Renda e Contribuição Social	98.326	27.290	260,30%
Resultado Líquido do Exercício	(280.173)	(191.336)	46,43%

7.3.1. Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta é valor faturado pela empresa em suas operações. A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT encerrou o exercício de 2014 com uma receita operacional bruta de R\$629,5 milhões, representando uma redução de 19,61% em relação ao mesmo período do ano anterior, que foi de R\$783,1 milhões.

Esse resultado deve-se basicamente à redução da receita de suprimento, que atingiu o valor de R\$335,6 milhões, ante R\$449,3 milhões no mesmo período do ano anterior devido ao reconhecimento da receita por cotas de energia das usinas com concessão renovadas, através de RAG – Receita Anual de Geração.

7.3.2. Deduções da Receita Operacional

As deduções da receita operacional são os valores deduzidos diretamente do faturamento, tais como os impostos sobre venda e os encargos intra-setoriais. As deduções da receita operacional reduziram de R\$47,6 milhões em 2013 para R\$40,3 milhões em 2014 devido, principalmente às variações negativas da receita bruta.

7.3.3. Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida representa a diferença entre a receita bruta e as deduções. A receita líquida em 2013 foi de R\$735,5 milhões, já em 2014 foi de R\$589,2 milhões, refletindo uma redução de 19,89%. Essa redução deve-se a combinação das variações apresentadas na receita operacional bruta e nas deduções da receita operacional, conforme identificado anteriormente.

7.3.4 Custos e Despesas Operacionais

O Custo do Serviço de Energia Elétrica compreende os custos necessários para a realização dos objetivos da atividade da empresa, inclui todos os gastos incorridos diretamente na produção e na prestação de serviços, se divide em Custo com Energia Elétrica e Custo de Operação.

- **Custo com Energia Elétrica:** O custo com energia elétrica reduziu 25,95% se comparado com o mesmo período do ano anterior. Em função da Lei Nº 12.783/13, a CEEE-GT teve usinas com a concessão prorrogada, alocando a totalidade de suas garantias físicas de energia e potência compulsoriamente, na forma de cotas, para as distribuidoras pelo prazo de 30 anos. A partir dessa alocação de energia, criou-se a necessidade de comprar energia para recomposição de lastro, considerando os contratos de suprimento negociados no Ambiente de Comercialização Livre.
- **Custo de Operação:** Com relação ao custo de operação, a redução apresentada em 2014 em relação ao mesmo período do ano anterior foi de 16,09%.

As despesas operacionais representam os gastos para a manutenção da atividade da empresa, inclui as despesas com vendas, administrativas e outras despesas operacionais. As despesas operacionais apresentaram um aumento de 117,55% em relação ao exercício 2013, passando de R\$166,9 milhões para R\$363,1 milhões em 2014, devido ao reconhecimento da provisão para devedores duvidosos dos créditos relativos à energia livre.

7.4. Endividamento

Em 2014, o saldo da dívida da Empresa totalizou em R\$ 294.564 milhões, distribuídos conforme tabela, contemplando contratos financeiros com agentes nacionais e internacionais, demonstrados a seguir:

CEEE-GT	Indexador	Saldo (R\$ Mil)	Participação na Total (%)
Saldo Devedor da Dívida Interna		181.375	61,57%
Moeda Nacional - Eletrobrás - RGR	RGR	13.177	4,47%
Moeda Nacional - FIDC	CDI	44.150	14,99%
Moeda Nacional - BNDES	TJLP	58.320	19,80%
Moeda Nacional - Banco ABC	CDI	65.728	22,31%
Saldo Devedor da Dívida Externa		113.189	38,43%
Moeda Externa - AFD	Dólar/Libor	98.056	33,29%
Moeda Externa - BID	Dólar/Libor	15.133	5,14%
Saldo Devedor da Dívida		294.564	100,00%
*Posição em 31/12/2014			

7.5. Ingressos Extra-Operacionais

Em setembro de 2014, a CEEE-GT recebeu nova parcela do desembolso no valor de R\$ 6,7 milhões, resultante do financiamento firmado junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS GT (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de abrangência da CEEE-GT).

No mês de abril de 2014 a Companhia recebeu o valor de R\$ 17,8 milhões em contrapartida ao contrato de empréstimo entre a CEEE-GT e a Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD.

7.6. Resultado Financeiro

O resultado financeiro apresentou uma redução de 29,26%, onde no exercício de 2014 totalizou R\$97,8 milhões e em 2013, o valor ficou na ordem de R\$138,3 milhões.

- Receita Financeira – No exercício de 2014, as receitas somaram R\$200,9 milhões, ocorrendo um aumento de 4,88% se comparado com o mesmo período do ano anterior, no qual as receitas somavam R\$191,5 milhões.
- Despesa Financeira – Aumentou em 93,61%, passando de R\$53,2 milhões no exercício de 2013, para R\$103 milhões em 2014 devido principalmente à retração ao valor justo das NTN-Bs.

8. AUDITORES INDEPENDENTES

Em atendimento a Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT informa que utiliza os serviços de Auditoria Independente da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes na elaboração de suas demonstrações financeiras, cujo contrato foi assinado em 10 de abril de 2013, no valor de R\$ 410,1 mil. O prazo de execução dos serviços é de 12(doze) meses, com uma carga mínima de 2.734 horas/ano, a contar da data de assinatura do instrumento, podendo haver renovações sucessivas, limitadas ao máximo de 60 meses.

O referido contrato foi aditado em 10 de abril de 2014, prorrogando o prazo contratual por mais 12 meses, onde é dado ao presente contrato o valor de R\$421,8 mil.

Neste contrato, além dos serviços normais de auditoria independente na elaboração de demonstrações financeiras estão contemplados os serviços de auditoria das Demonstrações Contábeis Regulatórias – DCR e auditoria do Relatório de Controle Patrimonial – RCP.

A Auditoria Independente da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes possui contratos para a prestação de Serviços de Auditoria Externa com a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE – D (valor de R\$448,6 mil e uma carga de 2.908 horas/ano) e Companhia Estadual de Energia Elétrica

Participações – CEEE – PAR (valor de R\$41,4 mil e uma carga de 269 horas/ano), que são respectivamente, Concessionária e Empresa resultantes da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE.

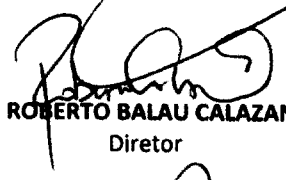
O contrato da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT representa 46,25% em relação aos honorários totais pagos pelas empresas CEEE-D, CEEE-PAR e inclusive CEEE-GT.

A política na contratação de bens e serviços é elaborada através de licitação pública e quanto a contratação de serviços não relacionados à auditoria externa, junto ao auditor independente, fundamentam-se nos princípios de preservar a independência do auditor, quais sejam: a) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; b) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e c) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

Os Auditores Independentes declaram que a prestação de serviços não afeta a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de Auditoria Externa, baseados no item 1.2.10.6 m.2 da Resolução nº 1.034/05 do Conselho Federal de Contabilidade.



PAULO DE TARSO GASPARD PINHEIRO MACHADO
Diretor Presidente



ROBERTO BALAU CALAZANS
Diretor



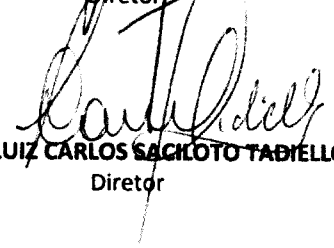
JULIO ELÓI HOFER
Diretor



CARLOS RONALDO VIEIRA FERNANDES
Diretor



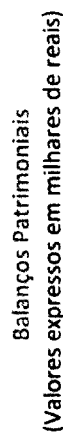
LEONARDO HOFF
Diretor



LUIZ CARLOS SACHOTO TADIELLO
Diretor



CÉSAR LUIS BAUMGRATZ
Diretor



As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração dos Resultados

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
					não auditado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	28	589.207	755.968	670.957	755.925
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		(751.872)	(969.568)	(835.018)	(986.819)
Custo com Energia Elétrica	29	(451.698)	(610.036)	(451.698)	(610.036)
Custo de Operação	30	(300.174)	(359.532)	(383.320)	(376.777)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO		(162.665)	(224.060)	(164.061)	(230.888)
Despesas Operacionais		(363.181)	(166.939)	(364.463)	(166.984)
Despesas com Vendas	30	(412)	(3.400)	(412)	(3.400)
Despesas Gerais e Administrativas	30	(53.218)	(54.911)	(54.500)	(54.956)
Outras Despesas Operacionais	30	(309.551)	(108.628)	(309.551)	(108.628)
Outras Receitas	31	36.221	2.763	36.221	2.763
Outras Despesas	31	(16.128)	(13.017)	(16.128)	(13.017)
RESULTADO DO SERVIÇO		(505.738)	(411.258)	(508.481)	(408.126)
Resultado de Participações Societárias		29.400	54.295	33.862	54.294
Receita/Despesa Financeira	32	97.854	138.332	98.565	138.206
Resultado Operacional		(378.499)	(218.626)	(376.004)	(215.626)
RESULTADO ANTES DO IR E CS		(378.499)	(218.626)	(376.004)	(215.626)
Imposto de Renda Corrente	33	-	-	(2.263)	-
Imposto de Renda Diferido	33	76.627	20.066	76.627	20.066
Contribuição Social Corrente	33	-	-	(822)	-
Contribuição Social Diferida	33	21.699	7.224	21.699	7.224
PREJUÍZO DO PERÍODO		(280.173)	(191.336)	(280.768)	(188.336)
Prejuízo Básico e Diluído por Ação Ordinária - R\$	27	(0,72)	(0,49)	(0,73)	(0,49)
Prejuízo Básico e Diluído por Ação Preferencial - R\$	27	(0,72)	(0,49)	(0,73)	(0,49)
Atribuído a Sócios da Empresa Controladora		-	-	(280.173)	(191.336)
Atribuído a Sócios Não Controladores		-	-	(590)	3.000

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração dos Resultados Abrangentes

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
					não auditado
PREJUÍZO DO PERÍODO		(280.173)	(191.336)	(280.768)	(188.336)
OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES		(14.997)	34.027	(14.997)	34.027
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	10	20.154	(346.520)	20.154	(346.820)
Venda de Títulos do Governo	10	35.413	9.451	35.413	9.451
Ganho/Perda Atuarial		(51.672)	256.691	(51.672)	256.691
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos sobre Outros Resultados Abrangentes	10	(18.892)	114.705	(18.892)	114.705
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO		(295.170)	(157.309)	(295.760)	(154.309)
Atribuído a Sócios da Empresa Controladora				(295.170)	(157.309)
Atribuído a Sócios Não Controladores				(590)	3.000

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido
(Valores expressos em milhares de reais)

Nota Explicativa	CONTROLADORA						
	Capital Social Integralizado	Reservas Destinadas a Aumento de Capital	Reserva de Incentivos Fiscais	Reserva de Lucros	Lucros Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Total
Saldos em 31/12/2012	588.647	620	1.209.384	213.827	22.148	(151.869)	1.080.686
Prejuízo do Período	-	-	-	-	(191.334)	-	(191.334)
Reversão por Prescrição	-	(620)	-	-	-	-	(620)
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	-	-	-	-	-	(317.369)	(317.369)
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	114.705	114.705
Registro do Ganho Atuarial	-	-	-	-	-	256.691	256.691
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-	-	-	-	34.027	34.027
Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-
Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	28.334	(28.394)	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	-	9.722	9.722
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	-	-	28.334	(18.672)	9.722
Destinação do Resultado	-	-	-	-	-	-	-
Aprovação do Prejuízo do Exercício	-	-	-	(140.374)	140.374	-	-
Saldos em 31/12/2013 (não auditado)	588.647	-	1.209.384	73.253	-	(118.531)	1.732.673
Prejuízo do Período	-	-	-	-	(280.173)	-	(280.173)
Aquisição de controle	-	-	-	-	-	-	-
Integralização de Capital	-	-	-	-	-	-	-
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	-	-	-	-	-	55.567	55.567
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	(18.892)	(18.892)
Registro da Perda Atuarial	-	-	-	-	-	(51.672)	(51.672)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-	-	-	-	(14.997)	(14.997)
Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-
Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	18.969	(18.969)	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	-	6.451	6.451
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	-	-	18.969	(12.518)	6.451
Destinação do Resultado	-	-	-	-	-	-	-
Aprovação do Prejuízo do Exercício	-	-	-	(73.253)	73.253	-	-
Saldos em 31/12/2014	588.647	-	1.209.384	-	(187.851)	(166.846)	1.043.734
Total	588.647	620	1.209.384	73.253	(187.851)	(166.846)	1.043.734
Total	588.647	620	1.209.384	73.253	(187.851)	(166.846)	1.043.734

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstração dos Fluxos de Caixa

(Valores expressos em milhares de reais)

		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	Nota Explicativa	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
não auditado					
ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Prejuízo do Período		(200.173)	(191.336)	(200.763)	(188.336)
Despesas (Receitas) que não afetam o Caixa					
Variações Monetárias e Cambiais dos Empréstimos de Longo Prazo		20.778	15.895	20.778	15.895
Variações Monetárias do Passivo Não Circulante		-	2.105	-	2.105
Depreciação e Amortização de Bens do Ativo Imobilizado e Intangíveis	30	31.772	41.257	31.772	41.257
Resultado de Equivalência Patrimonial		(29.400)	(54.295)	(33.862)	(54.294)
Constituição de Provisão para Passivos e Outras		43.852	57.703	46.018	57.703
Constituição de Provisão Ex-Autárquicos	30	39.122	31.374	39.122	31.374
Constituição de Provisão Para Créditos de Liquidação Duvidosa	30	150.190	28.718	150.190	28.718
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos		(98.327)	(27.290)	(98.327)	(27.290)
Baixa de Ativo Imobilizado, Investimentos e Intangível		152.074	213.752	152.074	213.752
Varição dos Investimentos em Títulos do Governo	10	(103.268)	(76.693)	(103.268)	(76.693)
Receita com Atualização da Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	-	(23.064)	-	(23.064)
Outros		-	-	1.396	(3.172)
CAIXA APLICADO NAS OPERAÇÕES		(73.380)	18.126	(74.870)	17.955
Varições no Ativo Circulante e Não Circulante					
		503.247	256.461	631.642	256.416
Concessionárias e Permissionárias		14.318	29.584	14.318	29.584
Tributos a Recuperar		(19.533)	(16.855)	(19.533)	(16.855)
Aplicações Financeiras de Longo Prazo		25.231	(415)	119.163	(415)
Estoques		188	(722)	188	(722)
Conta de Resultados a Compensar - CRC		-	365.370	-	365.370
Investimentos em Títulos do Governo		635.786	(254.298)	635.786	(254.298)
Pagamentos Antecipados		(89)	3	(191)	(42)
Contas a Receber		(20.743)	(5.390)	(20.743)	(5.390)
Depósitos Judiciais		8.810	(261)	7.922	(261)
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBN		189.721	263.473	189.721	263.473
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital		(7.893)	(79.380)	27.018	(79.380)
Ativo Financeiro da Concessão		(82.187)	(79.403)	(82.187)	(79.403)
Bens e Direitos Destinados à Alienação		13	(12)	13	(12)
Outros Créditos a Receber		(240.375)	34.767	(239.933)	34.767
Varições no Passivo Circulante e Não Circulante					
		(102.947)	(93.862)	(101.102)	(92.380)
Fornecedores		(33.601)	95.371	(33.095)	96.846
Obrigações Trabalhistas		(2.239)	584	(2.222)	584
Obrigações Fiscais		2.473	(6.381)	3.811	(6.382)
Provisão para Benefícios a Empregados		(44.223)	(50.494)	(44.223)	(50.494)
Obrigações da Concessão		3.019	(2.703)	3.019	(2.703)
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias		(22.920)	(15.131)	(22.920)	(15.131)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos		12.444	(124.427)	12.444	(124.427)
Outros Passivos		(17.900)	9.319	(17.916)	9.319
CAIXA LÍQUIDO ATIVIDADES OPERACIONAIS		326.920	180.725	455.670	181.983
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Investimento		(384.663)	(271.202)	(470.426)	(382.379)
Aumento de Investimentos		(212.972)	(43.380)	(187.403)	(137.312)
Aquisição de Bens do Ativo Imobilizado		(170.077)	(226.820)	(281.409)	(244.063)
Aquisição de Ativo Intangível		(1.614)	(1.002)	(1.614)	(1.002)
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Financiamento		36.329	36.864	25.068	146.878
Incremento de Empréstimos e Financiamentos		99.239	133.043	116.325	243.057
Amortização do Principal de Empréstimos e Financiamentos		(57.671)	(92.909)	(57.671)	(92.909)
Pagamento de Encargos de Dívidas		(5.239)	(3.270)	(33.586)	(3.270)
AUMENTO (REDUÇÃO) DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(21.414)	(53.813)	30.312	(53.618)
Saldo Inicial de Caixa e equivalentes de Caixa	5	63.559	117.172	63.660	117.178
Saldo Final de Caixa e Equivalentes de Caixa	5	42.145	63.559	73.972	63.660

As notas e explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração dos Valores Adicionados (Valores expressos em milhares de reais)

Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
				não auditado
RECEITAS				
Receita Operacional Bruta	28	629.570	783.147	711.320
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	30	(150.190)	(28.718)	(150.190)
Outras Receitas e Despesas	31	20.093	(10.254)	20.093
(-) INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		(551.651)	(699.096)	(635.853)
Material	30	(5.976)	(8.457)	(5.976)
Serviços de Terceiros	30	(25.103)	(24.918)	(25.103)
Custo de Energia Comprada	29	(451.698)	(610.036)	(451.698)
Outros Custos Operacionais	30	(10.109)	(9.349)	(10.109)
Custo de Construção	30	-	-	(83.146)
Outras Despesas Operacionais		(58.765)	(46.336)	(59.821)
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO		(52.178)	45.079	(54.630)
(-) Depreciação e Amortização	30	(31.772)	(41.257)	(31.772)
(-) Provisões	30	(27.879)	8.472	(27.879)
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO		(111.829)	12.294	(114.281)
(-) Resultado de Participações Societárias		29.400	54.295	33.862
(+) Receitas Financeiras	32	200.911	191.559	201.977
(=) VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		118.482	258.148	121.558
Distribuição do Valor Adicionado				
Pessoal		306.273	258.51	326.629
Remuneração Direta		130.224	109,92	146.181
Benefícios		39.213	33,10	25.102
Plano de Benefícios Previdenciais		85.118	71,84	111.136
Compromissos Previdenciais		39.853	33,64	32.108
F.G.T.S.		11.865	10,01	12.102
Impostos, Taxas e Contribuições		(12.969)	(10,95)	66.038
Federais		(14.948)	(12,62)	63.971
Estaduais		188	0,16	201
Municipais		1.791	1,51	1.866
Remuneração de Capitais de Terceiros		105.351	88,91	56.817
Aluguéis	30	2.294	1,94	3.590
Despesas Financeiras	32	103.057	86,98	53.227
Remuneração de Capitais Próprios		(280.173)	(236,47)	(191.336)
Prejuízo do Período		(280.173)	(236,47)	(191.336)
TOTAL		118.482	258.148	121.558

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Notas Explicativas
às Demonstrações Financeiras
em 31 de Dezembro de 2014
(valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT (Companhia) com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, nº 201, Prédio A, Sala 722, Bairro Jardim Carvalho, Porto Alegre, Estado do Rio Grande do Sul, é uma sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE-Par, empresa detentora de 65,92% do seu capital total. Foi organizada em conformidade com a autorização concedida pela Lei nº 12.593, em 13 de setembro de 2006, e constituída a partir da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE, em 26 de novembro de 2006. A Companhia tem por objeto projetar, construir e explorar sistemas de produção (geração) e transmissão de energia elétrica, bem como desenvolver atividades que visem idêntica finalidade; a prestação de serviços de natureza pública ou privada, no setor de energia elétrica; a exploração de sua infraestrutura, com a finalidade de gerar receitas alternativas, complementares ou acessórias, inclusive proveniente de projetos associados.

No segmento de transmissão, a CEEE-GT exerce o controle acionário da Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB. Em janeiro 2014 a sócia Procable Energia e Telecomunicações S.A. e a sócia Zhejiang United Engineering CO Ltda transferiram cotas de capital subscrito para a CEEE-GT e em 24 de janeiro de 2014 foi efetuada a integralização de capital no montante de R\$25.000 pela CEEE-GT na Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda - TESB, aumentando sua participação no capital integralizado. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é de 88,49% do capital integralizado.

No segmento de geração, a CEEE-GT também exerce o controle acionário das Sociedades de Propósito Específico Ventos de Curupira S.A., Ventos de Povo Novo S.A. e Ventos de Vera Cruz S.A., constituídas em fevereiro de 2014 e integrantes do consórcio responsável pela construção do Complexo Eólico Povo Novo. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é de 99,99%, conforme descrito na nota explicativa nº 14.

1.1. Das Concessões

1.1.1. Concessão de Geração

Em 05 de abril de 2000 a Companhia firmou o Contrato de Concessão nº 025/2000 - ANEEL para exploração de geração de energia elétrica. O contrato regula a exploração dos potenciais de energia hidráulica por meio das centrais geradoras e das instalações de transmissão de interesse restrito às centrais geradoras.

Com o advento da Medida Provisória nº 579 de 11/09/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/13, estabeleceu-se um novo marco regulatório no Setor Elétrico Brasileiro possibilitando a renovação antecipada dos contratos de concessão de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, a partir de uma redução tarifária nos segmentos de geração e de transmissão.

A referida MP estabeleceu que toda energia gerada pelas usinas cujas concessões vencem até 2017, serão comercializadas em regime de cotas, por tarifas definidas pela ANEEL, que cobrirão somente os custos de operação e manutenção, encargos setoriais reduzidos, tributos e a remuneração do uso das redes de transmissão e distribuição.

Em atendimento à legislação, em 04/12/2012, a Companhia firmou com a União, o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 25/2000 - ANEEL, pelo prazo de 30 anos

A Usina de Itaúba ainda não foi alcançada pelo conteúdo da Lei 12.783/13, uma vez que sua concessão tem previsão de término para 30/12/2021, já as demais usinas do parque gerador da CEEE-GT estão disponibilizando sua energia para o regime de cotas.

Foram prorrogadas as concessões das usinas listadas no quadro abaixo:

RELAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS										
UHE	Potência Instalada (MW)	TEIF (%)	IP (%)	TOTAL (1-(1-TEIF)*(1-IP))	Nº de Unidades Geradoras	Localização (Rio/Município/UF)	Atos			Termo Final da Concessão
							Contrato de Concessão	1ª Prorrogação	2ª Prorrogação	
Jacui	180	1,672	5,403	6,88	6	Rio Jacui/Saeta do Jacui/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Passo Real	158	2,533	8,091	10,42	2	Rio Jacui/ Saeta do Jacui/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 278, 11/08/99	-	31/12/2042
Canastra*	44,8	-	-	-	2	Rio Santa Maria/Caneia/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Bugres*	19,2	-	-	-	2	Rio Santa Cruz/Caneia/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Ernestina	4,96	-	-	-	1	Rio Jacui/ Ernestina/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Capigui*	4,47	-	-	-	3	Rio Capigui/Passo Fundo/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Guarita*	1,76	-	-	-	1	Rio Guarita/Erval Seco/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Merval*	1,52	-	-	-	2	Rio Cadeia/Santa Maria do Merval/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Santa Rosa*	1,58	-	-	-	1	Rio Santa Rosa/Três de Maio/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Passo do Inferno*	1,49	-	-	-	1	Rio Santa Cruz/São Francisco de Paula/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Forquilha*	1,118	-	-	-	1	Rio Forquilha/Maximiliano de Almeida/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Ijuizinho*	1,118	-	-	-	1	Rio Ijuizinho/Eugênio de Castro/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042

* Usinas não despachadas centralizadamente.

A Usina de Toca, localizada no município de São Francisco de Paula, por ser menor que 1 MW, e estar enquadrada em uma legislação específica, não é objeto de renovação nas atuais condições e portanto deverá ser requerida a autorização ao poder concedente por ocasião do vencimento da atual concessão em 07/07/2015.

A CEEE-GT, conforme Despacho da ANEEL nº 259 de 21/07/1999 tem um registro da Pequena Central Hidrelétrica Ivaí, com potência instalada de 0,768 MW, localizada no rio Ivaí, município de Júlio de Castilhos.

Em 31 de outubro de 2012 o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria Ministerial nº 578, definindo as tarifas iniciais para as Usinas Hidrelétricas enquadradas no art. 1º da MP 579, com base no valor do Custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG.

Em 01/11/2012, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda, através da Portaria Interministerial nº 580, estabeleceram os valores de indenização para as usinas hidrelétricas. Assim, nos termos das Portarias publicadas pela União, ficou delineado que as usinas da CEEE-GT acobertadas pelo contrato de concessão nº 25/2000 não seriam indenizadas, sendo que, em paralelo, a Companhia protocolou junto ao Ministério de Minas e Energia ofício contendo algumas questões, em especial no que se refere à indenização dos investimentos ainda não depreciados inerentes as usinas renovadas. Vide nota explicativa nº15.

1.1.2. Concessão de Transmissão

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT detém duas concessões para exploração dos serviços públicos de transmissão de energia elétrica.

1.1.2.1. Contrato de Concessão nº 055/2001 – ANEEL

Em 1º de outubro de 2001 a Companhia firmou o Contrato de Concessão nº 055/2001 - ANEEL para Transmissão de energia elétrica. Em razão da Medida Provisória nº 579 de 11/09/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013 e Decreto nº 7.805/2013, o contrato de concessão foi aditado em 04/12/2012, tendo sofrido alterações significativas. O Contrato de Concessão, já com as alterações realizadas, estabelece:

- I. quais os bens vinculados à Concessão e a obrigação de operar e manter a infraestrutura existente;
- II. as condições para a prestação do serviço;
- III. a garantia de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão;

- IV. a indenização, em caso de extinção da concessão, referente à parcela ainda não amortizada dos investimentos realizados pela Companhia na infraestrutura a serviço da concessão.

Em 01/11/2012, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda, através da Portaria Interministerial nº 580, estabeleceram os valores de indenização para as instalações integrantes das concessões de transmissão de energia elétrica enquadradas pela MP 579, ficando delineado o montante de R\$661.086 mil a preço de outubro de 2012, para indenização das instalações não depreciadas, posteriores a maio de 2000, relacionadas ao contrato de Concessão nº 055/2001. Essas instalações são usualmente denominadas RBNI. Vide nota explicativa nº 13.5.

Ainda, no que tange as instalações não depreciadas anteriores a maio de 2000, usualmente denominada RBSE, a Lei nº 12.783/2013 em seu artigo 15, § 2º autoriza o poder concedente a pagar, na forma de regulamento, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela ANEEL. As concessionárias deverão submeter à ANEEL as informações para o cálculo dos ativos não depreciados. O prazo para envio destas informações será disposto pelo poder concedente. Outras informações complementares estão disponíveis na nota explicativa nº 9.3.

Com a vigência da MP 579 (Lei 12.783/13), o prazo do Contrato de Concessão foi prorrogado por mais trinta anos e tem prazo de vigência até 31 de dezembro de 2042. O Contrato de Concessão também estabelece que a Receita Anual Permitida (nome dado à remuneração pela prestação do serviço de transmissão) será reajustada anualmente no mês de julho e revisada a cada cinco anos. Além dos critérios para reajuste e revisão da receita, previstos em contrato, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabelecerá em regulamentação específica regras e metodologia para cálculo dessa revisão.

1.1.2.2. Contrato de Concessão nº 080/2002 - ANEEL

Em 19 de dezembro de 2002 a Companhia firmou o Contrato de Concessão nº 080/2002 - ANEEL para Transmissão de Energia Elétrica. O Contrato de Concessão da LT 230kV UPME x Pelotas 3 estabelece:

- I. a obrigação de construir, operar e manter a infraestrutura a serviço da concessão;
- II. quais os serviços que o operador deve prestar e para quem os serviços devem ser prestados (área geográfica de atendimento e classe de consumidores);
- III. a garantia de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão;
- IV. indenização ao final do contrato de concessão referente à parcela ainda não amortizada dos investimentos realizados pela Companhia na infraestrutura a serviço da concessão.

O Contrato de Concessão tem prazo de vigência de 30 (trinta) anos, contados a partir da entrada em operação das instalações de transmissão, objeto do contrato, podendo ser renovado por igual período desde que requerida pela Companhia até 36 (trinta e seis) meses antes do término do contrato. A eventual prorrogação do Contrato de Concessão estará subordinada ao interesse público e à revisão das condições gerais do contrato.

O Contrato de Concessão também estabelece que as tarifas sejam reajustadas anualmente no mês de julho e revisadas nos casos de criação, alteração ou extinção de tributos ou encargos legais, quando comprovado seus impactos. Os critérios e metodologias para reajuste e revisão das tarifas de energia elétrica são definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em regulamentação específica.

1.2. Medida Provisória nº 627/2013, convertida na Lei nº 12.973/2014

Em 11 de novembro de 2013 o Poder Executivo Federal editou a Medida Provisória - MP nº 627, a qual foi convertida na Lei nº 12.973, de 13 de maio de 2014. A norma modifica a legislação tributária nacional, e, dentre outras alterações, revoga o Regime Tributário de Transição – RTT, instituído pela Lei nº 11.941/2009. Os dispositivos da MP têm vigência a partir do ano-calendário de 2015, podendo, a critério dos contribuintes, terem os efeitos de sua aplicação antecipados a partir do ano-calendário de 2014.

A Companhia decidiu pela aplicabilidade das disposições da Lei nº 12.973/2014 a partir do ano-calendário de 2015.

2. ATIVIDADES NÃO VINCULADAS À CONCESSÃO

A Companhia possui uma estação de piscicultura no município de Tio Hugo, cujo objetivo é a produção de alevinos e peixes a serem soltos nos reservatórios visando à manutenção e preservação da ictiofauna existente nos mesmos. Estas atividades não são relevantes para operação da Companhia.

3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

3.1. Bases de Preparação e Apresentação das Demonstrações Financeiras

Em 2014, o IASB emitiu uma revisão do IAS 27 permitindo que as entidades adotem tanto o método de custo quanto o de equivalência patrimonial na avaliação dos seus investimentos. A referida revisão deve ser aplicada retrospectivamente, de acordo com as regras do IAS 8, a partir de janeiro de 2016. Até a revisão desse pronunciamento, a única divergência com relação às normas internacionais aplicáveis à Companhia correspondia à avaliação dos investimentos pelo método de equivalência patrimonial, cuja prática não estava prevista nas IFRS. De modo a eliminar a mencionada inconsistência entre as práticas contábeis brasileiras e internacionais, a Companhia está considerando a adoção antecipada da referida norma, cuja aplicação não resultará em nenhum ajuste retrospectivo em seu balanço patrimonial e demonstração de resultado apresentado nas demonstrações financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2014.

As demonstrações financeiras compreendem:

3.1.1. Declaração de Conformidade (com relação às práticas adotadas no Brasil)

a) Demonstrações Financeiras individuais

As demonstrações financeiras individuais da Controladora foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC). Pelo fato de que as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicadas nas demonstrações financeiras individuais, a partir de 2014, não diferem do IFRS aplicável às demonstrações financeiras separadas, uma vez que ele passou a permitir a aplicação do método de equivalência patrimonial em controladas nas demonstrações separadas, elas também estão em conformidade com as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB)). Essas demonstrações individuais são divulgadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas.

b) Demonstrações Financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas, identificadas como "Consolidado", estão apresentadas, simultaneamente, de acordo com as normas internacionais de contabilidade - *International Financial Reporting Standards* - IFRS, IAS 34 – *Interim Financial Reporting* emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, e com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas práticas brasileiras incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugadas com os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

Como não existe diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da controladora, constantes nas demonstrações financeiras consolidadas preparadas de acordo com as IFRS e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e o patrimônio líquido da controladora e o resultado da controladora, constantes nas demonstrações financeiras individuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia optou por apresentar essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

3.1.2. Autorização e Emissão das Demonstrações Financeiras

A Administração da Companhia autorizou a conclusão de elaboração das Demonstrações Financeiras em 23/03/2015.

3.1.3. Base de Mensuração

As Demonstrações Financeiras individuais e consolidadas foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor e ajustadas para refletir o custo atribuído de terrenos e edificações na data de transição para IFRS/CPCs, com exceção dos instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado, reconhecido no balanço patrimonial.

3.1.4. Moeda de Apresentação e Moeda Funcional

As Demonstrações Financeiras Individuais são apresentadas em Reais (R\$) que é a moeda funcional da Companhia. Todas as informações financeiras foram arredondadas para o milhar de real mais próximo, exceto quando indicado de outra forma. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores, logo os valores em milhares apresentados quando somados podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

3.2. Uso de Estimativas e Julgamentos

A preparação das Demonstrações Financeiras Individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a Administração realize estimativas para determinação e registro de certos ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre suas Demonstrações Financeiras Individuais. Tais estimativas são feitas com base no princípio da continuidade e na experiência da Administração, e são suportadas pela melhor informação disponível na data da apresentação das demonstrações financeiras. As estimativas são revisadas quando novas informações se tornam disponíveis ou quando as situações em que estavam baseadas se alterem. As estimativas podem vir a divergir para com o resultado real. As principais estimativas se referem ao seguinte:

- I. Vida útil do ativo intangível;
- II. Transações de compra e venda de energia elétrica na CCEE;
- III. Provisões para créditos de liquidação duvidosa;
- IV. Passivos contingentes;
- V. Planos de aposentadoria e benefícios pós-emprego;
- VI. Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido;
- VII. Ativo Financeiro da Concessão;
- VIII. Instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo;
- IX. Vida útil do ativo imobilizado.

3.3. Procedimento de Consolidação

As demonstrações financeiras consolidadas contemplam as informações da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e de suas controladas Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB, Ventos de Curupira S.A., Ventos de Povo Novo S.A. e Ventos de Vera Cruz S.A., sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela CEEE-GT.

Empresas Controladas	% de Participação	
	31/12/2014	31/12/2013
1 - Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda - TESB	88,49%	0,02%
2 - Ventos de Curupira	99,99%	0,00%
3 - Ventos de Povo Novo	99,99%	0,00%
4 - Ventos de Vera Cruz	99,99%	0,00%

A consolidação das contas patrimoniais e de resultado ocorre pela soma dos saldos dos ativos, passivos, receitas e despesas, de acordo com as suas naturezas, ajustados pelas eliminações das transações realizadas com as empresas consolidadas.

A participação do acionista não controlador no patrimônio líquido e no lucro líquido da controlada, consolidada integralmente, está apresentada de forma segregada no balanço patrimonial e na demonstração de resultado consolidado, respectivamente, nas linhas denominadas "Participação de acionista não controlador" e "Lucro atribuído ao acionista não controlador".

Para o exercício de 2013 foram elaboradas Demonstrações Financeiras Consolidadas pro forma, exclusivamente, para fins de comparabilidade.

As demonstrações financeiras consolidadas pro forma de 31 de dezembro de 2013 foram elaboradas para refletir a situação financeira e patrimonial e os resultados operacionais consolidados como se a TESB tivesse sido controlada pela Companhia desde 1º de janeiro de 2013. Essas demonstrações financeiras consolidadas pro forma não devem ser tomadas por base para fins de cálculo de dividendos ou quaisquer outros fins societários que não sejam de proporcionar informações comparativas sobre a posição patrimonial e financeira da Companhia.

31/12/2013			
	Controladora	Ajustes pro forma * não auditado	Consolidado não auditado
Balanço Patrimonial			
Ativo Circulante	1.429.104	431	1.429.535
Ativo Não Circulante	1.718.153	179.967	1.898.120
	3.147.257	180.398	3.327.655
Passivo Circulante	460.658	21.827	482.485
Passivo Não Circulante	954.126	125.746	1.079.872
Patrimônio Líquido	1.732.473	32.825	1.765.298
	3.147.257	180.398	3.327.655
Demonstração do Resultado do Exercício			
	Controladora	Ajustes pro forma * não auditado	Consolidado não auditado
Receita Operacional Líquida	735.508	20.417	755.925
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(969.568)	(17.245)	(986.813)
Resultado Operacional Bruto	(234.060)	3.172	(230.888)
Despesas Operacionais	(166.939)	(45)	(166.984)
Outras Receitas	2.763	-	2.763
Outras Despesas	(13.017)	-	(13.017)
Resultado do Serviço	(411.253)	3.127	(408.126)
Resultado de Participações Societárias	54.295	(1)	54.294
Receita(Despesa) Financeira	138.332	(126)	138.206
Resultado Antes do IR e CS	(218.626)	3.000	(215.626)
IR e CS	27.290	-	27.290
Prejuízo do Período	(191.336)	3.000	(188.336)

* Os saldos ilustram os ajustes pro forma, meramente para efeito comparativo, referentes aos saldos contábeis da TESB em 31/12/2013.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS

As principais políticas contábeis descritas a seguir, foram aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nas demonstrações financeiras. São elas:

4.1. Ativos e Passivos Financeiros

4.1.1. Reconhecimento e Mensuração

A Companhia reconhece os instrumentos financeiros nas suas Demonstrações Financeiras somente quando ela se tornar parte das disposições contratuais do instrumento ou na data em que tiveram origem.

A Companhia desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando riscos ou benefícios ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação são transferidos.

4.1.2. Classificação

A Companhia classifica os ativos e passivos financeiros sob as seguintes categorias:

- I. Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos determináveis que não estão cotados em mercado ativo. Estes ativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.
- II. Mantidos até o vencimento são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis com vencimentos definidos para os quais a Companhia tem a intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento. Os investimentos mantidos até o vencimento são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis. Após seu reconhecimento inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são mensurados pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.
- III. Mensurados ao valor justo por meio do resultado são instrumentos financeiros mantidos para negociação. Um ativo financeiro é classificado nessa categoria se foi adquirido, principalmente, para fins de venda a curto prazo. Ativos financeiros registrados pelo seu valor justo por meio do resultado são medidos pelo seu valor justo e mudanças no valor justo destes ativos, são reconhecidas no resultado do exercício.
- IV. Disponíveis para venda são ativos financeiros não derivativos, que são designados nessa categoria ou que não se classificam em nenhuma das categorias acima. Os ativos financeiros disponíveis para venda são registrados inicialmente pelo seu valor justo acrescido de qualquer custo de transação diretamente atribuível. Após o reconhecimento inicial, eles são medidos pelo valor justo e as mudanças, que não sejam perdas por redução ao valor recuperável, são reconhecidas em outros resultados abrangentes e apresentadas dentro do patrimônio líquido. Quando há a realização do ativo pela venda, o resultado acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado.

4.2. Caixa e Equivalentes de Caixa

Incluem os saldos de caixa, contas bancárias e investimentos de curto prazo com liquidez imediata e com baixo risco de variação no seu valor de mercado. As disponibilidades estão demonstradas pelo custo acrescido dos juros auferidos, por não apresentarem diferença significativa em relação ao seu valor de mercado.

Os investimentos que, a partir da data de sua aquisição, têm prazo de vencimento igual ou menor que três meses são registrados como equivalentes de caixa.

4.3. Aplicações Financeiras de Curto e Longo Prazo

As aplicações e certificados de depósitos bancários com vencimento superior a três meses a partir da data de sua aquisição são classificados na rubrica aplicações financeiras de curto prazo e os com prazo de vencimento superior a doze meses, que estão ao valor de custo ou de emissão, atualizado conforme disposições legais ou contratuais estão classificadas com aplicações financeiras de longo prazo.

4.4. Títulos Disponíveis para a Venda

Estão classificados como disponíveis para venda e são mensurados pelo seu valor justo. Os juros e correção monetária, contratados, são reconhecidos no resultado quando incorridos. As variações decorrentes de alterações no valor justo desses investimentos são reconhecidos em conta específica do patrimônio líquido, quando incorridas. Os ganhos e perdas registrados no patrimônio líquido são transferidos para o resultado no momento em que essas aplicações são realizadas em caixa ou quando há evidência de perda na sua realização.

4.5. Concessionárias e Permissionárias

Incluem os valores vencidos e a vencer referentes a suprimento de energia elétrica e encargos de uso da rede até a data das Demonstrações Financeiras, para Concessionárias e Permissionárias, apuradas pelo regime de competência, bem como as vendas de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, conforme informações disponibilizadas pela referida Câmara.

4.6. Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

Está constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Concessionárias e Permissionárias.

Refere-se aos recebíveis faturados, até o encerramento das Demonstrações Financeiras, contabilizado com base no regime contábil de competência.

4.7. Estoques

Os estoques são avaliados pelo seu custo médio de aquisição, deduzido dos impostos recuperáveis e de perda estimada para ajustá-lo ao valor realizável líquido, quando este for menor que seu custo de aquisição.

Periodicamente a Companhia avalia seus itens de estoque quanto à sua obsolescência ou possível redução de valor. A quantia de qualquer redução dos estoques para o valor realizável líquido e todas as perdas de estoques, são reconhecidas como despesa do período em que a redução ou a perda ocorrerem.

4.8. Subvenção e Assistência Governamental

As subvenções governamentais, se recebidas, serão reconhecidas como receita ao longo do período, confrontadas com as despesas que pretende compensar em uma base sistemática.

4.9. Bens e Direitos Destinados a Alienação

Os bens e direitos destinados a alienação 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 a venda é provável e o ativo não circulante estiver disponível para venda imediata em sua condição atual. Os ativos não circulantes classificados como destinados à venda são mensurados pelo menor valor entre o contábil anteriormente registrado e o valor justo menos o custo de venda.

4.10. Ativo Financeiro da Concessão

O Contrato de Concessão 055/2011 teve seu primeiro aditivo celebrado em 04 de dezembro de 2012 para prorrogação do prazo de concessão de transmissão de energia elétrica pelo período de trinta (30) anos a partir do mês subsequente a sua assinatura. As novas instalações integradas após a renovação da concessão em 2012 serão reconhecidas como novo Ativo Financeiro. O contrato de concessão de transmissão 080/2002, vigente até 2032, é reconhecido como Ativo Financeiro.

O valor do Ativo Financeiro representa o valor dos serviços de construção e melhorias, que será recebido através da Receita Anual Permitida e compreendem o preço de aquisição dos materiais e serviços (acrescido de impostos não recuperáveis sobre a compra, depois de deduzidos os descontos comerciais e abatimentos) e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar a infraestrutura a serviço da concessão no local e condição necessária para este ser capaz de funcionar da forma determinada no Contrato de Concessão, líquidos de amortização e acrescidos de atualização.

A amortização do Ativo Financeiro do contrato de concessão é estimada com base em premissa adotada pela Administração para segregar da Receita Anual Permitida o valor determinado para cobrir a remuneração e a reintegração dos investimentos realizados. A atualização do Ativo Financeiro é calculada com base na taxa interna de retorno (TIR), através do fluxo de caixa projetado ao longo do período da concessão.

O Contrato de Concessão estabelece que a Receita Anual Permitida – RAP, nome dado à remuneração pela prestação do serviço de transmissão, será reajustada anualmente no mês de julho e revisada a cada cinco anos. Além dos critérios para reajuste e revisão da receita, previstos em contrato, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabelecerá em regulamentação específica regras e metodologia para cálculo dessa revisão.

4.11. Investimentos

4.11.1. Investimentos em controladas

Os investimentos em controladas são aqueles cujas atividades operacionais e financeiras são conduzidas pela Companhia através de seus direitos de voto e quando a Companhia está exposta ou tem direito aos 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. Esses investimentos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora, e consolidados integralmente na Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE GT para fins de apresentação das demonstrações financeiras consolidadas.

4.11.2. Investimentos em coligadas

Uma coligada é uma entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa e que não se configura como uma controlada nem uma participação em um empreendimento sob controle comum (*joint venture*). A influência significativa supostamente ocorre quando a Companhia, direta ou indiretamente, mantém entre 20 e 50 por cento do capital votante de outra entidade e/ou tem o poder de participar nas decisões sobre as políticas financeiras e operacionais da investida, sem exercer controle individual ou conjunto sobre essas políticas.

Os investimentos em coligadas são contabilizados por meio do método de equivalência patrimonial e são reconhecidos inicialmente pelo custo e em seguida ajustados para fins de reconhecimento da participação da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da coligada.

Quando a parcela de participação da Companhia nos prejuízos de uma companhia investida cujo patrimônio líquido tenha sido contabilizado exceda a sua participação acionária nessa companhia registrada por equivalência patrimonial, o valor contábil daquela participação acionária, incluindo quaisquer investimentos de longo prazo, é reduzido a zero.

4.11.3. Ágio pago por expectativa de rentabilidade futura em participações em Coligadas - goodwill

O ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) deve estar contido no saldo contábil do investimento a ser apresentado no balanço da entidade investidora, registrado dentro do subgrupo investimento no ativo não circulante, sendo testado anualmente (ou com mais frequência caso existam evidências para tal) frente ao valor recuperável.

4.12. Imobilizado

Os itens do imobilizado são mensurados pelo custo histórico de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e perdas de redução ao valor recuperável (*impairment*) acumulada. O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pela própria entidade inclui o custo de materiais e mão de obra direta, quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condições necessárias para que esses sejam capazes de operar da forma pretendida pela administração, os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados e custos de empréstimos.

O custo de reposição de um componente do imobilizado é reconhecido no valor contábil do item, caso seja provável que os benefícios econômicos incorporados dentro do componente irão fluir para a Companhia e que o seu custo pode ser medido de forma confiável. O valor contábil do componente que tenha sido reposto por

outro é baixado. Os custos de manutenção no dia-a-dia do imobilizado são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

A depreciação é reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, para cada parte de um item do imobilizado, já que esse método é aceito, como o que mais perto reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.

4.13. Intangível

Os ativos intangíveis que são adquiridos pela Companhia e que têm vidas úteis finitas são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. Incluem basicamente softwares e direitos desta natureza.

Os gastos subsequentes são capitalizados somente quando eles aumentam os futuros benefícios econômicos incorporados no ativo específico aos quais se relacionam. Todos os outros gastos são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

A Amortização é calculada sobre o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, deduzido do valor residual. A amortização é reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para os ativos intangíveis, que não ágio, a partir da data em que estes estão disponíveis para uso.

4.14. Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, e dos Municípios, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de transmissão. Ao final da concessão o valor das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro da Concessão.

4.15. Redução ao Valor Recuperável de Ativos (*impairment*)

4.15.1. Ativos Financeiros

A Companhia avalia anualmente se existem evidências que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável dos seus Ativos Financeiros. Sendo tais evidências identificadas, o valor recuperável dos ativos é estimado e, se o valor contábil exceder o valor recuperável, 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 baixados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado. Quando um ativo financeiro classificado como disponível para venda é considerado irrecuperável, os ganhos e as perdas acumulados reconhecidos em outros resultados abrangentes são reclassificados para o resultado.

4.15.2. Ativos Não Financeiros

A Companhia avalia anualmente se existem evidências que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável dos seus Ativos Não Financeiros. Sendo tais evidências identificadas, o valor recuperável dos ativos é estimado e, se o valor contábil exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil ao valor recuperável. Essas perdas serão lançadas ao resultado do exercício quando identificadas.

O valor contábil de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor líquido de venda. Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos que reflita o custo médio ponderado de capital para a indústria em que opera a unidade geradora de caixa. O

valor líquido de venda é determinado, sempre que possível, com base em contrato de venda firme em uma transação em bases comutativas, entre partes conhecedoras e interessadas, ajustado por despesas atribuíveis à venda do ativo, ou, quando não há contrato de venda firme, com base no preço de mercado de um mercado ativo, ou no preço da transação mais recente com ativos semelhantes.

4.16. Arrendamento Mercantil

Os arrendamentos mercantis são segregados entre os operacionais e os financeiros. Quando o arrendamento é classificado como financeiro, ou seja, seus riscos e benefícios são transferidos para Companhia, este é reconhecido como um ativo e mensurado inicialmente pelo seu valor justo ou pelo valor presente dos pagamentos mínimos, entre eles o menor, e depreciados normalmente. O passivo subjacente é amortizado utilizando a taxa efetiva de juros.

4.17. Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

Estão atualizados pela variação monetária e/ou cambial, juros e encargos financeiros, determinados em cada contrato, incorridos até a data de encerramento do balanço.

4.18. Valor Justo

- I. **Empréstimos, Recebíveis e Outros Créditos:** é estimado como o valor presente de fluxos de caixa futuros, descontado pela taxa de mercado dos juros apurados na data de apresentação. A Companhia entende que os valores contábeis na data de transição dos recebíveis de contratos de concessão de serviços representam a melhor estimativa do seu valor justo. Esse valor justo é determinado para fins de divulgação.
- II. **Ativo Imobilizado:** é baseado na abordagem de mercado e nas abordagens de custos através de preços de mercado cotados para itens semelhantes, quando disponíveis, e custo de reposição quando apropriado. Os valores justos do imobilizado referente à infraestrutura de geração vinculada a uma concessão são limitados aos valores de recuperação admitidos pelo Órgão Regulador.
- III. **Outros Ativos e Passivos Financeiros:** o valor justo de ativos e passivos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado, investimentos mantidos até o vencimento e ativos financeiros disponíveis para venda é apurado por referência aos seus preços de fechamento apurado na data de apresentação das Demonstrações Financeiras. O valor justo de investimentos mantidos até o vencimento é apurado somente para fins de divulgação.

4.19. Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias

Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de um evento passado, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável sendo provável uma saída de recursos. O montante da provisão reconhecida é a melhor estimativa da Administração e dos assessores legais, baseados em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e do desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço.

Quando a provisão envolve uma grande população, a obrigação é estimada ponderando todos os possíveis desfechos pelas suas probabilidades associadas. Para uma obrigação única, a mensuração se baseia no desfecho mais provável.

4.20. Outros Ativos e Passivos

Os outros ativos e passivos sujeitos à variação monetária ou cambial por força de legislação ou cláusulas contratuais estão corrigidos com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores atualizados até a data das Demonstrações Financeiras. Os demais estão apresentados pelos valores incorridos na data de formação, sendo os ativos reduzidos de provisão para perdas, quando aplicável.

4.21. Imposto de Renda e Contribuição Social

O Imposto de Renda corrente quando apurado é calculado e contabilizado à alíquota de 15% sobre o lucro tributável, mais adicional de 10% para o lucro que exceder R\$240 anuais e a Contribuição Social à alíquota de 9%, calculada e escriturada sobre o lucro ajustado antes do Imposto de Renda, na forma da legislação vigente.

Sobre as diferenças temporárias são constituídos impostos diferidos. Os ativos e passivos diferidos são registrados nos ativos e passivos não circulantes. Os impostos diferidos serão realizados com base nas alíquotas que se espera serem aplicáveis no período que o ativo será realizado ou o passivo liquidado. Os ativos e passivos não são descontados a valor presente. Os prejuízos fiscais de Imposto de Renda e bases negativas de Contribuição Social podem ser compensados anualmente, observando-se o limite de até 30% do lucro tributável para o exercício.

4.22. Provisão para Benefícios a Empregados

As obrigações futuras, estimadas anualmente com base na avaliação atuarial elaborada por atuário independente, são registradas para cobrir os gastos com os planos de previdência complementar dos empregados, assim como de complementação de aposentadoria incentivada e dos empregados aposentados denominados ex-autárquicos.

A avaliação atuarial é elaborada com base em premissas e projeções de taxas de juros, inflação, aumentos dos benefícios, expectativa de vida, etc. As premissas utilizadas na avaliação atuarial são revisadas e atualizadas ao final de cada exercício ou quando ocorrerem eventos relevantes que requeiram uma nova avaliação.

O valor presente das obrigações de benefício definido é estabelecido separadamente para cada plano, utilizando o método do crédito unitário projetado e o ativo ou passivo do plano de benefício definido reconhecido nas demonstrações contábeis corresponde ao valor presente da obrigação pelo benefício definido (utilizando uma taxa de desconto com base em títulos de longo prazo do Governo Federal), menos o valor justo dos ativos do plano, quando houver.

A Companhia possui dois planos administrados por uma entidade fechada de previdência complementar (Fundação CEEE de Seguridade Social – ELETROCEEE) e os ativos destes planos não estão disponíveis à Companhia ou aos seus credores.

A partir do exercício de 2013, como consequência da aplicação do Pronunciamento Técnico CPC 33(R1) recepcionado pela Deliberação CVM nº 695 de 13/12/2012, os ganhos ou perdas atuariais são reconhecidos integralmente como ativos ou passivos atuariais no mesmo exercício em que ocorrem tendo como contrapartida o patrimônio líquido da Companhia.

4.23. Registro de Compra e Venda de Energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

As compras (custo de energia comprada) e as vendas (receita de suprimento) são registradas pelo regime de competência de acordo com as informações divulgadas pela CCEE, entidade responsável pela apuração das operações de compra e venda de energia. Nos meses em que essas informações não são disponibilizadas em tempo hábil, os valores são estimados pela Administração da Companhia, utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

4.24. Apuração do Resultado

As receitas e despesas são reconhecidas pelo regime contábil de competência de cada exercício apresentado. As receitas e despesas de juros são reconhecidas pelo método da taxa efetiva de juros na rubrica de receitas/despesas financeiras.

4.25. Reconhecimento da Receita

4.25.1. Receita da Geração

A receita do segmento de Geração é reconhecida mensalmente pelo faturamento dos contratos firmados tanto em ambiente regulado como em ambiente livre, os quais são pactuados através de leilões de energia e prevêem o fornecimento de uma determinada quantidade de energia em megawatt-hora por um determinado período de tempo, geralmente por vários períodos de um ano. Os valores a serem faturados mensalmente são pré-estabelecidos nos contratos, sendo que no ambiente regulado, as variações de demanda e fornecimento são acompanhadas e ajustadas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Já no ambiente livre, as oscilações ocorridas nas quantidades de energia demandadas ou fornecidas são acordadas entre as partes do contrato, considerando os devidos ajustes no faturamento mensal. Conforme a Medida Provisória 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2012, Resolução Homologatória ANEEL nº 1408/2012 e Resolução Homologatória ANEEL nº 1410/2012, a receita do segmento de Geração é reconhecida por cotas de energia das usinas com concessão renovadas, através de RAG – Receita Anual de Geração.

4.25.2. Receita da Transmissão

No segmento de Transmissão o reconhecimento da receita é efetuado mediante critério de rateio realizado, mensalmente, pelo Operador Nacional do Sistema- ONS. Este rateio considera as instalações de todas as Transmissoras como um grande condomínio, onde os ativos (instalações) são remunerados através do número de acessantes à rede básica (RBSE) e às demais instalações da transmissão (DITs). O faturamento também é influenciado pelo cálculo da Receita Anual Permitida – RAP, homologada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para as instalações autorizadas e ou licitadas que se encontram em operação pela CEEE GT. A RAP tem como princípio, recuperar o capital investido pela Companhia na construção das instalações, bem como cobrir os seus custos de operação e manutenção.

4.25.2.1. Receita de Construção

A Companhia reconhece a receita de construção referente aos serviços de construções e melhorias previstos no contrato de concessão com base no estágio de conclusão das obras realizadas, o qual é avaliado pela referencia do levantamento dos trabalhos realizados, ou, quando não puder ser medido de maneira confiável, até o limite dos custos reconhecidos na condição em que os custos incorridos possam ser recuperados.

4.25.2.2. Receita Financeira

A receita financeira referente à atualização dos recebíveis de contratos de concessão é reconhecida com base no método da taxa efetiva de juros. Refere-se também a receita de atualização das Notas do Tesouro Nacional NTN-B's, originárias do processo de liquidação judicial nº 2006.71.00.047783-2.

4.26. Despesa Financeira

Contempla encargos de dívidas, variações monetárias de empréstimos e financiamentos, atualização monetária de autos de infração e outras despesas financeiras. O custo dos empréstimos, quando não capitalizados são reconhecidos no resultado com base no método da taxa efetiva de juros.

4.27. Distribuição de Dividendos

Os dividendos são registrados quando aprovados pela Assembleia Geral de Acionistas. O Estatuto Social prevê o pagamento de, no mínimo, 50% do lucro anual da Companhia. Portanto, no encerramento do exercício, quando aplicável, é constituída provisão para pagamento de dividendo mínimo no passivo e o que exceder ao dividendo mínimo obrigatório em conta específica dentro do Patrimônio Líquido, de acordo com o estabelecido no CPC 25 e ICPC 08.

4.28. Transações com Partes Relacionadas

As operações com partes relacionadas têm regras específicas para cada tipo de transação e são realizadas em condições e prazos firmados entre as partes. Os detalhes dessas operações estão descritos na nota explicativa nº 35.

4.29. Informações por Segmento

As informações por segmentos operacionais evidenciam as atividades de negócio dos quais podem obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes do mesmo Grupo, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelo principal responsável pela tomada de decisões operacionais da Companhia.

A Companhia, considerando a natureza de suas operações, conclui que possui os segmentos de geração e transmissão de energia elétrica.

4.30. Questões Ambientais

A Companhia capitaliza gastos referentes a demandas ambientais correspondentes aos estudos de impacto do meio ambiente, exigidos pelos órgãos públicos competentes, para obtenção das licenças que permitirão a construção e instalação de novos empreendimentos, além daqueles referentes as compensações que devem ser realizados para executar o projeto, visando reparar, atenuar ou evitar danos ao meio ambiente onde será realizado o empreendimento. Os gastos relacionados a questões ambientais posteriores a entrada em operação do empreendimento são registrados como resultado do exercício em que ocorreram.

Os projetos para construção e instalação de novos empreendimentos são identificados e monitorados pelos órgãos ambientais fiscalizadores, tais como Instituto Brasileiro do Meio Ambiente – IBAMA, Fundação Estadual de Proteção Ambiental - FEPAM, Secretaria Municipal do Meio Ambiente – SEMA e ONGs.

4.31. Demonstração do Resultado

A Demonstração do Resultado encontra-se apresentada pela natureza das receitas e despesas operacionais.

4.32. Pronunciamentos e Interpretações Contábeis

Os pronunciamentos e interpretações a seguir entrarão em vigor para períodos após a data destas demonstrações contábeis:

- Revisão do IFRS 11 – Contabilização de aquisições de participações em operações conjuntas (joint operation) A alteração requer que o adquirente de uma participação em operação conjunta que constitui um negócio, conforme definido no IFRS 3 – Combinação de negócios, aplique os princípios desse IFRS, e de outros pronunciamentos, exceto aqueles que conflitam com o IFRS 11. A Companhia avaliará os efeitos oriundos da aplicação da referida revisão em eventuais aquisições de operações conjuntas.

- Revisão do IAS 27 – Equivalência patrimonial em demonstrações contábeis individuais A alteração permite que uma Entidade prepare suas demonstrações contábeis individuais considerando os investimentos em subsidiárias, empreendimentos controlados em conjunto (joint ventures) e associadas tanto ao método de custo, de acordo com o IFRS 9 – Instrumentos financeiros, como utilizando o método de equivalência patrimonial conforme descrito no IAS 28 – Investimento em associada. Tendo em vista que esse procedimento já está previsto através das práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia já avalia os seus investimentos pelo método de equivalência patrimonial. Conforme anteriormente mencionado, a aplicação antecipada desse pronunciamento elimina a única divergência aplicável à Companhia entre as normas contábeis brasileiras e internacionais. Especialmente para fins de IFRS, as modificações do IAS 27 foram adotadas antecipadamente.

- IFRS 15 – Receitas de contratos com clientes O pronunciamento estabelece princípios para uma entidade reconhecer a receita na transferência de produtos ou serviços no montante em que reflita o que a entidade

espera receber em troca do produto entregue ou serviço prestado. Adicionalmente fornece instruções para a divulgação das informações sobre a natureza, quantidade, tempestividade e a incerteza das receitas e fluxos de caixa decorrentes das vendas. A Companhia está avaliando a eventual aplicação da norma às suas transações.

- IFRS 9 – Instrumentos Financeiros O pronunciamento tem como objetivo substituir o IAS 39 – Instrumentos financeiros: Reconhecimento e mensuração e estabelecer princípios para divulgação de ativos e passivos financeiros, bem como de alguns contratos de compra ou venda de itens não-financeiros, com a finalidade de apresentar informações úteis e relevantes para a avaliação de valores, períodos e incertezas no fluxo de caixa futuro da entidade. A Companhia está avaliando os eventuais efeitos oriundos da aplicação do referido pronunciamento.

Alterações às IAS 16 e IAS 38 - Esclarecimento sobre os Métodos Aceitáveis de Depreciação e Amortização, alterações às IAS 16 e IAS 41 - Agricultura: Plantas Produtivas, e alterações à IAS 19 - Planos de Benefícios Definidos: Contribuições dos Empregados;

Os possíveis impactos decorrentes dessas adoções serão avaliados quando da emissão dos pronunciamentos técnicos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis.

5. CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
				não auditado
CIRCULANTE				
Numerário Disponível	26.973	3.227	27.913	3.328
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - SIAC/BANRISUL	15.172	60.332	15.172	60.332
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - CDB Especial	-	-	30.887	-
Total de Caixa e Equivalentes de Caixa	42.145	63.559	73.972	63.660
NÃO CIRCULANTE				
Aplicações Financeiras Vinculadas	-	-	-	93.932
Quotas Subordinadas - FIDC	7.446	32.677	7.446	32.677
Total de Aplicações Financeiras de Longo Prazo	7.446	32.677	7.446	126.609

5.1. Numerário Disponível

O valor de R\$26.973 (R\$3.227 em 31 de dezembro de 2013) refere-se a recursos depositados em instituições bancárias.

5.2. Aplicações Financeiras

O valor de R\$15.172 (R\$60.332 em 31 de dezembro de 2013) registrado no ativo circulante refere-se a aplicação no Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC/BANRISUL instituído pelo Decreto Estadual nº33.959, de 31 de maio de 1991, remunerado pela taxa SELIC OVER, com liquidez imediata.

O valor de R\$30.887 no ativo circulante refere-se a aplicações financeiras das controladas classificadas em CDB Especial, resgatáveis a qualquer tempo e remuneradas com base na variação dos Certificados de Depósitos Interbancários – CDI.

O valor de R\$ 7.446 (R\$32.677 em 31 de dezembro de 2013) no ativo não circulante refere-se a Quotas Subordinadas dos Fundos de Investimentos em Direitos Creditórios – FIDC III CEEE- GT e FIDC V CEEE-GT, que são atualizadas conforme definido em contrato.

O montante de R\$93.932 em 31 de dezembro de 2013 corresponde a uma parte do empréstimo de R\$120.000 tomado pela TESB com a Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A.. A emitente do fundo autoriza o credor a utilizar este valor para aplicação em Certificados de Depósito Bancário, que será objeto de garantia do empréstimo.

6. CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
				não auditado
Suprimento de Energia	22.101	38.985	22.101	38.985
Encargos de uso da Rede	39.972	28.455	39.972	28.455
Energia de Curto Prazo - CCEE	-	8.970	-	8.970
Títulos de Crédito a Rebeber	344	326	344	326
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	(7.283)	(6.872)	(7.283)	(6.872)
Total	55.134	69.864	55.134	69.864

6.1. Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

O valor de R\$7.283 (R\$6.872 em 31 de dezembro de 2013) refere-se à provisão de recebíveis relativos a valores de concessionárias, permissionárias diversas e consumidores livres vencidos há mais de três meses.

7. TRIBUTOS A RECUPERAR

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
				não auditado
CIRCULANTE				
PIS/COFINS a Compensar	5	119	5	119
IRPJ e CSLL a Compensar	41.153	18.346	41.153	18.346
INSS a Compensar	454	460	454	460
Outros Créditos a Compensar	84	139	84	139
	41.696	19.064	41.696	19.064
NÃO CIRCULANTE				
PIS/COFINS a Compensar	2	3.100	2	3.100
IRPJ e CSLL a Compensar	1	2	1	2
Outros Créditos a Compensar	2	2	2	2
	5	3.104	5	3.104

8. ESTOQUES

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
				não auditado
Estoque de Operação	9.006	9.193	9.006	9.193
(-) Provisão para Perdas	(517)	(516)	(517)	(516)
	8.489	8.677	8.489	8.677

Os saldos de estoques referem-se a materiais destinados à manutenção das operações, em processo de classificação, resíduos e sucatas e destinados à alienação, todos valorados a preço médio e deduzidos das provisões para perdas.

9. OUTROS CRÉDITOS A RECEBER

Os saldos compõem-se de:

		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	Nota Explicativa	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
					não auditado
CIRCULANTE					
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	9.1	8.631	8.270	8.631	8.270
Adiantamento a Fornecedores/Empregados		1.060	1.143	1.060	1.143
Aluguel de Postes e Serviços Prestados		2.008	1.733	2.008	1.733
Cedência de Funcionários	35	1.190	998	1.190	998
Conta Gráfica	35	12.790	9.416	12.790	9.416
Investimento	9.2	8.165	10.967	8.149	10.967
Custos a Reembolsar		10.829	6.131	10.829	6.131
Outros Devedores		4.502	2.129	4.504	1.626
Total		49.175	40.787	49.161	40.284
NÃO CIRCULANTE					
Rede Básica do Sistema Existente - RBSE	9.3	415.022	415.022	415.022	415.022
Mutuo CEEE-D	9.4/35	231.583	-	231.583	-
Outros		3.722	3.316	38.625	28.116
		650.327	418.338	685.230	443.138

9.1. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

O valor de R\$8.631 (R\$8.270 em 31 de dezembro de 2013) refere-se a projetos de Pesquisa e Desenvolvimento destinados à capacitação e desenvolvimento tecnológico da Companhia, visando à geração de novos processos ou produtos, bem como o aprimoramento de suas características.

9.2. Investimento

O valor de R\$8.165 (R\$10.967 em 31 de dezembro de 2013) referem-se a dividendos declarados pelas investidas, compostos da seguinte forma: Etau R\$14, Chapecoense R\$2.140, Complexo Eólico Povo Novo R\$17, Ceran R\$2.676 e Enercan R\$3.318 (vide nota explicativa nº 14).

9.3. Rede Básica do Sistema Existente - RBSE

O montante de R\$415.022 refere-se ao valor residual dos ativos de transmissão de energia elétrica pertencentes à Rede Básica Existente em 31 de maio de 2000, também denominada RBSE, classificados conforme Resoluções ANEEL nº 166/2000 e nº 167/2000. Nos termos da Lei nº 12.783, de 11/01/2013, em seu §2º, art. 15º, a União irá indenizar os ativos de RBSE ainda não depreciados ou amortizados, com pagamento em 30 anos, corrigida por IPCA.

Na sequência deste processo de indenização dos ativos vinculados à RBSE, a ANEEL divulgou a Resolução Normativa Nº 589, de 10 de dezembro de 2013, definindo os critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR) das instalações de transmissão, para fins de indenização. Nesse sentido, considerando os comandos da Resolução ANEEL, a CEEE-GT, em 27 de dezembro de 2013, enviou ao órgão regulador o cronograma para realização do laudo de avaliação que irá valorar esses ativos considerando o critério de valor novo de reposição.

A Companhia mantém seu ativo pelo valor histórico residual dos bens pertencentes à RBSE, o qual poderá sofrer alterações até sua homologação final.

9.4. Mútuo CEEE-D

Em 21 de maio de 2014, através do Despacho nº 1.585, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu a operação de mútuo entre a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT (mutuante) e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (mutuária) no valor de até R\$150.000 (cento e cinquenta milhões de reais) com regramento contratual de devolução em 24 (vinte e quatro) parcelas mensais. O Contrato de Mútuo entre as partes foi celebrado em 29 de maio de 2014.

Em 11 de dezembro, através do Despacho nº 4.790, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu o primeiro aditivo ao contrato de mútuo entre a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT (mutuante) e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (mutuária), com o objetivo de alterar o valor para R\$ 300.000.000,00 (trezentos milhões de reais), mantendo o prazo de 24 (vinte e quatro) meses, cujo objeto é a alteração na Cláusula Primeira do referido Contrato de Mútuo. As parcelas liberadas, corrigidas mensalmente pela CDI, perfazem o montante de R\$231.583.

10. INVESTIMENTOS EM TÍTULOS DO GOVERNO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
				não auditado
CIRCULANTE				
Investimentos em Títulos do Governo	475.395	952.346	475.395	952.346
Total	475.395	952.346	475.395	952.346

10.1. Descrição

O saldo de R\$475.395 (R\$952.346 em 31 de dezembro de 2013) refere-se à liquidação judicial do processo Nº 2006.71.00.047783-2 – Conta de Resultados a Compensar – CRC, originado da ação ordinária nº 93.00.02153-2, cuja decisão favorável do Superior Tribunal de Justiça – STJ (RESP nº 435.948-RS) proferida em 2005, transitou em julgado no ano de 2009 junto ao Supremo Tribunal Federal – STF.

Em 26 de janeiro de 2012 a Companhia firmou um Termo de Acordo com a União, homologado judicialmente em 31 de janeiro de 2012, liquidando uma lide que perdurou aproximadamente 20 anos. O acordo foi firmado junto a Advocacia Geral da União - AGU, com autorização do Ministério de Minas e Energia - MME e do Ministério da Fazenda, assim como, com a efetiva participação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, da Secretaria do Tesouro Nacional – STN, da Receita Federal do Brasil – RFB, da Procuradoria Geral da Fazenda Nacional – PGFN e da Eletrobrás.

Nesse contexto a Companhia obteve um valor a receber de R\$ 1.209.304 inerente à Conta de Resultados a Compensar apurado na data base de 27 de dezembro de 2011, sendo que desse montante foram compensados de forma direta com a União, débitos da Companhia junto a Receita Federal do Brasil – RFB e junto a Secretaria do Tesouro Nacional – STN que totalizavam o montante de R\$55.673. Assim, o valor líquido dos créditos da CRC a receber na data base de 31 de dezembro de 2011 ficou em R\$1.153.631, os quais foram pagos pela União em três parcelas (tranches), mediante a emissão de Notas do Tesouro Nacional, Série B – NTN-B, com as seguintes características:

- I. Data-base: 15 de julho de 2000;
- II. Valor Nominal na data-base: R\$ 1.000,00 (Um mil reais);
- III. Modalidade: nominativa e negociável;
- IV. Atualização do valor nominal: IPCA do mês anterior;
- V. Juros remuneratórios: 6% a.a
- VI. Pagamento do principal e juros:
 - Principal – em parcela única na data de vencimento do título;
 - Juros – semestralmente, no dia 15 dos meses de maio e novembro, com ajuste do prazo no primeiro período de fluência.

Em 09/02/2012, 18/12/2012 e 17/12/2013 a Secretaria do Tesouro Nacional transferiu a primeira, a segunda e a terceira tranche para a Companhia no valor de R\$451.310, de R\$459.759 e de R\$365.370, correspondentes a 197.135, 160.231 e 160.231 NTN-B, respectivamente.

10.2. Classificação

Em 31 de dezembro de 2011, a Companhia havia classificado o direito de recebimento dos títulos como "Ativos Financeiros mantidos até o vencimento" levando em consideração a data de conversão do crédito em Notas do Tesouro Nacional - série B "NTN-B".

O Termo de Acordo, estabeleceu a transferência dos títulos em três tranches, sendo a primeira em até 10 (dez) dias úteis após a homologação do acordo, o que ocorreu em 09 de fevereiro de 2012, a segunda e a terceira tranches em 18/12/2012 e 17/12/2013, respectivamente. No entanto, o recebimento por parte da Companhia da segunda e terceira tranche estava condicionado à quitação de débitos relativos a encargos setoriais junto ao órgão regulador, débitos intrasetoriais e financiamentos perante a Eletrobrás, no prazo de 60 dias após a emissão da primeira tranche. Em abril de 2012 a Companhia efetivou a liquidação dos débitos nos prazos estabelecidos no Termo de Acordo, atendendo a cláusula condicionante para transferência das NTN-Bs nas datas previstas, reclassificando o ativo financeiro para a categoria de disponível para venda.

A Companhia considerou as seguintes características, nas quais não é possível identificar uma categoria específica de instrumento financeiro, exceto Ativo financeiro disponível para venda:

- a intenção de vender os títulos nos prazos estabelecidos nos termos do acordo, sendo Dezembro de 2012 e de 2013, portanto não foram adquiridos para a finalidade de venda em curto prazo, bem como existe restrição de uso desses recursos, devendo os mesmos serem utilizados para investimentos em ativos da concessão.
- as NTN-Bs possuem fluxos de caixa determináveis com vencimentos definidos, mas a Concessionária não possui a intenção e a capacidade financeira de mantê-los até os vencimentos nos anos de 2017, 2035 e 2045.
- as NTN-Bs estão cotadas em mercado ativo.

10.3. Forma de Atualização das NTN-Bs

Considerando a categoria de instrumentos financeiros na qual foram classificadas as NTN-Bs, após o reconhecimento inicial, os títulos são medidos pelo valor justo e as mudanças, que não sejam perdas por redução ao valor recuperável, são reconhecidas em outros resultados abrangentes e apresentadas dentro do patrimônio líquido. Quando há a realização do ativo pela venda, o saldo acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado do exercício. Adicionalmente, os juros calculados usando o método dos juros efetivos são reconhecidos no resultado.

Os juros efetivos das NTN-Bs classificadas na conta de aplicações financeiras de curto prazo são calculados com base no valor nominal atualizados pelos termos contratuais (IPCA do mês anterior e Juros remuneratórios: 6% a.a. calculados pró-rata-die).

O valor justo da totalidade dos valores a receber está calculado com o preço unitário divulgado pelo mercado secundário apurado pela Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais (Anbima).

10.4. Movimentação

O valor justo e os juros efetivos das NTN-Bs estão reconhecidos contabilmente conforme segue:

	CONTROLADORA				
	Ativo	Passivo e Patrimônio Líquido		Resultado	
	Investimentos em Títulos do Governo	Impostos diferidos	Outros resultados abrangentes	Receita (Despesa) financeira	Impostos
Posição em 31/12/2013	952.346	4.888	(65.039)	-	-
Atualização pela taxa efetiva	103.268	-	-	103.268	-
Valorização do valor justo	20.154	-	20.154	-	-
Venda do ativo financeiro	(555.503)	-	35.413	(35.413)	-
Juros Recebidos	(44.870)	-	-	-	-
Efeito tributário	-	12.157	(18.892)	-	6.736
Posição em 31/12/2014	475.395	17.045	(28.364)	67.855	6.736

11. CONTAS A RECEBER

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013 não auditado
Comercialização de Energia na CCEE	-	129.144	-	129.144
Títulos de Crédito a Receber	262	153	262	153
Total	262	129.297	262	129.297

11.1. Comercialização de Energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE – Energia Livre

Durante o período de racionamento de energia, ocorrido entre 1º de junho de 2001 e 28 de fevereiro de 2002, vigorou a redução de consumo de energia elétrica imposta pelo PERCEE (Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica) nos submercados Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e, parcialmente, no submercado Norte. Em maio de 2001 foi efetuado o Acordo Geral do Setor Elétrico, no qual foram estabelecidos os compromissos de repasse da parcela de energia pelas Concessionárias Distribuidoras às Geradoras.

Nessa vertente, a Nota Técnica nº 001/2003 e a Resolução nº 36/2003, emitidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), prescreveram as parcelas da chamada “Energia Livre” pertencentes às empresas geradoras e distribuidoras que recorreram ao então denominado Mercado Atacadista de Energia (MAE), atual Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, durante o período do racionamento e que foram impactadas pela redução da geração de energia elétrica das usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), conforme prevê o artigo 2º da Lei nº 10.438/2002, estando a Companhia inserida neste contexto de energia a receber.

Adicionalmente, o artigo 9º, §1º, da Resolução nº 36/2003 dispõe que o repasse de energia livre está condicionado à solução de controvérsias contratuais e normativas e à eliminação de eventuais litígios judiciais ou extrajudiciais, em conformidade com o art.4º §13 da Lei nº 10.438/2002. Neste cenário, em 2002, a então Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE (empresa antecessora da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT) ajuizou a ação nº 2002.34.00.036038-5, processo CEEE nº 3.494/2002, que tem por objetivo a declaração de nulidade do item IV do Despacho ANEEL nº 288 no que tange ao alívio de exposição dos quotistas de Itaipu localizados na região Sul. Também foram impetradas as ações judiciais nº 2002.61.00.026519-4 e nº 2002.61.00.029736-5, processo CEEE nº 3.555/2002, contra a ANEEL e o MAE, que buscam a suspensão do andamento da liquidação das transações de energia elétrica prevista para o dia 22/11/2002.

Em março de 2004, a Resolução ANEEL nº 45 atualizou o percentual da Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) referente à Energia Livre e o percentual que cabe a cada agente, até que, em 2010, a ANEEL publicou o Despacho nº 2.517, o qual fixou os montantes finais de Energia Livre a serem repassados entre Distribuidoras e Geradoras. No item V do referido despacho a ANEEL informa que os montantes pertencentes à CEEE devem ser registrados contabilmente como direito ou obrigação das distribuidoras, conforme o caso, e atualizados monetariamente até serem solucionados os litígios judiciais.

Considerando o atual contexto econômico e financeiro vivenciado pelas Distribuidoras do Setor Elétrico Nacional, em especial frente ao momento de excepcionalidade referente ao regime hidrológico, a Companhia constituiu provisão desses créditos, a partir da análise dos devedores.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013 não auditado
Saldo Inicial	149.222	149.222	149.222	149.222
Atualização Monetária	24.551	5.239	24.551	5.239
Provisão para Perdas	(173.773)	(25.317)	(173.773)	(25.317)
Saldo Final	-	129.144	-	129.144

12. DEPÓSITOS JUDICIAIS

O valor de R\$49.570 (R\$58.380 em 31 de dezembro de 2013) refere-se a depósitos judiciais dos processos de natureza trabalhista e cível que não possuem perda provável. Os demais depósitos judiciais estão apresentados de forma dedutiva, retificando o saldo das Provisões para Contingências Passivas a que se referem. (Vide nota explicativa nº 23).

13. ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Composição dos saldos do Ativo Financeiro da Concessão de Transmissão:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
				não auditado
Circulante	14.644	13.580	18.712	14.331
Não Circulante	193.302	112.179	332.976	173.419
Total	207.946	125.759	351.688	187.750

A Administração entende que o acordo de concessão atende as condições para aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, que orienta os concessionários sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos a entidades privadas.

Foram considerados como ao alcance da ICPC 01 somente aqueles ativos exclusivamente a serviço da concessão sob os quais a Companhia obtém remuneração do capital investido.

Com base no Contrato de Concessão nº 080/2002 e no Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 055/2001, a Administração entende que a aplicação do modelo “financeiro” é o que melhor representa o negócio de Transmissão de Energia Elétrica, considerando que a infra-estrutura construída é recuperada por meio da RAP (Receita Anual Permitida), a qual contempla os seguintes valores:

- I. receita para cobrir os custos de operação e manutenção (O&M) da infra-estrutura vinculada aos contratos de concessão; e
- II. receita para amortização do capital investido na infra-estrutura a serviço da concessão. Esta parcela de receita é definida mediante a metodologia do WACC (*weighted average cost of capital*), a qual estabelece a remuneração mínima para o investimento realizado.

No caso de extinção da concessão, os bens reversíveis e classificados no ativo financeiro, ainda não amortizados pela RAP, serão indenizados pelo poder concedente ou por outro órgão por ele delegado para tal atribuição.

Em 31 de dezembro de 2014, o valor de R\$207.946, é composto por R\$49.457, referente aos bens vinculados ao Contrato de Concessão nº 080/2002 e por R\$158.489, referente aos bens das obras em curso pertencentes às instalações abrangidas no Contrato de Concessão nº 055/2001 e seu Primeiro Aditivo. O registro é demonstrado por seu valor líquido, deduzido da perda por valor recuperável para aquelas obras em curso que ainda não possuem Resolução Autorizativa emitida pela Aneel, uma vez que ainda não há homologação de receita para indenização destes investimentos em andamento.

13.1. Movimento do Ativo Financeiro da Concessão

	CONSOLIDADO			Total
	Contrato 055/2001	Contrato 080/2002	Contrato 001/2011 TESB	
Saldo em 31 de Dezembro de 2013 (não auditado):	77.939	47.820	61.991	187.750
(+) Receita de Construção (Adições):	91.884	-	83.146	175.030
(+) Receita Financeira:	-	16.495	-	16.495
(-) Perda de Valor recuperável:	(11.334)	-	(1.395)	(12.729)
(-) Amortização do período:	-	(14.858)	-	(14.858)
Saldo em 31 de Dezembro de 2014	158.489	49.457	143.742	351.688
Em 31 de Dezembro de 2014 - Circulante	-	14.644	4.068	18.712
Em 31 de Dezembro de 2014 - Não Circulante	158.489	34.813	139.674	332.976

O Contrato de Concessão 001/2011 da Transmissora de Energia Sul Brasil - TESB ainda não se encontra em fase operacional, dessa forma, não há receita de O&M (operação e manutenção) ou amortização do ativo financeiro. A Receita Anual Permitida – RAP prevista na Resolução Homologatória ANEEL nº 1.756/2014 de 24 de junho de 2014 é de R\$25.449.

13.2. Vinculação dos Bens à Concessão

De acordo com os Artigos 63º e 64º do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na transmissão de energia são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99, regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando ainda, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na referida concessão.

13.3. Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

A partir de 01/01/2007, as obrigações vinculadas passaram a ser controladas conforme determina o Despacho ANEEL nº 3.073, de 28/12/2006, e Ofícios Circulares ANEEL nº 236, nº 296 e nº 1.314, de 08/02/2007, 15/02/2007 e 27/06/2007, respectivamente. As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de Transmissão.

Ao final da concessão o valor das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro indenizável, sendo esta a prática adotada por esta Companhia quando da apuração do valor dos bens vinculados ao Contrato de Concessão Nº 055/2001 alcançados pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. (Vide nota explicativa nº 1.1.2.1).

13.4. Valor Recuperável dos Ativos da Concessão

Os ativos da concessão são examinados periodicamente para verificar se existem indícios de que estejam registrados contabilmente por um valor superior àquele passível de ser recuperado por uso ou por venda.

O valor contábil líquido dos correspondentes ativos é ajustado ao seu valor recuperável, determinado com base no modelo de fluxos de caixa futuros descontados, sempre que este for inferior ao valor contábil.

As revisões são efetuadas ao nível de Unidades Geradoras de Caixa, definidas por Contrato de Concessão, para as quais a Companhia consegue atribuir fluxos de caixa futuros significativamente independentes.

Para fins de análise do valor de recuperação dos ativos, são observadas todas as alterações adversas ao ambiente empresarial ou regulatório, assim como o seu desempenho, considerando as seguintes particularidades do setor de energia elétrica:

- I. As atividades desenvolvidas são suportadas por um contrato de concessão que tem como objetivo, dentre outros, assegurar o equilíbrio econômico e financeiro da Concessão;
- II. As tarifas devem cobrir os custos necessários ao desenvolvimento das atividades, desde que assegurado o adequado nível de eficiência e a acuracidade das informações contábeis e financeiras;
- III. Custos extraordinários e relevantes e eventuais desajustes econômicos serão objeto de revisão tarifária;
- IV. O contrato de concessão ou permissão é de longo prazo, o que viabiliza melhor planejamento das atividades;
- V. As taxas de depreciação estão em conformidade com o que determina o órgão regulador, levando em consideração a vida útil econômica e estimada dos bens;
- VI. Ao término da concessão, os bens retornarão à União, sendo a Companhia devidamente indenizada pelo valor residual desses bens, determinado conforme normas específicas estabelecidas pela legislação aplicável.

A Companhia apura anualmente, ao final do exercício, o valor recuperável de suas Unidades Geradoras de Caixa e considera que não existem perdas a serem reconhecidas.

13.5. Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI

O montante de R\$222.634 (R\$260.435 em 31 de dezembro de 2013) no ativo circulante e de R\$151.920 em 31 de dezembro de 2013 no ativo não circulante refere-se à indenização dos empreendimentos autorizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL após 31 de maio de 2000, denominados de Rede Básica de Novos Investimentos - RBNI, para o contrato de concessão nº 055/2001, conforme estabelecido pela Medida Provisória nº 579, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013. O valor de indenização foi divulgado através do Anexo II da Portaria Interministerial nº 580, de 1º de novembro de 2012, cujo recebimento será realizado em trinta (30) parcelas mensais, corrigidas por IPCA mais WACC (*weighted average cost of capital*) de 5,59% real ao ano, segundo o que estabelece o Artigo 4º da referida Portaria Interministerial.

14. INVESTIMENTOS

14.1. Composição

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013 não auditado
Participações societárias permanentes				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial	605.417	384.196	558.233	384.191
Avaliadas pelo método de custo	2.724	2.724	2.724	2.724
	<u>608.141</u>	<u>386.920</u>	<u>560.957</u>	<u>386.915</u>

14.2. Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Método de Equivalência Patrimonial

Os saldos compõem-se de participação no capital das seguintes empresas:

	31/12/2014		31/12/2013	
	Quantidade de ações	Participação (%)	Quantidade de ações	Participação (%)
Controladas				
TESB	60.000.000	88,49%	24.515.000	0,02%
Ventos de Curupira	10.000	99,99%	-	0,00%
Ventos de Povo Novo	10.000	99,99%	-	0,00%
Ventos de Vera Cruz	10.000	99,99%	-	0,00%
Coligadas				
FOTE	23.215.000	49,00%	10.000	49,00%
TSLE	280.000.000	49,00%	34.010.000	49,00%
Ceran	510.000.000	30,00%	510.000.000	30,00%
TPAE	20.350.000	20,00%	20.350.000	20,00%
Jaguari	17.680.000	10,50%	17.680.000	10,50%
Étau	34.895.364	10,00%	34.895.364	10,00%
Palmares	114.116.000	10,00%	114.116.000	10,00%
Ventos da Lagoa	88.701.000	10,00%	88.701.000	10,00%
Ventos do Litoral	102.901.000	10,00%	102.901.000	10,00%
Ventos do Sul	140.964.000	10,00%	-	0,00%
Chapecoense	714.509.342	9,00%	714.509.342	9,00%
Enercan	388.787.000	6,51%	388.787.000	6,51%

14.3 Controladas

14.3.1. Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, juntamente com a Procable Energia e Telecomunicações S.A. e a Zhejiang United Engineering CO Ltda, constituíram uma sociedade limitada, sob a denominação Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB.

A Sociedade tem como objeto social a exploração da concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, prestando mediante a construção, a montagem, a operação e a manutenção das instalações de transmissão das seguintes Linhas e Subestações pelo prazo de 30 anos:

- LT 230Kv, com extensão aproximada de 12Km, com origem na subestação Porto Alegre 9 e término na subestação Porto Alegre 8;
- LT 230Kv, com extensão aproximada de 29Km, com origem na subestação Porto Alegre 9 e término na subestação Nova Santa Rita;
- LT 230Kv, com extensão aproximada de 29Km, com origem na subestação Campo Bom e término na subestação Taquara;
- LT 230Kv, com extensão aproximada de 19Km, com origem na subestação Restinga e término na subestação Porto Alegre 13;
- LT 230Kv, com extensão aproximada de 13Km, com origem na subestação Restinga e término na subestação Viamão 3;
- SE Porto Alegre 12;
- SE Viamão 3;
- SE Candelária 2; e
- SE Porto Alegre 13.

A composição acionária originária foi assim estabelecida: Procable Energia e Telecomunicações S.A. – 40%, Zhejiang United Engineering CO Ltda – 40% e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT – 20%.

Em julho de 2012, em virtude da subscrição do capital a ser integralizado, as sócias Procable Energia e Telecomunicações S.A., detentora de 40% das quotas e a sócia Zhejiang Isigma United Engineering CO Ltda detentora de 40% das quotas, cederam e transferiram cada uma 3%, totalizando 6% de cessão e transferência

de cotas de capital subscrito e não integralizado para a sócia Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, passando para a seguinte composição acionária: Procable Energia e Telecomunicações S.A. – 37%, Zhejiang Insignia United Engineering CO Ltda – 37% e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT – 26%.

Em março de 2013, a sócia Procable Energia e Telecomunicações S.A. cedeu e transferiu, 27% das cotas não integralizadas para a sócia Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, passando para a seguinte composição acionária: Procable Energia e Telecomunicações S.A. – 10%, Zhejiang United Engineering CO Ltda – 37% e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT – 53% do capital subscrito.

Ainda em 2013, a sócia Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT recebeu transferências de cotas da seguinte forma:

- a sócia Procable Energia e Telecomunicações S.A. cedeu e transferiu gratuitamente 9,2% das cotas, correspondendo a 5.520.000 cotas. As cotas cedidas pela sócia Procable correspondem a 1.830.000 cotas de capital integralizado e 3.690.000 cotas de capital não integralizado.

- a sócia Zhejiang Insignia United Engineering CO Ltda cedeu e transferiu 28,2% das cotas, correspondendo a 16.920.000 cotas, gerando uma contrapartida de R\$16.920 cujo pagamento se dará mediante condições estabelecidas em Termo de Compromisso a ser firmado entre as partes (vide nota explicativa nº 24.4).

Com as transferências, a TESB passa ter seguinte composição acionária: Procable Energia e Telecomunicações S.A – 0,8%, Zhejiang Insignia United Engineering CO Ltda – 8,8% e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT – 90,4% do capital subscrito.

A transferência de controle acionário estava condicionada a aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

No encerramento do exercício de 2013 a participação da CEEE-GT no capital da TESB, considerando as cotas integralizadas era de 0,02%.

Em 2014 a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu através da Resolução Autorizativa nº 4.495 de 21 de janeiro a transferência do Controle Acionário da TESB para CEEE-GT. Em 25 de janeiro foi efetivada a integralização de capital, passando a participação acionária da CEEE-GT no empreendimento para 88,49% do capital integralizado.

14.3.2. Complexo Eólico Povo Novo

O complexo Eólico Povo Novo está localizado no município de Rio Grande – RS sendo formado por 3 Centrais Geradoras Eólicas (CGE), totalizando a potência instalada de 55MW.

Em 05 de fevereiro de 2014 a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL publicou Despacho nº 276 habilitando as vencedoras do Lelão nº 09/2013 referente a empreendimentos de energia eólica. A CEEE GT participa de 3 consórcios vencedores relativo ao Complexo Eólico Povo Novo:

- Consórcio Curupira formado pela CGE Curupira Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Curupira cuja potencia instalada é de 25MW;

- Consórcio Povo Novo formado pela CGE Povo Novo Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Povo Novo cuja potencia instalada é de 7,5MW;

- Consórcio Fazenda Vera Cruz formado pela CGE Fazenda Vera Cruz Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Vera Cruz cuja potencia instalada é de 22,5MW;

O conjunto de investimentos ocorrerá em 2014 e 2015, uma vez que o início da operação comercial do empreendimento deverá ocorrer até 01/01/2016.

Em 26 de fevereiro de 2014 foram constituídas a Ventos de Povo Novo S.A, Ventos de Curupira S.A e Ventos de Vera Cruz S.A cujo capital social subscrito em cada empresa foi de R\$10 representado por 10.000 (dez mil) ações ordinárias nominativas.

Os principais grupos do ativo, passivo e resultado das controladas em 31 de dezembro de 2014, conforme demonstrados a seguir, são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas da CEEE-GT.

31/12/2014				
	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Balanco Patrimonial				
Ativo				
Caixa e Equivalentes de Caixa	24.581	3.298	1.085	2.863
Outros Ativos Circulantes	4.121	15	5	13
Ativo Não Circulante	175.003	12.444	4.473	11.269
	203.705	15.757	5.563	14.145
Passivo e Patrimônio Líquido				
Financiamentos e Empréstimos (curto prazo)	142.833	-	-	-
Outros Passivos Circulantes	5.461	20	6	17
Outros Passivos Não Circulantes	2.186	15.697	5.543	14.098
Patrimônio Líquido	53.225	40	14	30
	203.705	15.757	5.563	14.145
Demonstração do Resultado				
	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos do Curupira
Receita Operacional Líquida	81.750	-	-	-
Custo de Operação	(83.146)	-	-	-
Lucro Bruto	(1.396)	-	-	-
Despesas Operacionais	(1.126)	(64)	(29)	(63)
Resultado Financeiro	481	105	34	91
Lucro Antes dos Impostos	(2.041)	41	5	28
Impostos sobre o Lucro	(3.083)	(1)	-	(1)
Lucro Líquido	(5.124)	40	5	27

14.4. Coligadas

14.4.1. Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A - FOTE

Em novembro de 2013, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, juntamente com a Eletrosul Centrais Elétricas S.A, constituíram uma sociedade anônima fechada, sob a denominação Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A – FOTE, com a seguinte composição acionária: Eletrosul – 51% e CEEE-GT – 49%.

A Sociedade tem como objetivo a construção, projeto, implantação, operação, manutenção e exploração sob o regime de autorização ou concessão, de instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Interligado Nacional e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio das seguintes Linhas e Subestações:

- LOTE I – Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A;
- LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambará;
- LT Pinhalzinho - Foz do Chapecó, C1;
- LT Pinhalzinho - Foz do Chapecó, C2;
- SE 230/138 kV Pinhalzinho, 3 x 150 MVA; e
- SE 230/138 kV Santa Maria 3, 2 x 83 MVA (novo pátio)

Em reunião do Conselho de Administração foi aprovado o adiantamento para futuro aumento de capital – AFAC no valor total de R\$30.345 na proporção de 49% para a CEEE-GT e de 51% para a Eletrosul. Tendo em vista os adiantamentos para futuro aumento de capital aprovados e realizados pelos acionistas, em 15 de dezembro de 2014 foi autorizado o aumento do capital social da Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A - FOTE em R\$23.205 com a subscrição de 23.205.000 ações ordinárias nominativas sem valor nominal.

14.4.2. Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A - TSLE

Em junho de 2012 a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE GT e a ELETROSUL Centrais Elétricas S.A constituíram uma sociedade anônima fechada, sob a denominação Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A com a seguinte composição acionária: Eletrosul – 51% e CEEE-GT – 49%.

A Sociedade tem como objetivo a construção, projeto, implantação, operação, manutenção e exploração sob o regime de autorização ou concessão, de instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Interligado Nacional e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio das seguintes Linhas e Subestações:

- LT Nova Santa Rita, com extensão aproximada de 281Km, com origem na SE Nova Santa Rita e término na SE Campo Novo;
- LT Povo Novo - Marmeleiro, com extensão aproximada de 154Km, com origem na SE Povo Novo e término na SE Marmeleiro;
- LT Marmeleiro – Santa Vitória do Palmar, com extensão aproximada de 52Km, com origem na SE Marmeleiro e término na SE Santa Vitória do Palmar;
- SE 525/230 kV Povo Novo;
- SE 525kV Marmeleiro;
- SE 525/138 kV Santa Vitória do Palmar; e
- Instalações de Transmissão de Rede Básica na SE Povo Novo.

Em reunião do Conselho de Administração foi aprovado o adiantamento para futuro aumento de capital – AFAC no valor total de R\$498.500 na proporção de 49% para a CEEE-GT e de 51% para a Eletrosul. Tendo em vista os adiantamentos para futuro aumento de capital aprovados e realizados pelos acionistas, em 11 de dezembro de 2014 foi autorizado o aumento do capital social da Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A - TSLE em R\$245.990 com a subscrição de 245.990.000 ações ordinárias nominativas sem valor nominal.

14.4.3. Companhia Energética Rio das Antas – CERAN

Refere-se à participação de 30% na Companhia Energética Rio das Antas - CERAN, para implantação e exploração dos empreendimentos hidrelétricos nas usinas Castro Alves, Monte Claro e 14 de Julho, todas localizadas no Estado do Rio Grande do Sul, cuja potência instalada corresponde a 360 MW.

A UHE Monte Claro iniciou a operação comercial de fornecimento de energia em 29 de dezembro de 2004 com a primeira unidade geradora e em 29 de novembro de 2006 com a segunda unidade geradora. A UHE Castro Alves iniciou a operação comercial em 04 de março de 2008 com a primeira unidade geradora, em 02 de abril de 2008 com a segunda unidade geradora e em 06 de junho de 2008 com a terceira unidade geradora. A UHE 14 de Julho iniciou a operação comercial em 25 de dezembro de 2008 com a primeira unidade geradora e em 12 de março de 2009 com a terceira unidade geradora.

14.4.4. Transmissora Porto Alegrense Ltda - TPAE

Em junho de 2009, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT juntamente com a Procable Energia e Telecomunicações S.A constituíram a Sociedade de Propósito Específico denominada Transmissora Porto Alegrense de Energia Ltda - TPAE com a seguinte composição acionária: Procable – 80% e CEEE-GT – 20%.

Transmissora Porto Alegrense de Energia Ltda - TPAE venceu o Leilão da ANEEL – processo nº 48500.000368/2009-18 para a exploração da Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica, mediante construção, montagem, operação e manutenção da Linha de Transmissão Subterrânea em 230kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 4.

Conforme memorando de entendimentos firmado entre as partes, a CEEE-GT seria responsável pela operação e manutenção do empreendimento, pelas licenças ambientais, e pelas revisões de acompanhamento técnico e de fiscalização da obra e a Procable seria responsável pela preparação do projeto básico e executivo do empreendimento, construção, fornecimento de materiais, obras civis, instalações, testes e realização de comissionamento. A CEEE-GT e a Procable, em conjunto, são responsáveis pela estruturação e contratação do financiamento para implantação do empreendimento.

A TPAE iniciou sua operação comercial em 21 de novembro de 2013.

14.4.5 Jaguari Energética S.A

Refere-se à participação da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT na Jaguari Energética S.A, para a construção da PCH Furnas do Segredo, localizada no rio Jaguari, no Estado do Rio Grande do Sul, cujo início das operações ocorreu em setembro de 2005.

Em 30 de agosto de 2004, a participação da Companhia reduziu de 30% para 14,19% de acordo com a Resolução de Diretoria nº 2.124, isto porque o Acordo de Quotistas estabelecia que o acionista Guascor financiaria o capital próprio da Companhia caso a sociedade obtivesse um financiamento mínimo de 80%, o qual não foi aprovado pelo BNDES, que financiou 55,2% do projeto.

Em novembro de 2006, conforme Resolução de Diretoria nº 486, a Companhia não manifestou interesse em acompanhar os aportes deliberados pelos demais acionistas da empresa, reduzindo a participação para 10,5%.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

A investida foi ressalvada no relatório de seus auditores independentes por não registrar em suas Demonstrações Financeiras, os efeitos do reconhecimento de provisão para perdas dos saldos de aplicações financeiras junto ao Banco Santos.

14.4.6. Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A – ETAU

Em 18 de dezembro de 2002, a Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A – ETAU, firmou Contrato de Concessão nº 82/2002 – ANEEL, tendo por objeto a concessão do serviço público de energia elétrica referente à linha de transmissão Campos Novos/Santa Marta de 230 kV, bem como das subestações de Lagoa Vermelha 2 - RS, Barra Grande - SC e das entradas de linhas e instalações associadas a estas. A construção da linha de transmissão foi iniciada ao longo do exercício de 2002 e foi concluída em 1º de setembro de 2005. A Companhia tem participação de 10% na ETAU.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

14.4.7. Parques Eólicos Palmares S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Parques Eólicos Palmares S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$13.563 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2014 R\$890.

A empresa é composta por três parques eólicos situados no município de Palmares do Sul/RS: Parque Eólico Fazenda Rosário, Parque Eólico Fazenda Rosário 2 e Parque Eólico Fazenda Rosário 3 com capacidade total de geração de 50MW. O Parque Eólico Fazenda Rosário e o Parque Eólico Fazenda Rosário 3 entraram em operação em 30 de junho de 2011, e o Parque Eólico Fazenda Rosário 2 iniciou a fase de teste em 6 de setembro de 2012.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

14.4.8. Ventos da Lagoa Energia S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos da Lagoa Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$10.531 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2014 R\$687.

A empresa é composta por dois parques eólicos situados no município de Osório/RS: Parque Eólico Sangradouro 2 e Parque Eólico Sangradouro 3 com capacidade total de geração de 50MW. O Parque Eólico Sangradouro 2 entrou em operação em 14 de setembro de 2012 e o Parque Eólico Sangradouro 3 em 22 de maio de 2012.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

14.4.9. Ventos do Litoral Energia S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos do Litoral Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nestas sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$11.516 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2014 R\$507.

A empresa é composta por dois parques eólicos situados no município de Osório/RS: Parque Eólico Osório 2 e Parque Eólico Osório 3 com capacidade total de geração de 50MW. O Parque Eólico Osório 2 entrou em fase de teste em 14 de novembro de 2012 e o Parque Eólico Osório 3 em 10 de novembro de 2012.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

14.4.10. Ventos do Sul Energia S.A

Em 15 de dezembro de 2014 a CEEE-GT assinou com a Enerfin Enervento Exterior S.L o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos do Sul S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$35.000 em 15 de dezembro de 2014. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2014 R\$18.174.

A empresa é composta por três parques eólicos situados no município de Osório/RS: Parque Eólico Sangradouro, Parque Eólico Osório e Parque Eólico dos Índios com capacidade total de geração de 150MW.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

O ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) mensurado como o excesso de valor justo da contraprestação efetivamente transferida sobre o valor justo líquido dos ativos identificáveis e dos passivos da entidade está disposto abaixo:

	31/12/2014
Contraprestação Efetivamente Transferida	35.000
Valor justo líquido reconhecido de ativos identificáveis e de passivos da entidade	168.264
Ativos Circulantes	80.879
Ativos não Circulantes	422.459
Passivos Circulantes	(98.623)
Passivos não Circulantes	(236.451)
Valor justo líquido (Participação de 10%)	(16.826)
Ágio por expectativa de rentabilidade futura (<i>goodwill</i>)	18.174

14.4.11 Chapecoense Geração S.A

Em 01 de março de 2007, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, juntamente com a CPFL Geração de Energia S.A e a Chapecoense Geração S.A, assinaram o Acordo de Acionistas da Foz do Chapecó Energia S.A – FCE, sociedade por ações de propósito específicas – SPE, com distrato do consórcio anteriormente formalizado entre as partes.

A Resolução Autorizativa ANEEL nº 879, de 17 de abril de 2007, autorizou a transferência da quota-parte detida pela Chapecoense Geração S.A na concessão do UHE Foz do Chapecó para a Foz do Chapecó Energia S.A – FCE, alterando-se a estrutura acionária, que passou a ter a seguinte composição: CPFL – 51%, CEEE-GT – 9% e Chapecoense – 40%.

A potência instalada da usina, localizada no rio Uruguai, entre os municípios de Águas de Chapecó no Estado de Santa Catarina, e Alpestre no Rio Grande do Sul, corresponde a 855 MW, distribuída em quatro grupos geradores, e em março de 2011 passou a operar com sua capacidade máxima.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

A investida foi ressalvada no relatório de seus auditores independentes por não registrar em suas Demonstrações Financeiras, os efeitos da obrigação do direito de exploração (concessão onerosa), denominado Uso do Bem Público - UBP.

14.4.12. Campos Novos Energia S/A – ENERCAN

Refere-se à participação de 6,51% na Empresa Campos Novos Energia S.A – ENERCAN, localizada no rio Canoas, entre os municípios de Campos Novos e Celso Ramos, no Estado de Santa Catarina, através do contrato de concessão nº 43/2000, com a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A potência instalada corresponde a 880 MW, sendo que a 1ª unidade geradora passou a operar comercialmente em 03 de fevereiro de 2007, a 2ª unidade em 17 de fevereiro de 2007 e a 3ª unidade entrou em operação em 09 de maio de 2007.

O investimento é avaliado pela equivalência patrimonial considerando que a CEEE-GT possui membros no conselho de administração da investida e participa dos processos de elaboração de políticas e nas decisões sobre dividendos e distribuições.

A investida foi ressalvada no relatório de seus auditores independentes por não registrar em suas Demonstrações Financeiras, os efeitos da utilização das taxas de depreciação dos bens integrantes do seu ativo imobilizado considerando o prazo de concessão. As taxas de depreciação estão de acordo com as estipuladas pelo poder concedente (ANEEL).

14.5. Informações Financeiras das Investidas

	31/12/2014					
	Capital social	Patrimônio líquido publicado	Ajustes ressalvados pelo auditor	Patrimônio líquido ajustado	Lucro (prejuízo) publicado	Ajustes ressalvados pelo auditor
Controladas						
TESB	50.053	53.225	-	53.225	(5.124)	-
Ventos de Curupira	10.000	41	-	41	40	-
Ventos de Povo Novo	10.000	14	-	14	5	-
Ventos de Vera Cruz	10.000	30	-	30	27	-
Coligadas						
FOTE	23.215	28.663	-	28.663	57	-
Transmissora Sul Litorânea de Energia - TSLÉ	280.000	283.223	-	283.223	2.817	-
Ceran	470.875	612.726	-	612.726	37.559	-
Transmissora Porto Alegrense de Energia - TPAE	20.350	18.495	-	18.495	(4.894)	-
Jaguari	17.680	16.114	(4.255)	11.859	1.505	-
Etau	34.895	84.449	-	84.449	14.799	-
Palmares	114.116	141.781	-	141.781	4.617	-
Ventos da Lagoa	88.701	102.554	-	102.554	1.483	-
Ventos do Litoral	102.901	112.348	-	112.348	658	-
Ventos do Sul	140.964	165.457	-	165.457	23.008	-
Chapecoense	714.509	1.043.614	(132.308)	911.306	100.124	(28.507)
Enercan	388.797	898.456	(59.013)	839.438	98.449	3.333

As investidas foram ressalvadas no relatório de seus auditores independentes por não registrarem em suas Demonstrações Financeiras, os efeitos de:

- Ausência de registro da obrigação do direito de exploração (concessão onerosa), denominado. Uso do Bem Público - UBP (Chapecoense).
- Utilização das taxas de depreciação dos bens integrantes do seu ativo imobilizado está de acordo com as estipuladas pelo poder concedente (ANEEL) e não considerando o prazo de concessão (Enercan).
- O não reconhecimento de provisão para perdas dos saldos de aplicações financeiras junto ao Banco Santos (Jaguari).

Por decisão da administração, para o cálculo de equivalência patrimonial a Companhia ajustou as Demonstrações Financeiras das investidas contemplando os efeitos das ressalvas dos Auditores Independentes

14.6. Movimentação dos investimentos

	CONTROLADORA					Saldo em 31/12/2014
	Saldo em 31/12/2013	Aumento de Capital	Ganho (perda)	Equivalência Patrimonial	Dividendos	
Controladas						
TESB	5	44.288	-	2.807	-	47.100
Ventos de Curupira	-	10	-	40	(9)	41
Ventos de Povo Novo	-	10	-	5	(1)	14
Ventos de Vera Cruz	-	10	-	27	(6)	31
Coligadas						
FOTE	5	13.120	-	28	-	13.153
Transmissora Sul Litorânea de Energia - TSLE	16.364	120.535	-	1.380	-	138.779
Ceran	185.426	-	-	11.268	(12.877)	183.817
Transmissora Porto Alegrense de Energia - TPAG	4.886	-	-	(1.188)	-	3.698
Jaguari	1.087	-	-	159	-	1.246
Etau	9.765	-	-	1.480	(2.800)	8.445
Palmares	13.716	-	-	462	-	14.178
Ventos da Lagoa	10.107	-	-	149	-	10.256
Ventos do Litoral	11.169	-	-	66	-	11.235
Ventos do Sul	-	35.000	(18.174)	(358)	-	16.468
Chapecoense	77.712	-	-	6.446	(2.140)	82.018
Enercan	51.370	-	-	6.629	(3.319)	54.680
Agro Parques Eólicos	2.084	-	-	-	-	2.084
Agro Ventos do Sul	-	18.174	-	-	-	18.174
	384.196	231.147	(18.174)	29.400	(21.152)	605.417

14.7. Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Custo

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL	2.160	2.160	2.160	2.160
Piratini Energia S.A.	10	10	10	10
Outros Investimentos Avaliados pelo Custo	908	908	908	908
(-) Provisão Desvalorização Outros Investimentos	(354)	(354)	(354)	(354)
	2.724	2.724	2.724	2.724

14.7.1. Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL

Refere-se à participação equivalente a 49.519 ações no Capital Social da Centrais Elétricas S.A. - Eletrosul.

14.7.2. Piratini Energia S/A

Refere-se à participação de 10% na Piratini Energia S.A, sendo esta proprietária da Usina Termelétrica Piratini, localizada no município de Piratini/RS, com capacidade para produzir 10 MW utilizando-se de resíduos de madeira provenientes das indústrias madeireiras da Região.

14.8. Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Complexo Eólico Povo Novo	34.911	-	-	-
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A. - TSLE	52.362	79.380	52.362	79.380
	87.273	79.380	52.362	79.380

15. IMOBILIZADO

		CONTROLADORA				
CUSTO		31/12/2013	Adições	Baixas	Transferências	Outros
		1.575.112	-	(5.946)	33.910	310
EM SERVIÇO	Barragens	765.546	-	(1)	17.685	-
	Terrenos	16.299	-	-	790	(789)
	Edificações	120.140	-	(10)	270	1
	Máquinas e Equipamentos	656.291	-	(5.902)	14.674	1.047
	Veículos	12.445	-	-	449	50
	Móveis e Utensílios	4.391	-	(33)	42	1
	DEPRECIACÃO	(1.302.943)	(31.551)	4.810	-	(748)
	Barragens	(634.759)	(12.352)	1	-	-
	Edificações	(102.538)	(3.514)	10	-	13
	Máquinas e Equipamentos	(549.533)	(15.570)	4.767	-	(784)
EM CURSO	Veículos	(12.388)	(40)	-	-	-
	Móveis e Utensílios	(3.725)	(75)	32	-	23
CUSTO		65.207	118.351	(109.782)	(33.910)	34.193
FORA DO ESCOPO DO ICPC 01	Fora do Escopo da Concessão	19.090	-	-	-	-
	Depreciação	(18.134)	(160)	-	-	(49)
	Total	338.332	86.640	(110.918)	-	33.706

		CONSOLIDADO				
CUSTO		31/12/2013 não auditado	Adições	Baixas	Transferências	Outros
		1.575.112	-	(5.946)	33.910	310
EM SERVIÇO	Barragens	765.546	-	(1)	17.685	-
	Terrenos	16.299	-	-	790	(789)
	Edificações	120.140	-	(10)	270	1
	Máquinas e Equipamentos	656.291	-	(5.902)	14.674	1.047
	Veículos	12.445	-	-	449	50
	Móveis e Utensílios	4.391	-	(33)	42	1
	DEPRECIACÃO	(1.302.943)	(31.551)	4.810	-	(748)
	Barragens	(634.759)	(12.352)	1	-	-
	Edificações	(102.538)	(3.514)	10	-	13
	Máquinas e Equipamentos	(549.533)	(15.570)	4.767	-	(784)
EM CURSO	Veículos	(12.388)	(40)	-	-	-
	Móveis e Utensílios	(3.725)	(75)	32	-	23
CUSTO		65.207	146.537	(109.782)	(33.910)	34.193
FORA DO ESCOPO DO ICPC 01	Fora do Escopo da Concessão	19.090	-	-	-	-
	Depreciação	(18.134)	(160)	-	-	(49)
	Total	338.332	114.826	(110.918)	-	33.706

O Ativo imobilizado da Companhia é composto por Usinas de Geração, bens administrativos, bens não vinculados à Concessão, veículos e móveis e utensílios, inclusive a serviço das concessões de transmissão, mas que não foram considerados no alcance da ICPC 01.

Os ativos administrativos e de apoio em geral são adquiridos prontos em sua maioria e entram em operação tão logo sejam recebidos pela empresa, portanto, na composição de seu custo histórico os valores relativos à Rateio de Custo da Administração Central ou Juros de Obra em Andamento, se existir, são imateriais. Estes ativos da Companhia, que não contribuem diretamente na geração de caixa, estão registrados ao custo de aquisição, que no entendimento da Administração, é a melhor estimativa do seu valor justo.

As taxas de depreciação utilizadas levam em consideração a vida útil econômica dos bens e estão em conformidade com a Resolução Normativa ANEEL Nº 367, de 02 de junho de 2009, e suas alterações posteriores impostas pela Resolução Normativa Nº 474, de 07 de fevereiro de 2012.

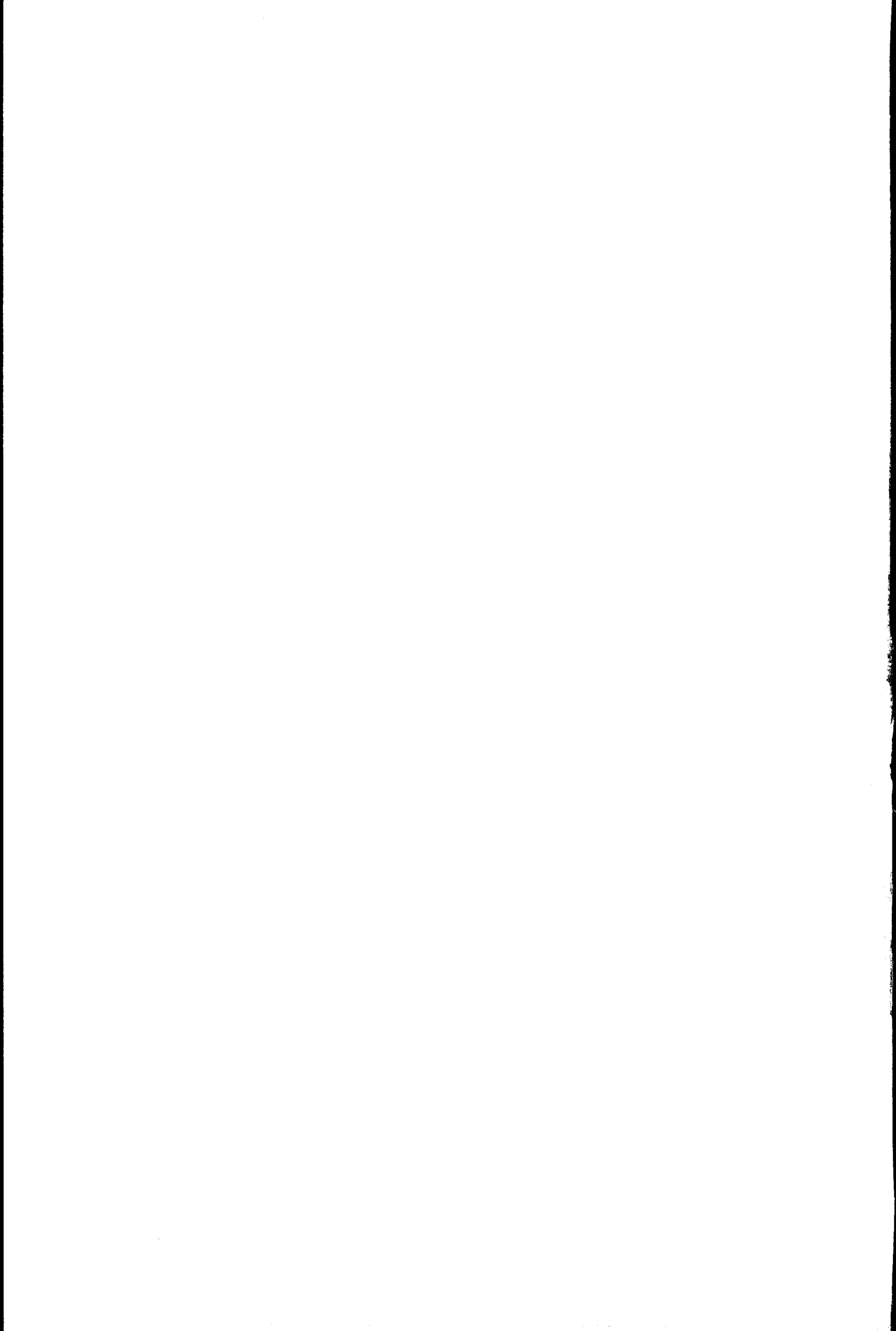
- Custo Atribuído (*Deemed Cost*)

A partir do encerramento do exercício de 2010 a CEEE GT passou a adotar os pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC, os quais estão consistentes com as práticas contábeis internacionais – IFRS. Para os valores de suas usinas de geração a Companhia optou pela adoção do custo atribuído (*deemed cost*), ajustando os saldos de abertura na data de transição em 1º de janeiro de 2009 para fins de comparação.

Na adoção do custo atribuído foram considerados os valores justos de recuperação admitidos pelo Órgão Regulador, bem como a vida útil econômica estimada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e aceita pelo mercado como adequada.

- Renovação do contrato de Concessão 025/2000

Em referência à matéria que trata da prorrogação das concessões, o Ministério de Minas e Energia, em 01 de novembro de 2012, através da Portaria Interministerial Nº 580, estabeleceu os valores de indenização para as



usinas hidrelétricas enquadradas no art. 1º da Medida Provisória Nº 579, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013 a qual não reconheceu originalmente valores de indenização para as usinas de geração da CEEE-GT com vencimento da concessão em 2015. Diante deste arcabouço legal, a Companhia providenciou a baixa dos valores residuais dos seus ativos de geração vinculados ao Contrato de Concessão Nº 025/2000, com exceção dos ativos pertencentes à usina geradora de Itaúba, com vencimento da concessão em 2021, outras usinas que a CEEE GT detém o direito de exploração, além de imobilizações em curso e bens administrativos do segmento de geração.

Na sequência, em 30/11/2012, o Decreto Nº 7.850, em seu art. 2º, determinou que, até 31 de dezembro de 2013 as informações complementares para mensuração da indenização, excetuados o projeto básico dos empreendimentos de Geração das usinas renovadas, fossem encaminhadas à ANEEL para identificação do valor indenizável daqueles bens ainda não depreciados ou amortizados. Como forma de atendimento a esse dispositivo legal, a Companhia protocolou junto à Agência Nacional de Energia Elétrica, no prazo estipulado, correspondência relatando a existência de investimentos após o projeto básico pendentes de indenização. Ainda nessa esteira, em 19 de dezembro de 2013, a ANEEL publicou a Resolução Normativa Nº 596, a qual estabeleceu os critérios e procedimentos para o cálculo da parcela de investimentos relacionados aos bens reversíveis, ainda não depreciados ou não amortizados de que trata o art. 2º do Decreto Nº 7.850/2012.

No que se refere a remuneração dos novos investimentos que forem realizados nas Usinas de Geração renovadas, a ANEEL, em 16 de dezembro de 2014, editou a Resolução Normativa Nº 642, disciplinando os procedimentos de regulação tarifária – PRORET para esses ativos.

16. INTANGÍVEL

	CONTROLADORA
Custo	
Saldo em 31 de dezembro 2013	5.795
Transferências (AIC-AIS)	1.285
Aquisições	328
Outros	(1.984)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	5.424
Amortização e perdas por redução do valor recuperável	
Saldo em 31 de dezembro 2013	(1.280)
Amortização do período	(34)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	(1.314)
Em 31 de dezembro de 2013	4.515
Saldo em 31 de dezembro de 2014	4.110

É composto pelos gastos realizados com a aquisição das licenças e demais gastos com serviços complementares à utilização produtiva de softwares. Tais itens são amortizados linearmente por um período de 5 anos.

17. FORNECEDORES

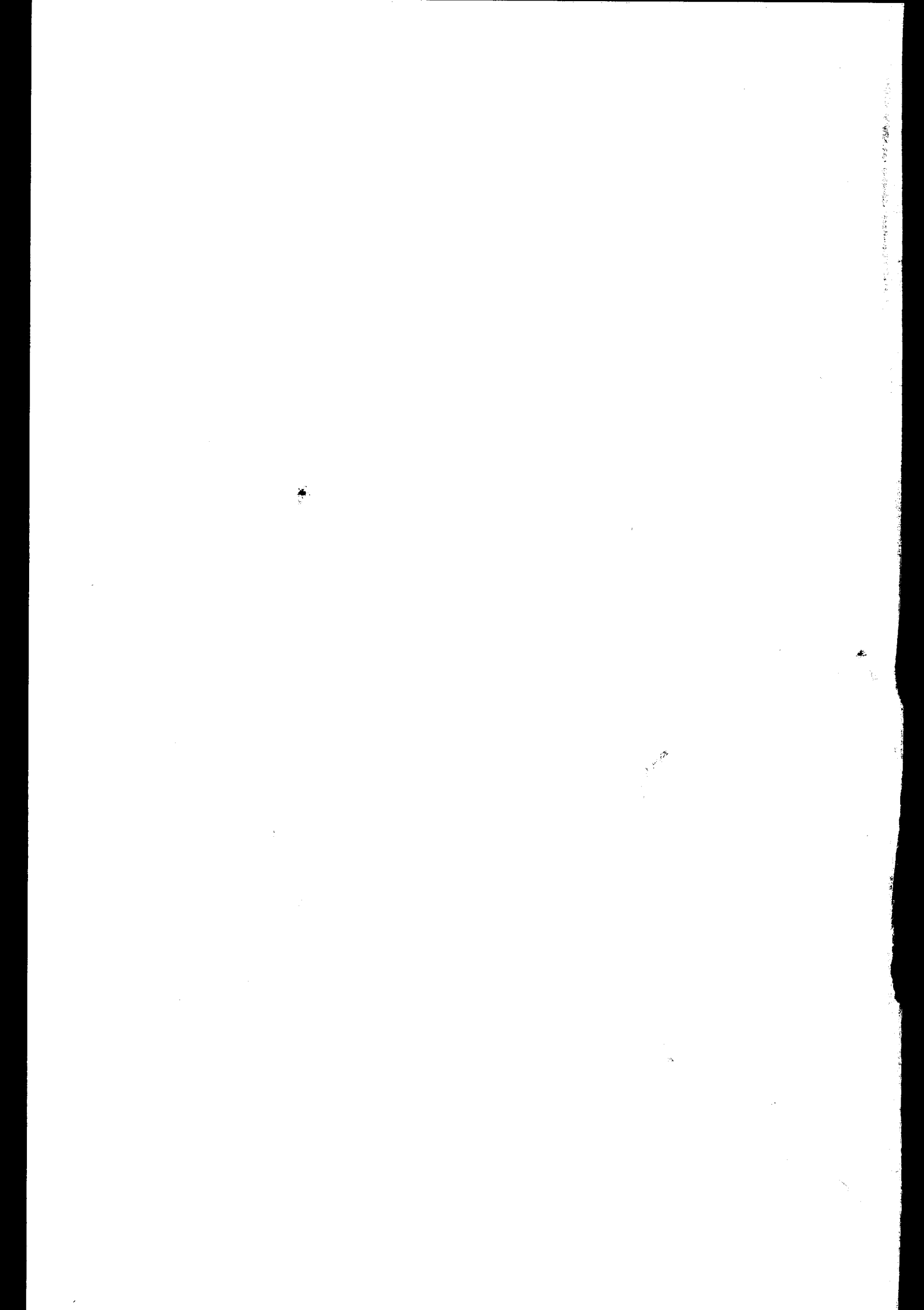
Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
				não auditado
Encargos de Uso da Rede	4.724	3.967	4.724	3.967
Energia Elétrica Comprada para Revenda	61.319	85.275	61.319	85.275
Materiais e Serviços	15.421	28.975	18.127	31.175
Retenção Contratual	44.049	40.897	44.049	40.897
Total	125.513	159.114	128.219	161.314

18. OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
				não auditado
Provisão para Férias, 13º Salário, Gratificações e Encargos Sociais	21.733	23.625	21.733	23.625
Retenções sobre a Folha de Pagamento	8.536	8.851	8.533	8.851
Prêmio Assiduidade	78	110	78	110
Total	30.347	32.586	30.364	32.586



O valor de R\$8.536 (R\$8.851 em 31 de dezembro de 2013) refere-se à folha de pagamento, consignações em favor de terceiros (diversas Entidades de Classe, como a Associação dos Funcionários das Companhias e Empresas de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul - AFCEEE, Sindicato dos Eletricistas do Rio Grande do Sul - SENERGISUL e a Fundação CEEE de Seguridade Social - ELETROCEEE) e tributos e contribuições sociais retidos na fonte.

19. OBRIGAÇÕES FISCAIS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
			não auditado	
CIRCULANTE				
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	5	49	5	49
Contribuição ao Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	3.545	3.814	3.545	3.814
Contribuição ao Financiamento da Seguridade Social - COFINS	2.301	298	2.301	298
Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS / PASEP	499	65	499	65
Contribuição ao Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	1.532	1.599	1.532	1.599
Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social	188	179	188	179
Parcelamento Municipal - ITBI	-	71	-	71
Outros	1.416	938	2.754	938
Total	9.486	7.013	10.824	7.013

20. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES

Os saldos compõem-se de:

20.1. Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações - Controladora

CONTROLADORA									
31/12/2014									
CREDOR	INDEXADOR	Encargos e a	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total	
						Circulante	Não Circulante		
MOEDA NACIONAL									
ELETROBRÁS	RGR	5% a 7%	2017	02	-	8.322	4.161	12.483	
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	-	34.820	34.820	
Notas Promissórias Banco ABC S.A.	CDI	Taxa DI + spread 1,90%	2015	03	108	65.620	-	65.728	
TOTAL MOEDA NACIONAL					108	73.942	62.481	136.531	
MOEDA ESTRANGEIRA									
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	-	-	96.067	96.067	
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	-	-	14.787	14.787	
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					-	-	110.854	110.854	
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA						108	73.942	173.335	247.385
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS						108	73.942	173.335	247.385

CONTROLADORA								
31/12/2014								
CREDOR	INDEXADOR	Encargos e.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
Fundo de Investimento em Direitos Creditários - FIDC V	CDI	0,95%+CDI ou 109% do CDI	2017	04		20.735	23.416	44.151
TOTAL OUTRAS CAPTAÇÕES						20.735	23.416	44.151
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES					108	94.677	196.751	291.536

CREDOR	CONTROLADORA							
	31/12/2013							
	INDEXADOR	Encargos e a	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
<hr/>								
MOEDA NACIONAL								
ELETROBRÁS	RGR	5% a 7%	2017	02	-	8.323	12.484	20.807
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	-	55.094	55.094
TOTAL MOEDA NACIONAL					-	8.323	67.578	75.901
<hr/>								
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	-	-	65.984	65.984
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	-	-	6.014	6.014
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					-	-	71.998	71.998
<hr/>								
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					-	8.323	139.576	147.899
<hr/>								
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					-	8.323	139.576	147.899

CONTROLADORA								
31/12/2013								
CREDOR	INDEXADOR	Encargos e.a	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
Fundo de Investimento em Direitos Creditários - FIDC III	CDI	1,85%	2014	04	-	2.496	-	2.496
Fundo de Investimento em Direitos Creditários - FIDC V	CDI	0,95%+CDI ou 109% do CDI	2017	04	-	55.538	28.496	84.034
TOTAL OUTRAS CAPTAÇÕES					-	58.034	28.496	86.530
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES					-	66.357	168.072	234.429

Códigos das Garantias e/ou Finanças

01 – Governo Federal e Governo Estadual / 02 – Procuração para Acesso em Conta Corrente / 03 – Títulos Públicos Federais/ 04 – Percentual de Recebíveis da Geração e Transmissão.

20.2. Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações – Consolidado

CONSOLIDADO 31/12/2014									
CREDOR	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total	
						Circulante	Não Circulante		
MOEDA NACIONAL									
ELETROBRÁS	RGR	5% a 7%	2017	02	-	8.322	4.161	12.483	
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	-	58.320	58.320	
Notas Promissórias Banco ABC S.A.	CDI	Taxa DI + spread 1,90%	2015	03	108	65.620	-	65.728	
Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A.	CDI	CDI + 2,50%	2015	02-03	-	142.833	-	142.833	
TOTAL MOEDA NACIONAL						108	216.775	62.481	279.364
MOEDA ESTRANGEIRA									
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	-	-	96.067	96.067	
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	-	-	14.787	14.787	
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA							110.854	110.854	
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA						108	216.775	173.335	390.218
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS						108	216.775	173.335	390.218

CONSOLIDADO 31/12/2014									
CREDOR	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total	
						Circulante	Não Circulante		
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - FIDC V	CDI	0,95%+CDI ou 109% do CDI	2017	04	-	20.735	23.416	44.151	
TOTAL OUTRAS CAPTAÇÕES						20.735	23.416	44.151	
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES						108	237.510	196.751	434.369

CONSOLIDADO 31/12/2013									
CREDOR	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total	não auditado
						Circulante	Não Circulante		
MOEDA NACIONAL									
ELETROBRÁS	RGR	5% a 7%	2017	02	-	8.323	12.484	20.807	
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	-	55.094	55.094	
Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A.	CDI	Libor + 2,75%	2015	02-03	-	-	125.746	125.746	
TOTAL MOEDA NACIONAL						8.323	193.324	201.647	
MOEDA ESTRANGEIRA									
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	-	-	65.984	65.984	
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	-	-	6.014	6.014	
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA							71.998	71.998	
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA						8.323	265.322	273.645	
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS						8.323	265.322	273.645	

CONSOLIDADO 31/12/2013									
CREDOR	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total	não auditado
						Circulante	Não Circulante		
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - FIDC III	CDI	1,85%	2014	04	-	2.496	-	2.496	
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - FIDC V	CDI	0,95%+CDI ou 109% do CDI	2017	04	-	55.538	28.496	84.034	
TOTAL OUTRAS CAPTAÇÕES						58.034	28.496	86.530	
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES						66.357	293.818	360.175	

Códigos das Garantias e/ou Finanças

01 – Governo Federal e Governo Estadual / 02 – Procuração para Acesso em Conta Corrente / 03 – Títulos Públicos Federais/ 04 – Percentual de Recebíveis da Geração e Transmissão.

20.3. Cronograma das Parcelas de Longo Prazo

As parcelas de Longo Prazo dos Empréstimos e Financiamentos vencem como segue:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013 não auditado
PRINCIPAL				
2015	-	13.733	-	139.479
2016	10.663	16.373	10.663	16.373
2017	16.985	17.410	16.985	17.410
2018	3.110	7.571	3.110	7.571
Após 2018	165.993	112.985	165.993	112.985
	196.751	168.072	196.751	293.818

20.4. Composição do Saldo da Dívida por Indexador

Demonstrativo de Composição do Saldo da Dívida por Indexador:

MOEDA / INDEXADOR	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
			não auditado	
Dólar US\$	56,34%	42,84%	56,34%	24,50%
TJLP	29,64%	32,78%	29,64%	18,75%
RGR*	2,11%	7,43%	2,11%	4,25%
CDI	11,91%	16,95%	11,91%	52,50%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

*A sigla RGR identifica os contratos financiados com os créditos da Reserva Global de Reversão. Sobre os valores contratados incidem juros de 5% a.a e taxa de administração.

20.5. Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC III e FIDC V

Em dezembro de 2007 houve a constituição do fundo FIDC III e sua respectiva liquidação, fazendo com que os recursos ingressassem imediatamente no caixa da Companhia, momento em que houve o resgate das Notas Promissórias. A última parcela do fundo foi liquidada em janeiro de 2014.

Visando obter recursos para investimento, bem como para atender necessidades de caixa para o ano de 2009, a Companhia firmou termo de contrato com o Banco do Estado do Rio Grande do Sul - BANRISUL estruturando o FIDC V, num montante de R\$200.000 com recursos advindos do FI – FGTS. O prazo de duração do contrato foi alterado de 80 meses para 104 meses por meio de decisão em assembleia geral de cotistas do fundo realizada em 20 de outubro de 2014. A liquidação da última parcela está prevista para outubro de 2017.

20.6. Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID e Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD

Em 28 de dezembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº 2813/OC-BR entre a CEEE-GT e o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS GT (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de Abrangência da CEEE-GT) no valor de US\$147.760. O valor do financiamento concedido pelo BID é de US\$ 88.656, sendo que a primeira parcela de desembolso foi recebida em 18 de fevereiro de 2013, no valor de US\$2.567.

Em 21 de dezembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº CBR 1043, entre a CEEE-GT e a Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD, no montante de US\$59.104, sendo que a liberação da primeira parcela de desembolso foi recebida em 27 de março de 2013, no valor de US\$20.024.

Os contratos de financiamentos com BID e AFD possuem garantia da República Federativa do Brasil e do Estado do Rio Grande do Sul, nos termos dos contratos de garantia assinados em 28 de dezembro de 2012 e 21 de dezembro de 2012, assim respectivamente.

Durante o prazo de execução do projeto, os contratos prevêem o monitoramento da margem EBITDA da Companhia. Na hipótese da margem EBITDA se mostrar inferior aos limites originalmente previstos a CEEE-GT deve apresentar um plano de ação às instituições financeiras, identificando as causas dos desvios, as medidas de gestão ou as medidas financeiras a serem adotadas e seu respectivo cronograma. A Companhia encaminhou o seu Programa de Recuperação Financeira – PRF para os organismos internacionais (BID/AFD) os quais vêm monitorando o status da evolução das ações da Administração.

Em 2014 foram liberados os valores de R\$6.726 referente ao BID e de R\$17.792 referente à AFD.

20.7. BNDES

Em 27 de dezembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº 12.2.1391.1, entre a CEEE-GT e o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS GT, por meio da ampliação e modernização de 25 subestações, linhas de transmissão e modernização dos Sistemas de Comunicação da CEEE-GT em todo o Estado do Rio Grande do Sul.

O valor do financiamento concedido é de R\$236.340, sendo que a liberação da primeira parcela de desembolso foi recebida em 26 de setembro de 2013, no valor de R\$51.441.

O contrato de empréstimo com o BNDES tem como garantia a Cessão Fiduciária de Títulos Públicos Federais, denominados Notas do Tesouro Nacional – Série B. A cedente (CEEE-GT) cede fiduciariamente em favor do credor (BNDES), os títulos públicos federais, de sua propriedade, em valor equivalente a 130% do valor concedido por meio do Contrato de Financiamento.

20.8. Notas Promissórias Banco ABC S.A

Em outubro de 2014 a CEEE-GT assinou contrato de financiamento na modalidade de notas promissórias com o Banco ABC S.A, com subscrição e integralização de 130 notas promissórias, em série única, no valor nominal unitário de R\$500, perfazendo o valor total de R\$65.000 com vencimento em 360 dias da emissão, remuneradas pela variação da taxa DI mais 1,90% ao ano.

Todo o montante foi liberado em novembro de 2014 para utilização como aporte no empreendimento Complexo Eólico Povo Novo. Em garantia das notas promissórias, a CEEE-GT cedeu os direitos creditórios de Notas do Tesouro Nacional – Série B – NTN – B de titularidade da emissora em montante suficiente para perfazer 100% do montante total da emissão acrescido da remuneração conforme termos e condições em instrumento particular.

21.9. Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A.

Em 25 de junho de 2013 foi emitida a cédula de crédito bancário no valor de R\$120.000, cujo objetivo é financiar a infraestrutura da Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda. - TESB. O montante será pago em apenas uma parcela em junho de 2015, e poderá ser postergada futuramente, a remuneração do empréstimo é de 100% do CDI mais 2,5% ao ano. Conforme cláusulas restritivas, o montante de R\$90.576 foi aplicado em certificados de depósito bancário e foi liberado R\$75.932 deste crédito, restando R\$23.424 a ser liberado.

21. PROVISÃO PARA BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

A Companhia, através da Fundação CEEE de Seguridade Social – ELETROCEEE, concede aos seus empregados os planos de previdência complementar, denominados CEEEPREV e Plano Único, este último fechado para novas adesões. Mantém também a obrigação do pagamento de aposentadoria a ex-autárquicos e a obrigação de complementação de aposentadoria a ex-empregados desligados por aposentadoria incentivada – CTP.

A Companhia registra seu passivo atuarial com base em laudos emitidos por atuários independentes, sendo que o passivo referente ao Plano CEEEPREV e Plano Único é composto pelo valor presente da obrigação na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano e considera o contrato de dívida SF Nº 1254/95 firmado junto a Fundação CEEE.

O contrato SF Nº 1254/95 refere-se a contribuições passadas inadimplidas, cuja renegociação foi efetuada em maio de 2013, estabelecendo uma carência até junho de 2018, tendo o reinício dos pagamentos das amortizações do valor de principal a partir de julho de 2018, com término previsto para maio de 2031. Durante o período de carência a Companhia realiza o pagamento referente à atualização monetária e aos juros mensais.

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

Note Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
				não auditado
CIRCULANTE				
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP	352	851	352	851
Contribuição Patrocinadora - Plano Único	4.074	2.660	4.074	2.660
Contribuição Patrocinadora - CEEEPREV	10.898	3.329	10.898	3.329
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA	45.699	43.831	45.699	43.831
	<u>61.023</u>	<u>50.671</u>	<u>61.023</u>	<u>50.671</u>
NÃO CIRCULANTE				
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP	1.786	5.403	1.786	5.403
Provisão Plano Único	24.816	22.293	24.816	22.293
Contrato 1254/95 - Plano Único	36.113	36.113	36.113	36.113
Provisão Plano CEEEPREV	217.901	110.247	217.901	110.247
Contrato 1254/95 - CEEEPREV	38.702	38.702	38.702	38.702
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA	243.533	291.919	243.533	291.919
	<u>562.851</u>	<u>504.677</u>	<u>562.851</u>	<u>504.677</u>
Total:	<u>623.874</u>	<u>555.348</u>	<u>623.874</u>	<u>555.348</u>

21.1. Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP

Em decorrência de acordo coletivo de trabalho, a Companhia é responsável pelo pagamento do benefício de complementação de aposentadoria por tempo de serviço que tenha sido concedida pela Previdência Oficial ao participante regularmente inscrito na Fundação ELETROCEEE e que ainda não tenha cumprido todos os requisitos para a sua fruição, ocasião em que o ex-empregado será definitivamente aposentado pela Fundação. Desta forma, a Companhia, provisionou os valores integrais dos compromissos futuros relativos a estas complementações salariais, considerando o prazo médio de pagamento destes benefícios, ajustados a valor presente, incluindo as contribuições à Fundação.

21.2. Planos de Benefícios CEEEPREV

O CEEEPREV é um plano com características de contribuição definida, exceto no que se refere aos benefícios de risco e à parte dos benefícios saldados.

O benefício saldado é um benefício vitalício proporcionado a uma parcela de participantes do CEEEPREV que migraram do Plano Único. É o valor calculado no momento dessa migração, com base em Nota Técnica Atuarial e atualizado pelo Índice de Reajuste do Plano, tendo como finalidade preservar os direitos já acumulados dos ex-participantes do Plano Único, o qual tem características de plano de benefício definido.

Os benefícios do CEEEPREV são acessíveis a todos os empregados da categoria CLT da Companhia, onde esta efetua contribuições de forma conjunta com seus empregados. O Plano CEEEPREV é viabilizado também por uma contribuição suplementar de amortização de responsabilidade da patrocinadora do plano, na forma da lei, denominada Reserva a Amortizar.

Em 2014, houve a implantação das alterações regulamentares do plano CEEEPREV, aprovadas pela Portaria nº 213/2014. As alterações contemplaram a recomposição dos Benefícios Saldado e Referencial dos participantes que migraram do Plano Único, atribuindo a estes, o crescimento de 3% ao ano de novembro de 2002 até a data em que o empregado completar as carências para a aposentadoria normal (55 anos de idade e 10 anos de contribuição) ou até a data em que se desvinculou da patrocinadora, o que ocorrer primeiro.

A alteração do regulamento resultou num acréscimo do compromisso da patrocinadora no valor de R\$ 36.999, que será integralizado em 216 meses, tendo sido reconhecido como despesa no exercício de 2014.

21.3. Plano Único

O Plano Único tem modalidade de benefício definido e encontra-se fechado para novas adesões de participantes desde 02 de setembro de 2002. Este plano recebe contribuições paritárias entre patrocinadora e empregados.

Por imposição Constitucional, em conformidade com toda a legislação infraconstitucional de regência, e, com fundamento nas normas administrativas previdenciárias do Brasil, a Companhia, na condição de patrocinadora de Plano de Benefício Definido para seus funcionários – Plano Único decidiu reconhecer os eventuais déficits atuariais na forma paritária.

A Lei Complementar nº 108/2001 disciplina, nos termos de seu artigo 1º, a relação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios, inclusive no tocante às Sociedades de Economia Mista, enquanto patrocinadoras de entidades fechadas de previdência complementar. Nessa esteira, o Parágrafo 1º, artigo 6º da referida Lei determina que "A contribuição normal do patrocinador para plano de benefício definido, em hipótese alguma, excederá a do participante, observado o disposto no artigo 5º da Emenda Constitucional nº 20, de 15 de dezembro de 1998, e as regras específicas emanadas do órgão regulador e fiscalizador". Ainda é vedado ao patrocinador, pelo Parágrafo 3º, da mesma Lei Complementar, assumir encargos adicionais para financiamento dos planos de benefício, além daqueles previstos nos respectivos planos de custeio.

Diante desse arcabouço legal, considerando que o Regulamento do Plano Único prescreve que as eventuais insuficiências (déficits) serão equacionadas conforme a legislação aplicável, e, na medida em que a Resolução do Conselho Gestor de Previdência Complementar – CGPC Nº 26/2008 determina em seu art. 29º que “o resultado deficitário apurado no plano de benefícios deverá ser equacionado por participantes, assistidos e patrocinadores, observada a proporção quanto às contribuições normais vertidas no exercício em que apurado aquele resultado, sem prejuízo de ação regressiva contra dirigentes ou terceiros que tenham dado causa a dano ou prejuízo ao plano de benefícios administrados pela Entidade Fechada de Previdência Complementar”, a Companhia, na qualidade de empresa de economia mista patrocinadora do Plano Único, pelo conteúdo do ordenamento legal brasileiro, não pode exceder a paridade contributiva em caso de equacionamento de déficit eventualmente apurado.

O déficit do Plano Único não reconhecido referente à premissa da paridade perfaz R\$ 65.000, sendo que, no entendimento da administração, um resultado atuarial deficitário apurado para efeito de *accounting* (cálculo atuarial da patrocinadora) não acarreta necessariamente impacto real e prático na gestão patrimonial-financeira do Plano, na medida em que a Companhia só será acionada para contribuir no equacionamento do déficit quando o mesmo se apresenta pelas regras do *funding* (cálculo atuarial pelas regras da previdência nacional).

Nessa esteira, considerando que o reconhecimento paritário do déficit atuarial não se encontra pacificado junto a Comissão de Valores Mobiliários - CVM, a administração, considerando a natureza societária da Companhia (S/A Economia Mista) e a responsabilidade de seus administradores na condição de gestores públicos, firmou entendimento de manter o ajuste do passivo do Plano Único na proporção paritária, correspondente a 50% do déficit calculado pelas regras do *accounting*, até que haja um entendimento homogêneo, aguardando eventuais recomendações e/ou modificações do órgão de controle.

21.4. Provisão para Complementação Aposentadoria - Ex-Autárquicos - Lei Estadual nº 3.096/56 - EXA

Esta provisão, registrada conforme o cálculo atuarial refere-se ao compromisso da Companhia com empregados denominados ex-autárquicos aposentados, remanescentes da antiga Comissão Estadual de Energia Elétrica, autarquia que foi sucedida pela Companhia por força da Lei Estadual nº 4.136/61.

Entre as vantagens adquiridas por esses servidores encontra-se o direito de reajuste dos proventos de aposentadoria na proporção de 70% do aumento que os servidores da ativa possuíam. Este percentual é denominado complementação. Adicionalmente, suplementa-se o que já fora revisado com mais 30% de modo a assegurar aos ex-autárquicos a integralidade dos proventos em relação ao que percebiam os ativos, por imposição da Lei Estadual Nº 3.096, de 31 de dezembro de 1956.

Assim, essa é uma obrigação não gerenciável pela Companhia, que se deriva da sua constituição originária, sendo um compromisso previdenciário pós-emprego de caráter vitalício e com benefícios definidos, sendo assumido pela Companhia o pagamento integral destes proventos.

No início do exercício de 2012, a Companhia obteve o direito de receber da União 1,2 bilhões pelo pagamento dessas obrigações, sendo que o recebimento desse direito comportou os exercícios de 1981 até fevereiro de 1993, nos termos do processo de liquidação judicial Nº 2006.71.00.047783-2 – Conta de Resultados a Compensar – CRC, originado da ação ordinária nº 93.00.02153-2 (Vide nota explicativa nº 10)

No final do exercício de 2014, considerando a completude e o esgotamento de todos os elementos referentes à 1ª ação de cobrança, a Companhia interpôs contra União e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, uma nova ação (Processo Judicial Nº 0002230-10.2015.4.01.3400), de natureza declaratória, cumulada com pedido indenizatório, requerendo a indenização dos valores despendidos após o exercício de 1993 até os dias atuais, a serem quantificados em liquidação de sentença.

21.5. Premissas utilizadas para o cálculo do passivo e das projeções

As premissas atuariais e hipóteses econômicas adotadas são as requeridas pelos padrões do Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) e foram as seguintes:

PREMISSAS ATUARIAIS ADOTADAS	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD
Taxa para desconto da obrigação atuarial	6,12% a.a.	6,12% a.a.	6,12% a.a.	6,17% a.a.
Taxa de retorno esperado dos ativos - taxa real	6,12% a.a.	N/A	N/A	6,17% a.a.
Taxa crescimento salarial futuro - taxa real	3,48% a.a.	N/A	N/A	(a)
Expectativa de inflação	6,53% a.a.	6,53% a.a.	6,53% a.a.	6,53% a.a.
Fator de capacidade dos Salários	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Fator de capacidade dos Benefícios do Plano	97,50%	100,00%	100,00%	97,50%
Tabua de Mortalidade Geral	AT-83 male	UP-94 male	UP-94 male	AT-2000 male
Tabua de Mortalidade dos Invalidos	AT-49 male	N/A	N/A	AT-83 male
Tabua de Entrada em invalidez	Light-Média	N/A	N/A	Light-Média
Tabua de Rotatividade	N/A	N/A	N/A	N/A
Composição Familiar	Hx Fundação CEEE	N/A	N/A	Hx Fundação

(a) Para os benefícios vinculados ao Benefício Saldado e ao Benefício Referencial: Não aplicado (0,00% a.a.)
 Para os demais benefícios de risco: 3,48% a.a.

Quanto às taxas de desconto, a Companhia observa os princípios estabelecidos na CVM 695/12. Assim, são consideradas as taxas de juros dos títulos do Tesouro Nacional (NTN-B) que tenham vencimentos próximos dos prazos dos fluxos futuros esperados das obrigações com os participantes ativos e assistidos da cada plano ou compromisso.

A taxa esperada do retorno dos ativos do plano foi considerada a mesma taxa de desconto atuarial, conforme as novas regras reconhecidas pelo Pronunciamento CPC 33 (R1).

21.6. Resultado da Avaliação Atuarial

A avaliação atuarial dos benefícios pós-emprego relativa aos planos e compromissos da Companhia, foi realizada por consultoria atuarial, apresentando os seguintes resultados:

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR PRESENTE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL

	2014				2013					
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(838.642)	(6.182)	(335.749)	(1.157.614)	(2.338.187)	(1.009.314)	(8.506)	(375.881)	(1.380.599)	(2.774.300)
- Custo do serviço corrente	(814)	-	-	(5.502)	(6.316)	(1.954)	-	-	(6.201)	(8.155)
- Custo de juros	(85.351)	(731)	(39.008)	(130.719)	(277.809)	(85.591)	(661)	(50.994)	(132.592)	(245.778)
- Custo do serviço passado - efeito da alteração ou redução do plano	-	-	-	(36.999)	(36.999)	-	-	-	-	-
- Ganho / (perda) atuarial	(64.974)	(439)	(36.021)	(125.355)	(246.789)	(74.078)	(2.133)	(22.290)	(272.068)	(470.529)
- Benefícios pagos no plano	91.148	336	(49.505)	94.522	(335.491)	84.109	832	(48.896)	(85.710)	(219.547)
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(908.633)	(2.138)	(289.231)	(1.373.687)	(2.573.689)	(838.642)	(6.182)	(335.749)	(1.357.614)	(2.338.187)

ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO

ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO										
	2014					2013				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
Parcela do valor presente da obrigação atuarial com cobertura	(778.632)	-	-	(1.107.577)	(1.886.209)	(716.508)	-	-	(1.005.335)	(1.721.843)
Parcela do valor presente da obrigação atuarial sem cobertura (def. cto)	(130.001)	(2.138)	(289.231)	(136.210)	(687.480)	(122.134)	(6.182)	(335.749)	(152.278)	(616.343)
Total do valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(908.633)	(2.138)	(289.231)	(1.373.687)	(2.573.689)	(838.642)	(6.182)	(335.749)	(1.157.613)	(2.338.186)
Exatidão do Plano	Parcialmente	Sem	Sem cobertura	Parcialmente		Parcialmente	Sem		Parcialmente	

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS										
2014						2013				
Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	716.508	-	-	1.055.335	1.721.672	-	-	-	1.091.242	1.901.672
Retorno esperado dos ativos do plano	50.150	-	-	121.253	204.433	-	-	-	56.880	96.169
Ganhos / (perdas) atuariais	47.261	-	-	54.596	102.257	(73.381)	-	-	(78.483)	(149.849)
Contribuições do empregador	24.405	336	(49.505)	16.008	(9.254)	25.657	832	(48.896)	(2.956)	(90.429)
Contribuições de participantes do plano	1.426	-	-	1.257	2.683	-	-	-	1.403	2.995
Benefícios pagos no plano	(91.148)	(336)	(49.505)	(140.989)	(235.491)	(84.109)	(832)	(48.896)	(133.837)	(219.547)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	778.632	-	-	1.107.577	1.886.209	716.508	-	-	1.005.335	1.721.843

21.6. Resultado da Avaliação Atuarial (continuação)

CONCILIAÇÃO DOS ATIVOS E PASSIVOS

RECONHECIDOS NO BALANÇO

Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura / (déficit)	
Montante não reconhecido como ativo / (passivo)	
Custo do serviço passado não contabilizado	
Ganho / (perda) atuarial não reconhecidos	
Passivo / (Ativo) Atuarial líquido reconhecido no final do exercício	
Ajuste do Passivo Atuarial	
Passivo reconhecido na patrimonialização	

2014					2013				
Piano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Piano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
130.001	2.138	289.231	266.110	587.480	122.134	6.182	335.749	152.278	516.343
(65.000)	-	-	(65.000)	(65.000)	(61.067)	-	-	-	(61.067)
65.001	2.138	289.231	266.110	622.480	61.067	6.182	335.749	152.278	555.276
-	-	-	-	-	-	72	-	-	72
65.001	2.138	289.231	266.110	622.480	61.067	6.254	335.749	152.278	555.348

MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO (ATIVO) LÍQUIDO RECONHECIDO NO BALANÇO

(Passivo) Ativo reconhecido no início do exercício	
Pagamentos para o plano líquido de administração	
Total das remessas/reversões reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes	
Provisão para planos de benefícios e outros benefícios aos empregados	
Passivo referente ao Benefício Definido	
Parcela referente à Contribuição Definida	
(Passivo) Ativo reconhecido no final do exercício (BD + CD)	

2014					2013				
Piano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Piano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
(61.067)	(6.182)	(335.749)	(152.278)	(555.276)	(100.941)	(8.506)	(375.881)	(286.357)	(771.685)
24.405	336	49.525	16.008	90.254	25.686	832	48.896	14.988	90.402
(21.773)	4.439	36.021	(70.359)	(51.672)	36.708	2.153	22.230	195.600	256.691
(6.566)	(731)	(39.008)	(59.481)	(105.786)	(22.520)	(661)	(30.994)	(76.509)	(130.684)
(65.001)	(2.138)	(289.231)	(266.110)	(622.480)	(61.067)	(6.182)	(335.749)	(152.278)	(555.276)
-	-	-	(1.394)	(1.394)	-	-	-	-	-
(65.001)	(2.138)	(289.231)	(267.504)	(623.874)	(61.067)	(6.182)	(335.749)	(152.278)	(555.276)

COMPOSIÇÃO DA DESPESA DO EXERCÍCIO

Custo do serviço corrente	
Contribuições dos participantes	
Custo de juros	
Retorno esperado dos ativos do plano	
Amortização de serviço passado (efeito de aeração do plano)	
Total da despesa do exercício	

2014					2013 - Estimado				
Piano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Piano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
407	-	-	5.502	5.909	364	-	-	8.812	9.176
(1.426)	-	-	(1.487)	(2.913)	(1.490)	-	-	(1.534)	(2.964)
47.675	731	39.208	142.719	230.133	52.951	261	34.334	173.374	260.920
(40.090)	-	-	(124.253)	(164.343)	(46.202)	-	-	(139.689)	(185.891)
-	-	-	36.999	36.999	-	-	-	-	-
6.566	731	39.208	59.480	105.785	5.713	261	34.334	40.913	81.221

AJUSTES EM RESULTADOS ABRANGENTES

Ganho/(perda) acumulado até o exercício anterior	
Ganho/(perda) do exercício atual de responsabilidade da patrocinadora	
Ganho/(perda) total reconhecido no final do exercício seguinte	

2014					2013				
Piano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Piano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
(138.642)	15.880	(84.481)	79.063	(149.240)	(175.350)	(8.033)	(106.711)	(116.537)	(406.631)
(21.773)	4.439	36.021	(70.359)	(51.672)	36.708	2.153	22.230	195.600	256.691
(160.415)	(1.441)	(48.460)	8.704	(201.612)	(138.642)	(5.880)	(84.481)	79.063	(109.939)

21.6. Resultado da Avaliação Atuarial (continuação)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISAS DO PLANO (Impacto nas obrigações)	2014							
	Piano Único		CTP		EXA		CEEPREV BD	
Taxa de desconto								
Aumento de 0,5%	(36.237)	-3,99%	(83)	-3,88%	(6.423)	-2,22%	(64.438)	-4,69%
Redução de 0,5%	39.000	4,29%	89	4,18%	6.715	2,32%	70.260	5,11%
Expectativa de Vida								
Redução da Expectativa em 1 ano	(19.459)	-2,14%	(45)	-2,09%	(13.118)	-4,54%	(22.103)	-1,81%
Aumento da Expectativa em 1 ano	19.014	2,09%	44	2,05%	13.336	4,61%	21.480	1,56%
Crescimento Salarial								
Aumento de 0,5%	169	0,02%	N/A	N/A	N/A	N/A	3.876	0,28%
Redução de 0,5%	(166)	-0,02%	N/A	N/A	N/A	N/A	(3.404)	-0,25%

ANÁLISE DA VARIAÇÃO EM PERDAS/(GANHOS) SOBRE AS OBRIGAÇÕES APURADAS	2014			
	Piano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD
Alteração da Taxa de Desconto vigente no ano anterior para o mesmo exercício				
- de 6,35% para 6,12% (Piano Único)	18.996	N/A	N/A	N/A
- de 6,47% para 6,17% (CEEPREV)	N/A	N/A	N/A	39.319
- de 6,23% para 6,12% (EXA e CTP)	N/A	32	1.437	N/A
Alteração da Taxa de Crescimento Real de Salários de 3% para 3,48%	159	N/A	N/A	17.229
Alteração na Tabela de Mortalidade Geral de AT-63M para UP-94M	N/A	(105)	(58.845)	N/A
Experiência da população / outros	47.818	(4.365)	1.387	68.802
Total das Perdas/(Ganhos) apuradas no exercício	64.873	(4.438)	(56.021)	125.355

CATEGORIAS DOS ATIVOS DO PLANO	2014	
	Piano Único	CEEPREV BD
Disponível	0,08%	0,05%
Realizável - Gestão Previdenciária	7,85%	5,34%
Realizável - Gestão Administrativa	0,86%	2,97%
Títulos Públicos	38,32%	38,00%
Créditos Privados e Depósitos	12,88%	12,78%
Ações	15,55%	15,43%
Fundos de Investimentos	22,38%	22,20%
Investimentos Imobiliários	0,74%	0,74%
Empréstimos e Financiamentos	1,39%	2,51%
Total em percentual dos ativos do plano	100,00%	100,00%

22. OBRIGAÇÕES DA CONCESSÃO

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
				não auditado
CIRCULANTE				
Reserva Global de Reversão - RGR	-	492	-	492
Conta de Desenvolvimento Energético - Quota da CDE	1.358	904	1.358	904
Recursos P&D	30.235	29.750	30.235	29.750
Recursos FNDCT	3.767	547	3.767	547
Recursos MME	207	273	207	273
Total	35.567	31.966	35.567	31.966
NÃO CIRCULANTE				
Recursos P&D	2.448	3.030	2.448	3.030
Total	2.448	3.030	2.448	3.030

22.1. Programa Pesquisa e Desenvolvimento

Criado pela Lei nº 9.991/2000, o P&D é um programa de investimento, estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para as concessionárias de energia elétrica, calculados com base na receita operacional líquida das empresas, que resulta na capacitação e desenvolvimento tecnológico.

Ao programa de Pesquisa e Desenvolvimento, a Companhia destina anualmente, no mínimo, 1% da receita operacional líquida.

Dos valores destinados ao P&D, 40% são aplicados em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento, 40% são recolhidos ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, e 20% ao Ministério de Minas e Energia – MME.

23. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS, CÍVEIS E TRIBUTÁRIAS

CONTROLADORA/CONSOLIDADO								
31/12/2014				31/12/2013				
Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	
Riscos prováveis	119.968	71.227	4.140	195.335	133.032	65.513	4.026	202.571
Riscos possíveis e remotos	176.781	69.568	88.950	335.299	176.427	54.277	84.704	315.408
	296.749	140.795	93.090	530.634	309.459	119.790	88.730	517.979

A Companhia é parte em processos judiciais de natureza trabalhista, cível e tributária que na avaliação da administração, baseada em experiência em processos com natureza semelhante, apresentam riscos prováveis, possíveis e remotos. Os riscos possíveis e remotos não foram provisionados.

23.1. Composição dos processos de riscos prováveis

A provisão e contas a pagar reconhecido sobre a parte dos processos cujo risco de perda é considerado provável líquido dos depósitos judiciais correspondentes, estão compostas como segue:

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO			
	31/12/2014			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	28.091	3.900	-	31.991
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	91.877	46.247	4.140	142.264
Contas a pagar para contingências	-	21.080	-	21.080
Subtotal Riscos Prováveis	119.968	71.227	4.140	195.335
(-) Depósitos judiciais	(21.458)	(334)	-	(21.792)
Total não circulante	70.419	66.993	4.140	141.552
Total geral	98.510	70.893	4.140	173.543

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO			
	31/12/2013			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	63.943	3.589	-	67.532
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	69.089	40.844	4.026	113.959
Contas a pagar para contingências	-	21.080	-	21.080
Subtotal Riscos Prováveis	133.032	65.513	4.026	202.571
(-) Depósitos judiciais	(27.773)	(317)	-	(28.090)
Total não circulante	41.316	61.607	4.026	106.949
Total geral	105.259	65.196	4.026	174.481

23.2. Movimentação da provisão para contingências

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO			
	Movimentação da Provisão para Contingências			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
(=) Saldo Final Dezembro/2013	105.259	65.196	4.026	174.481
(+) Novos Ingressos	5.724	1.957	-	7.681
(-) Pagamentos	(17.611)	(3.879)	-	(21.490)
(-) Montantes Revertidos	(17.579)	(3.188)	-	(20.767)
(+) Atualização Monetária	16.402	10.822	114	27.338
(+/-) Montantes Depositados	6.315	(15)	-	6.300
(=) Saldo Final Dezembro/2014	98.510	70.893	4.140	173.543

23.3. Natureza das ações

23.3.1. Trabalhistas

A Companhia vem permanentemente aprimorando a apuração dos valores contingentes embasada no histórico de dados referentes aos pagamentos com a finalização das discussões judiciais de assuntos de natureza trabalhista. Foi realizada uma análise criteriosa das chances de êxito da Companhia envolvendo processos trabalhistas, com o objetivo de suportar o adequado julgamento quanto à necessidade ou não da constituição de provisões. As estimativas quanto ao desfecho e os efeitos financeiros das contingências foram determinados

com base em julgamento da Administração, considerando o histórico de perdas em processos de mesma natureza e a expectativa de êxito de cada processo. As principais ações ingressadas contra a CEEE GT referem-se a verbas rescisórias, responsabilidade subsidiária, complementação de proventos de aposentadoria, responsabilidade solidária, vínculo empregatício, Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS, correto enquadramento, prêmio assiduidade e outras.

23.3.2. Cíveis

A Companhia está sendo citada em diversos processos judiciais de natureza cível para os quais foi registrada provisão para os valores cuja expectativa de pagamentos foi considerada provável, pelos seus assessores jurídicos, em uma análise efetuada individualmente por processo. As ações ingressadas contra a Companhia referem-se a danos morais e materiais, sustação de cobrança, honorários advocatícios, contrato de compra e venda de energia, desapropriação e revisão de contratos.

23.3.3 Tributárias

O saldo provisionado de R\$4.140 refere-se à eventual insuficiência no recolhimento de contribuições previdenciárias relacionadas ao Auto de Lançamento nº 35.067.180-0. A Companhia busca defesa na esfera administrativa, classificando o processo, através de opinião legal, como perda provável.

Com relação aos contenciosos cujo entendimento legal opina por expectativa de perda possível, as principais questões são:

23.3.3.1. Contribuições Previdenciárias

Com relação à matéria previdenciária a CEEE-GT impugnou cobranças relativas à suposta insuficiência de recolhimento sobre os serviços contratados bem como a eventual inconsistência em obrigações acessórias que somam aproximados R\$8.074.

23.3.3.2. Tributos Federais (PIS, COFINS, IRPJ, CSLL, IRRF)

No tocante aos tributos federais a Companhia possui cerca de R\$77.192 em compensações que estão na fase de discussão de sua homologação junto ao ente fazendário, principalmente referentes a pagamentos indevidos de PIS e COFINS, face ao extinto art. 3º, parágrafo 1º da Lei nº 9.718/98, bem como em relação ao contido na Lei nº 10.833/03, artigo 10º, inciso XI.

24. OUTROS PASSIVOS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
				não auditado
CIRCULANTE				
Compensação Financ para Utilização de Recursos Hídricos	3.499	2.540	3.499	2.540
Obrigações com Obras de Transmissão	12.534	12.542	12.534	12.542
Programa de Participação nos Resultados - PPR	188	313	188	313
Acordo Judicial Cível - ABB	8.934	8.934	8.934	8.934
Acordo Judicial Trabalhista	19.039	19.040	19.039	19.040
Parcelamentos ANEEL	1.202	-	1.202	-
Outros Credores	3.466	2.050	4.893	21.677
Total	48.862	45.419	50.289	65.046
NÃO CIRCULANTE				
Provisão Auto de Infrção	1.018	1.827	1.018	1.827
Prêmio Assiduidade	705	703	705	703
Acordo Judicial Cível - ABB	4.123	12.370	4.123	12.370
Acordo Judicial Trabalhista	5.210	24.249	5.210	24.249
Comercialização de Energia na CCEE	37.299	35.977	37.299	35.977
TESS	16.925	5	16.925	5
Outros Credores	9.283	8.417	11.470	8.417
Total	74.563	83.548	76.750	83.548

24.1. Acordo Judicial Cível - ABB

A Companhia efetuou acordo judicial cível referente à demanda impetrada pela ABB Ltda. O processo de conciliação foi efetivado em dezembro de 2011, o valor da obrigação perfaz R\$41.233. O montante acordado

será pago em 60 parcelas mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pelo IGP-M, já tendo sido liquidadas 41 (quarenta e uma) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$13.057 (R\$21.304 em 31 de dezembro de 2013):

Data do Evento	Histórico	Valor
26/12/2011	Acordo Judicial Cível ABB	41.233
31/12/2014	Parcelas Pagas até 31/12/2014	128.176
	Saldo a Pagar	13.057
CIRCULANTE		8.934
NÃO CIRCULANTE		4.123
Total		13.057

24.2. Acordos Judiciais Reclamatórias Trabalhistas

24.2.1. Sindicato dos Engenheiros do Estado do Rio Grande do Sul – SENGE

A Companhia efetuou acordo judicial referente a reclamatórias trabalhistas impetradas pelo SENGE. O processo de conciliação foi efetivado em abril de 2011, o valor da obrigação perfaz R\$68.212. O montante acordado será pago em 60 parcelas mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pelo IGP-M, já tendo sido liquidadas 45 (quarenta e cinco) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$17.053 (R\$30.695 em 31 de dezembro de 2013):

Data do Evento	Histórico	Valor
14/04/2011	Acordo RT - SENGE Produtividade	49.032
14/04/2011	Acordo RT - SENGE Periculosidade	19.180
	Total do Acordo	68.212
31/12/2014	Parcelas Pagas até 31/12/2014	151.159
	Saldo a Pagar	17.053
CIRCULANTE		13.642
NÃO CIRCULANTE		3.411
Total		17.053

24.2.2. Sindicato dos Assalariados Ativos, Aposentados e Pensionistas nas Empresas Geradoras, ou Transmissoras, ou Distribuidoras, ou afins, de Energia Elétrica no Estado do Rio Grande do Sul e Assistido por Fundações de Seguridade Privada Originadas no Setor Elétrico - SENERGISUL

A Companhia efetuou acordo judicial relativo à reclamatória trabalhista impetrada pelo SENERGISUL. O processo de conciliação foi efetivado em maio de 2011. O valor da obrigação de responsabilidade da CEEE-GT perfaz R\$32.549. O montante acordado será pago em 60 parcelas mensais e consecutivas, sendo as 10 (dez) primeiras no valor de R\$1.006 e as demais no valor de R\$450, corrigidas mensalmente pelo IGP-M, já tendo sido liquidadas 44 (quarenta e quatro) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$7.196 (R\$12.594 em 31 de dezembro de 2013):

Data do Evento	Histórico	Valor
15/05/2011	Acordo Reclamatórias Trabalhistas SENERGISUL	32.549
31/12/2014	Parcelas Pagas até 31/12/2014	125.353
	Saldo a Pagar	7.196
CIRCULANTE		5.397
NÃO CIRCULANTE		1.799
Total		7.196

24.3. Comercialização de Energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

O valor de R\$37.299 (R\$35.977 em 31 de dezembro de 2013) refere-se à provisão de energia comprada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (órgão sucessor do Mercado Atacadista de Energia – MAE) no período de setembro de 2000 a setembro de 2002. A Companhia ajuizou ações no intuito de suspender o andamento da liquidação das transações de energia elétrica prevista para novembro de 2002, remanescendo suspenso tais valores até a decisão final.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, por solicitação da Companhia, efetuou a mensuração dos valores devidos e, considerando a avaliação do órgão competente, a provisão foi ajustada aos valores calculados pela CCEE.

24.4. TESB

O valor de R\$16.925 (R\$5 em 31 de dezembro de 2013) refere-se quotas integralizadas do capital da TESB. A variação de R\$16.920 refere-se a quotas cedidas pela acionista Zheijiang que serão ressarcidas pela Companhia. Sobre este valor não estão previstas atualizações e o pagamento se dará de acordo com as condições estabelecidas em termo de compromisso a ser firmado entre as partes.

24.5. Parcelamentos ANEEL

A Companhia efetuou parcelamento junto à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL referente ao Auto de Infração nº 1002/2014-SFE, cujo montante acordado na data de adesão era de R\$ 1.603, e será pago em 12 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidadas 3 (três) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$1.202:

Data do Evento	Histórico	Valor
20/10/2014	Parcelamento ANEEL	1.603
31/12/2014	Atualização até 31/12/2014	11
31/12/2014	Parcelas Pagas até 31/12/2014	(412)
	Saldo a Pagar	1.202
CIRCULANTE		1.202
Total		1.202

25. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

25.1. Base de Cálculo dos Tributos Diferidos

Nos termos do Pronunciamento Técnico CPC 32 (IAS 12), a Companhia estimou seus tributos diferidos cotejando as diferenças temporárias tributáveis com as diferenças temporárias dedutíveis e créditos fiscais não utilizados.

25.1.1. Diferenças Temporárias Tributáveis

O valor das diferenças temporárias tributáveis compõe-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Reconhecimento do Custo Atribuído	96.861	115.831	96.861	115.831
Variação do Valor Justo do Ativo Financeiro Disponível para Venda	(42.976)	(98.544)	(42.976)	(98.544)
Exclusão Temporária	93.107	112.919	93.107	112.919
Exclusão Temporária - MP 579/2012 (Renovação das Concessões)	65.837	197.512	65.837	197.512
Base de Cálculo do Passivo Fiscal Diferido	212.829	327.718	212.829	327.718
Alíquota Aplicável (IR e CS)	34%	34%	34%	34%
Total do Passivo Fiscal Diferido	72.362	111.424	72.362	111.424

25.1.2. Diferenças Temporárias Dedutíveis e Créditos Fiscais Não Utilizados

A Companhia, em consonância com o CPC 32 (IAS 12), contabiliza seu ativo diferido referente a Imposto de Renda e Contribuição Social calculado à alíquota de 34%. Esse ativo fiscal refere-se ao valor do tributo sobre o lucro, que será recuperado em período futuro, relacionado a diferenças temporárias dedutíveis entre a base de cálculo fiscal e a base de cálculo societária da CEEE-GT, assim como referente aos créditos de prejuízos fiscais do IRPJ e base negativa de CSLL, originados de períodos anteriores. Conforme a legislação tributária vigente, o limite de compensação dos prejuízos fiscais de IRPJ e base negativa de CSLL é de 30% do lucro real apurada em cada exercício, tendo natureza imprescritível.

O CPC 32 (IAS 12) descreve as condições para o reconhecimento do ativo fiscal diferido. Essas condições incluem expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, que comprovam a realização desse crédito fiscal. A Concessionária revisa anualmente o estudo técnico de realização do crédito, sendo que o valor do ativo fiscal diferido reconhecido pela CEEE-GT foi incrementado na importância de R\$ 46.821, comparativamente ao exercício de 2013. O valor do crédito não reconhecido totaliza, em 31 de dezembro de 2014, R\$ 315.208.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Provisão Ex-Autárquicos (Lei 3.096/56)	279.241	289.738	279.241	289.738
Provisão para Contingências Trabalhistas	119.969	133.032	119.969	133.032
Provisão para Contingências Fiscais e Cíveis	54.287	48.458	54.287	48.458
Outras Provisões	783	813	783	813
Total das Diferenças Temporárias	454.280	472.041	454.280	472.041
Alíquota IRPJ/CSLL	34%	34%	34%	34%
Total do Crédito Fiscal s/ Diferenças Temporárias	154.455	160.494	154.455	160.494
Base Negativa da CSLL	417.684	258.215	417.684	258.215
CSLL Diferida (Alíquota 9%)	37.592	23.239	37.592	23.239
Prejuízos Fiscais do IRPJ	774.223	614.754	774.223	614.754
IRPJ Diferido (Alíquota 25%)	193.556	153.689	193.556	153.689
Total do Crédito Fiscal s/ PF do IRPJ e BN da CSLL	231.148	176.928	231.148	176.928
Crédito Fiscal não Reconhecido	(315.208)	(313.848)	(315.208)	(313.848)
Saldo Contábil	70.395	23.574	70.395	23.574

25.1.3. Tributos Diferidos Líquidos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Diferenças Temporárias Tributáveis	72.362	111.424	72.362	111.424
Diferenças Temporárias Dedutíveis	(70.395)	(23.574)	(70.395)	(23.574)
Saldo Contábil Líquido	1.967	87.850	1.967	87.850

25.2. Estimativa de Liquidação dos Tributos Diferidos

A análise de realização do valor contábil do ativo diferido é elaborada anualmente pela Concessionária, com base em estudo técnico submetido à aprovação pelos órgãos de Administração da Concessionária.

As estimativas de recuperação dos créditos fiscais foram suportadas pelas projeções dos lucros tributáveis levando em consideração diversas premissas financeiras e de negócios consideradas no encerramento do exercício. Nesse sentido, essas estimativas estão sujeitas a não se concretizarem no futuro tendo em vista as incertezas inerentes a essas previsões. Portanto, não devem ser utilizadas para tomada de decisão em relação a investimentos.

A Administração estimou a realização do passivo fiscal diferido nos exercícios futuros, cotejando com a estimativa de realização do ativo fiscal diferido.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Exercício de 2014	-	45.944	-	45.944
Exercício de 2015	32.616	18.627	32.616	18.627
Exercício de 2016	2.533	9.083	2.533	9.083
Exercício de 2017	1.100	10.025	1.100	10.025
Exercício de 2018	695	4.171	695	4.171
Exercício de 2019	(109)	-	(109)	-
A partir do Exercício de 2020	(34.868)	-	(34.868)	-
Total	1.967	87.850	1.967	87.850

26. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

26.1. Capital Social

O Capital Social é representado por 387.229.828 ações nominativas, sem valor nominal, sendo 380.669.270 ações ordinárias e 6.560.558 ações preferenciais, sem direito a voto, permanecendo inalterado o valor do capital social da Companhia no montante de R\$588.447, com a seguinte composição:

	CONTROLADORA						CONTROLADORA	
	31/12/2014						31/12/2013	
	Ordinárias		Preferenciais		Total		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
CEEE-PAR	255.232.851	67,05	43.495	0,66	255.276.346	65,92	255.276.346	65,92%
ELETOBRÁS	122.681.436	32,23	3.505.584	53,43	126.187.020	32,59	126.187.020	32,59%
Municípios	1.385.015	0,36	2.140.195	32,69	3.525.210	0,91	3.532.789	0,91%
Custodia BMBF Bovespa	1.346.527	0,35	818.901	12,32	2.165.428	0,56	2.154.891	0,56%
Outros	23.441	0,01	52.383	0,80	75.824	0,02	78.782	0,02%
	380.669.270	100,00	6.560.558	100,00	387.229.828	100,00	387.229.828	100,00%

26.2. Reserva de Incentivos Fiscais

A Administração da Companhia constituiu a Reserva de Incentivos Fiscais em atendimento ao art. 195 e art.195 – A da Lei nº 6404/76, no valor de R\$1.153.687 correspondente à Conta de Resultados a Compensar - CRC contabilizada no resultado do exercício de 2009 e atualizada nos exercícios de 2010 em R\$10.728 e R\$44.889 em 01 de janeiro de 2012 perfazendo total de R\$ 1.209.304.

26.3. Reserva de Lucros

A reserva de lucros é composta da Reserva Legal, Reserva Estatutária e da Reserva de Dividendos não Distribuídos.

26.3.1. Reserva Legal

Pela legislação societária brasileira, a Companhia deve transferir 5% do lucro líquido apurado nos seus livros societários, preparados de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, para a reserva legal até que essa reserva seja equivalente a 20% do capital integralizado. A reserva legal pode ser utilizada para aumentar o capital ou para absorver prejuízos, mas não pode ser usada para fins de dividendos. Em 2014 a Companhia absorveu o montante de R\$13.168 referente ao prejuízo do exercício.

26.3.2. Reserva Estatutária

O estatuto da Companhia determina a destinação de 10% do lucro líquido com a finalidade de expansão das instalações, tendo por limite 10% do Capital Social. Em 2014 a Companhia absorveu o montante de R\$26.335 referente ao prejuízo do exercício.

26.3.3. Dividendos Não Distribuídos

De acordo com a Ata 187 da Assembleia Geral Ordinária, realizada em 27 de abril de 2012, ficou deliberado pelos acionistas que o montante de R\$41.613, referente à proposta de dividendos obrigatórios e R\$32.852 referente à proposta de dividendos remanescentes, a constituição de uma Reserva Especial. Em 2014 a Companhia absorveu o montante de R\$33.750 referente ao prejuízo do exercício.

26.4. Outros Resultados Abrangentes

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA	
	31/12/2014	31/12/2013
Variação do valor justo do ativo financeiro disponível para venda (líquido de tributos)	(28.364)	(65.039)
Custo atribuído dos Ativos de Geração	63.929	76.448
Perda Atuarial	(201.611)	(149.940)
	(166.046)	(138.531)

27. LUCRO POR AÇÃO

O numerador utilizado para cálculo do lucro básico e diluído foi o lucro líquido após os tributos.

Os saldos compõem-se de:

27.1. Básico

	31/12/2014		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Prejuízo do Período	(275.426)	(4.747)	(280.173)
Denominador Básico			
Média das Ações	380.669.270	6.560.558	387.229.828
Prejuízo Básico por Ação - R\$	(0,72)	(0,72)	(0,72)
31/12/2013			
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Prejuízo do Período	(188.094)	(3.242)	(191.336)
Denominador Básico			
Média das Ações	380.669.270	6.560.558	387.229.828
Prejuízo Básico e Diluído por Ação - R\$	(0,49)	(0,49)	(0,49)

27.2. Diluído

	31/12/2014	31/12/2013
Prejuízo para as ações ordinárias	(275.426)	(188.094)
Prejuízo para as ações preferenciais	(4.747)	(3.242)
	(280.173)	(191.336)
Denominador Diluído		
Ações Ordinárias	380.669.270	380.669.270
Ações Preferenciais	6.560.558	6.560.558
	387.229.828	387.229.828
Prejuízo Diluído por Ação - R\$	(0,72)	(0,49)

28. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
				não auditado
Receita Bruta				
Suprimento de Energia Elétrica	335.658	449.307	335.658	449.307
Disponibilização do Sistema de Transmissão	262.920	219.831	262.920	219.831
Remuneração do Ativo Financeiro	16.496	13.980	15.100	17.152
Energia Elétrica de Curto Prazo	10.004	95.018	10.004	95.018
Receita de Construção	-	-	83.146	17.245
Outras Receitas	4.492	5.011	4.492	5.011
	629.570	783.147	711.320	803.564
Deduções da Receita				
ICMS/ISS	(142)	(124)	(142)	(124)
PIS/COFINS	(14.651)	(21.853)	(14.651)	(21.853)
Quota RGR	(2.973)	(2.953)	(2.973)	(2.953)
Outros Encargos	(10.836)	(11.123)	(10.836)	(11.123)
Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT	(5.876)	(7.341)	(5.876)	(7.341)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(5.885)	(4.245)	(5.885)	(4.245)
	(40.363)	(47.639)	(40.363)	(47.639)
Receita Operacional Líquida	589.207	735.508	670.957	755.925

28.1. Suprimento de Energia Elétrica

O valor de R\$335.658 (R\$449.307 em 31 de dezembro de 2013) referem-se aos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, contratos bilaterais em Ambiente de Contratação Livre – ACL e na forma de cotas.

A CEEE-GT tem aproximadamente 6% da energia vendida a 37 concessionárias de distribuição, através de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR's, com períodos de

suprimento variando entre os anos de 2006 e 2016. Do total do suprimento, 50% da energia está vinculada a contratos bilaterais no Ambiente de Contratação Livre – ACL.

Por fim, 45% da energia está alocada sob a forma de cotas, pois a partir de janeiro de 2013, em função da MP 579/12 convertida na Lei 12783/13, a CEEE-GT prorrogou a concessão da maioria de suas usinas.

28.2. Disponibilização do Sistema de Transmissão

O valor de R\$262.920 (R\$219.831 em 31 de dezembro de 2013) refere-se às receitas derivadas da disponibilização do sistema de conexão da Geração e do Sistema de Transmissão a terceiros.

29. CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
				não auditado
Custo com Energia Elétrica - Comprada de Terceiros	410.734	574.036	410.734	574.036
Encargo de Uso do Sistema	40.964	36.000	40.964	36.000
	<u>451.698</u>	<u>610.036</u>	<u>451.698</u>	<u>610.036</u>

29.1. Custo com Energia Elétrica – Comprada de Terceiros

O valor de R\$410.734 (R\$574.036 em 31 de dezembro de 2013) refere-se essencialmente a aquisição de energia no mercado livre. Em função da Lei Nº 12.783/13, a CEEE-GT teve usinas com a concessão prorrogada, alocando a totalidade de suas garantias físicas de energia e potência compulsoriamente, na forma de cotas, para as distribuidoras pelo prazo de 30 anos. A partir dessa alocação de energia, criou-se a necessidade de comprar energia para recomposição de lastro, considerando os contratos de suprimento negociados no Ambiente de Comercialização Livre.

29.2. Encargo de Uso do Sistema

O valor de R\$40.964 (R\$36.000 em 31 de dezembro de 2013) refere-se a encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição de energia.

30. CUSTO E DESPESAS OPERACIONAIS

30. 1. Controladora

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA									
	CUSTO DE OPERAÇÃO		DESPESAS COM VENDAS		DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS		OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS		TOTAL	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Pessoal e Administradores										
Remuneração e Encargos	122.411	137.209	-	-	39.780	40.487	17.974	4.630	180.165	182.326
Ciáusula 25 CTP	-	-	-	-	-	-	732	734	732	734
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012	51.512	82.326	-	-	-	-	22.116	17.284	73.628	99.610
INSS - Empregador	42.226	43.524	-	-	-	-	927	218	43.153	43.742
Administradores	-	-	-	-	894	1.042	323	98	1.217	1.140
Subtotal Pessoal / Administradores	216.149	263.059	-	-	40.674	41.529	42.072	22.964	298.895	327.552
Empréstimo Fundação ELETROCEEE	9.357	9.528	-	-	-	-	-	-	9.357	9.528
Total Pessoal e Administradores	225.506	272.587	-	-	40.674	41.529	42.072	22.964	308.252	337.080
Material	5.976	8.457	-	-	847	896	-	-	6.823	9.353
Serviço de Terceiros	25.103	24.918	-	-	9.061	8.414	2.341	2.969	36.505	36.301
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	-	-	-	-	-	-	30.842	20.322	30.842	20.322
Taxa de Fiscalização - ANEEL	-	-	-	-	-	-	2.145	3.612	2.145	3.612
Depreciação e Amortização	31.594	41.061	-	-	151	169	27	27	31.772	41.257
Doações, Contribuições e Subvenções	-	-	-	-	-	-	40	52	40	52
Arrendamento e Aluguéis	1.886	3.160	-	-	408	430	-	-	2.294	3.590
Seguros	602	521	-	-	32	203	-	-	634	724
Tributos	857	785	-	-	1.629	1.693	778	410	3.264	2.888
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	412	3.400	-	-	149.778	25.318	150.190	28.718
Provisão para Contingência Trabalhista	-	-	-	-	-	-	18.587	25.766	18.587	25.766
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	9.680	9.254	9.680	9.254
Provisão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	1.856	1.023	1.856	1.023
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	(2.358)	(44.606)	(2.358)	(44.606)
Provisão Ex-Autárquicos	-	-	-	-	-	-	39.122	31.374	39.122	31.374
Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	2.978	5.320	2.978	5.320
Outros	8.650	8.043	-	-	416	1.577	11.549	4.732	20.615	14.352
TOTAL	300.174	359.532	412	3.400	53.218	54.911	309.551	108.628	663.355	526.471

30. 2. Consolidado

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO									
	CUSTO DE OPERAÇÃO		DESPESAS COM VENDAS		DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS		OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS		TOTAL	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
		não auditado		não auditado		não auditado		não auditado		não auditado
Pessoal e Administradores										
Remuneração e Encargos	122.411	137.209	-	-	39.780	40.487	17.974	4.630	180.165	182.326
Cláusula 25 CTP	-	-	-	-	-	-	732	734	732	734
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012	51.512	82.326	-	-	-	-	22.116	17.284	73.628	99.610
INSS - Empregador	42.226	43.524	-	-	-	-	927	218	43.153	43.742
Administradores	-	-	-	-	894	1.042	323	98	1.217	1.140
Subtotal Pessoal / Administradores	216.149	263.059	-	-	40.674	41.529	42.072	22.964	298.895	327.552
Empréstimo Fundação ELETROCEEE	9.357	9.528	-	-	-	-	-	-	9.357	9.528
Total Pessoal e Administradores	225.506	272.587	-	-	40.674	41.529	42.072	22.964	308.252	337.080
Material	5.976	8.457	-	-	847	896	-	-	6.823	9.353
Serviço de Terceiros	25.103	24.918	-	-	9.061	8.414	2.341	2.969	36.505	36.301
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	-	-	-	-	-	-	30.842	20.322	30.842	20.322
Taxa de Fiscalização - ANEEL	-	-	-	-	-	-	2.145	3.612	2.145	3.612
Depreciação e Amortização	31.594	41.061	-	-	151	169	27	27	31.772	41.257
Custo de Construção	83.146	17.245	-	-	-	-	-	-	83.146	17.245
Doações, Contribuições e Subvenções	-	-	-	-	-	-	40	52	40	52
Arrendamento e Aluguéis	1.886	3.160	-	-	408	430	-	-	2.294	3.590
Seguros	602	521	-	-	32	203	-	-	634	724
Tributos	857	785	-	-	1.629	1.693	778	410	3.264	2.888
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	412	3.400	-	-	149.778	25.318	150.190	28.718
Provisão para Contingência Trabalhista	-	-	-	-	-	-	18.587	25.766	18.587	25.766
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	9.680	9.254	9.680	9.254
Provisão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	1.856	1.023	1.856	1.023
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	(2.358)	(44.606)	(2.358)	(44.606)
Provisão Ex-Autárquicos	-	-	-	-	-	-	39.122	31.374	39.122	31.374
Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	2.978	5.320	2.978	5.320
Outros	8.650	8.043	-	-	1.698	1.622	11.549	4.732	21.897	14.397
TOTAL	383.320	376.777	412	3.400	54.500	54.956	309.551	108.628	747.783	543.761

31. OUTRAS RECEITAS E OUTRAS DESPESAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
				não auditado
OUTRAS RECEITAS				
Ganho nas Alienações e Outros Ganhos	32.804	234	32.804	234
Outras	3.417	2.529	3.417	2.529
	<u>36.221</u>	<u>2.763</u>	<u>36.221</u>	<u>2.763</u>
OUTRAS DESPESAS				
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
				não auditado
Perdas na Alienação e Desativação de Bens e Direitos	(12.490)	(14.657)	(12.490)	(14.657)
Outras	(3.638)	1.640	(3.638)	1.640
	<u>(16.128)</u>	<u>(13.017)</u>	<u>(16.128)</u>	<u>(13.017)</u>

32. RECEITA/DESPESA FINANCEIRA

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
				não auditado
RECEITA FINANCEIRA				
Renda de Aplicações Financeiras	13.021	10.778	14.087	10.778
Receitas Financeiras com Parcelamentos	39	58	39	58
Variações Monetárias de Empréstimos e Financiamentos	9.375	5.695	9.375	5.695
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	4.126	2.357	4.126	2.357
Atualização das Quotas Subordinadas FIDC	7.163	2.371	7.163	2.371
Atualização das Notas do Tesouro Nacional - NTN-B	106.389	98.110	106.389	98.110
Atualização Monetária da Indenização RBNL	37.178	62.406	37.178	62.406
Outras Receitas Financeiras	23.620	9.784	23.620	9.784
Total Receita Financeira	<u>200.911</u>	<u>191.559</u>	<u>201.977</u>	<u>191.559</u>
DESPESA FINANCEIRA				
Encargos de Dívidas	(8.811)	(4.422)	(8.811)	(4.422)
Despesas Financeiras com P&D	(3.152)	(1.857)	(3.152)	(1.857)
Despesas Financeiras com Empreendimentos	(4.051)	(4.657)	(4.051)	(4.657)
Despesa Financeira com Tributos	(489)	(1.194)	(489)	(1.194)
Variações Monetárias de Empréstimos e Financiamentos	(31.302)	(24.243)	(31.302)	(24.243)
Atualização das Quotas Subordinadas FIDC	(4.778)	(419)	(4.778)	(419)
Atualização Monetária dos Autos de Infração e Notificações	(349)	(1.019)	(349)	(1.019)
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	(5.283)	(156)	(5.283)	(156)
Variação das Notas do Tesouro Nacional - NTN-B	(38.534)	(7.804)	(38.534)	(7.804)
Outras Despesas Financeiras	(6.308)	(7.456)	(6.663)	(7.582)
Total Despesa Financeira	<u>(103.057)</u>	<u>(53.227)</u>	<u>(103.412)</u>	<u>(53.353)</u>
RESULTADO FINANCEIRO	<u>97.854</u>	<u>138.332</u>	<u>98.565</u>	<u>138.206</u>

33. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

Reconciliação da despesa com Imposto de Renda - IRPJ e Contribuição Social – CSLL divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2014 e 2013:

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA			
	31/12/2014		31/12/2013	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Prejuízo antes do IRPJ e da CSLL	(378.499)	(378.499)	(218.626)	(218.626)
Ajustes Decorrentes do RTT	(23.649)	(23.649)	2.618	2.618
Prejuízo antes do IRPJ e da CSLL após ajustes decorrentes do RTT	(402.148)	(402.148)	(216.008)	(216.008)
Efeito líquido de provisões temporárias não dedutíveis constituídas/realizadas no exercício	257.338	257.338	68.325	68.325
Despesas não dedutíveis e outras adições permanentes	52.256	52.256	26.133	26.133
Receitas não tributáveis e outras exclusões permanentes	(66.914)	(66.914)	(66.265)	(66.265)
Lucro real e base de cálculo da contribuição social antes das compensações	(159.468)	(159.468)	(187.815)	(187.815)
Lucro real e base de cálculo da contribuição social após as compensações	(159.468)	(159.468)	(187.815)	(187.815)
Alíquota aplicável	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social as alíquotas da legislação	-	-	-	-
Total IRPJ e CSLL Corrente	-	-	-	-
Total IRPJ e CSLL Diferido - Diferenças Temporárias	(71.674)	(19.916)	(32.919)	(11.851)
Total IRPJ e CSLL Diferido - Ajustes IFRS	(4.953)	(1.783)	12.853	4.627
IR CS Diferidos	(76.627)	(21.699)	(20.066)	(7.224)
Total IRPJ e CSLL	(76.627)	(21.699)	(20.066)	(7.224)

As controladas Transmissora de Energia Sul Brasil - TESB e Complexo Eólico Povo Novo apuram os referidos tributos através da metodologia de apuração do Lucro Presumido, totalizando em 31 de dezembro de 2014 a despesa de R\$2.263 e R\$822 referente ao Imposto de Renda e à Contribuição Social, respectivamente.

34. INFORMAÇÕES POR SEGMENTOS

Em atendimento ao pronunciamento técnico CPC 22 apresentamos as Demonstrações Financeiras, em 31 de dezembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013 das Unidades de Negócio: Geração e Transmissão. A coluna eliminações refere-se a operações entre os segmentos Geração e Transmissão.

34.1. Balanço Patrimonial

34.1.1. Ativo

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
	não auditado		não auditado		não auditado		não auditado	
ATIVO	2.500.676	1.952.096	3.176.505	3.011.300	(2.059.008)	(1.454.290)	3.018.093	3.377.055
CIRCULANTE	1.901.185	1.108.140	2.221.540	1.917.674	(2.776.567)	(1.454.290)	906.158	1.429.535
Caixa e Equivalentes de Caixa	46.042	63.331	27.930	329	-	-	73.972	63.660
Investimentos em Títulos do Governo	190.258	200.943	345.137	691.403	-	-	475.395	952.346
Concessionárias e Permissonárias	21.293	44.693	34.049	25.357	(208)	(186)	55.134	69.864
Tributos a Recuperar	24.776	5.928	16.920	13.126	-	-	41.696	19.064
Estoque	963	993	7.504	7.084	-	-	8.409	8.477
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	18.712	14.331	-	-	18.712	14.331
Pagamentos Antecipados	33	-	932	874	-	-	965	874
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	-	-	222.634	260.435	-	-	222.634	260.435
Outros Créditos a Receber	1.277.798	792.248	1.547.722	904.135	(2.776.359)	(1.654.099)	49.161	40.284
NÃO CIRCULANTE	999.491	704.550	1.154.965	1.113.575	(82.521)	(5)	2.071.935	1.896.120
Contas a Receber	262	129.297	-	-	-	-	262	129.297
Tributos a Recuperar	4	356	1	2.748	-	-	5	3.104
Aplicações Financeiras	1.959	12.803	3.487	113.806	-	-	7.446	126.609
Depósitos Judiciais	22.710	26.438	26.860	31.942	-	-	49.570	58.380
IR e Contribuição Social Diferidos	-	6.615	-	-	-	-	-	6.615
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	-	-	151.920	-	-	-	-	151.920
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	34.911	-	52.362	79.380	(34.911)	-	52.362	79.380
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	332.976	173.419	-	-	332.976	173.419
Bens e Direitos Destinados à Alienação e Bens de Renda	2.100	2.141	971	970	-	-	3.071	3.111
Outros Créditos a Receber	234.863	2.874	450.793	440.264	(426)	-	685.280	443.138
Investimentos	375.217	333.048	232.924	53.272	(47.184)	(5)	560.937	306.915
Imobilizado	826.428	275.939	49.518	62.393	-	-	375.946	338.332
Intangível	1.037	1.054	3.073	3.461	-	-	4.110	4.515

34.1.2. Passivo

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
	não auditado	não auditado	não auditado	não auditado	não auditado	não auditado	não auditado	não auditado
PASSIVO	2.508.676	1.952.696	3.376.595	3.891.248	(2.858.888)	(1.656.280)	1.649.888	1.137.865
CIRCULANTE	1.718.518	1.818.556	1.643.944	1.128.214	(2.776.567)	(1.656.285)	565.895	482.485
Fornecedores	69.634	94.691	58.793	66.809	(708)	(186)	128.219	161.314
Obrigações Trabalhistas	11.970	13.024	18.384	19.562	-	-	30.354	32.586
Obrigações Fiscais	3.175	2.620	7.649	4.393	-	-	10.824	7.013
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	74.022	23.089	163.596	43.368	-	-	237.618	66.357
Provisão para Benefícios a Empregados	30.499	26.201	30.524	24.470	-	-	61.023	50.671
Obrigações da Concessão	14.028	12.207	21.539	19.759	-	-	35.567	31.966
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	18.616	37.477	13.375	29.855	-	-	31.991	67.532
Outros Passivos	1.496.574	609.047	1.330.084	912.098	(2.776.359)	(1.656.099)	50.299	65.046
NÃO CIRCULANTE	535.822	438.880	481.834	639.882	(35.337)	-	882.319	1.879.872
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	44.617	28.073	152.134	265.745	-	-	194.751	293.818
Provisão para Benefícios a Empregados	300.509	252.520	262.342	252.357	-	-	562.851	504.677
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	91.719	75.226	49.893	31.723	-	-	141.552	106.949
Obrigações da Concessão	1.419	2.165	1.029	865	-	-	7.448	3.030
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	17.850	34.107	(15.883)	53.743	-	-	1.967	87.950
Outros Passivos	79.708	48.089	32.379	35.459	(35.337)	-	76.750	83.548
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	246.336	494.180	1.258.722	1.276.143	(53.309)	(32.838)	1.443.754	1.732.473
Capital Social	65.769	65.729	572.761	547.223	(50.083)	(24.515)	568.447	568.447
Reserva de Incentivos Fiscais	339.209	339.209	870.095	870.095	-	-	1.209.304	1.209.304
Recursos Destinados ao Aumento de Capital	-	-	-	20	-	(20)	-	-
Reserva de Lucros	54	37.125	3.172	44.423	(3.226)	(8.295)	-	73.253
Outros Resultados Abrangentes	56.108	(31.253)	(222.154)	(167.276)	-	-	(186.046)	(138.531)
Lucros Acumulados	(214.804)	83.340	26.853	(83.340)	-	-	(187.951)	-
Participação dos Não Controladores	-	-	-	-	6.125	32.825	6.125	32.825

34.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
	não auditado	não auditado	não auditado	não auditado	não auditado	não auditado	não auditado	não auditado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	348.084	524.715	332.701	232.900	(1.828)	(1.690)	670.957	755.925
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(565.781)	(742.589)	(271.145)	(245.938)	1.828	1.690	(835.938)	(986.813)
Custo com Energia Elétrica	(453.526)	(611.726)	-	-	1.828	1.690	(453.696)	(610.036)
Custo com Energia Elétrica	(410.734)	(574.036)	-	-	-	-	(410.734)	(574.036)
Encargo de Uso do Sistema	(42.792)	(37.690)	-	-	1.828	1.690	(40.964)	(36.000)
Custo de Operação	(112.175)	(130.839)	(271.145)	(245.938)	-	-	(383.320)	(376.777)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO	(225.617)	(217.850)	61.556	(13.038)	-	-	(164.981)	(230.888)
Despesas Operacionais	(244.061)	(76.442)	(120.802)	(90.542)	-	-	(244.463)	(166.984)
Despesas com Vendas	(384)	(9.128)	(38)	(274)	-	-	(412)	(1.400)
Despesas Gerais e Administrativas	(18.005)	(15.651)	(38.495)	(39.305)	-	-	(54.500)	(54.956)
Outras Despesas Operacionais	(227.672)	(57.665)	(81.879)	(50.963)	-	-	(309.551)	(108.678)
Outras Receitas	33.901	838	2.320	1.925	-	-	36.221	2.763
Outras Despesas	(1.010)	(534)	(13.118)	(916)	-	-	(16.128)	(13.017)
RESULTADO DO SERVIÇO	(436.787)	(291.888)	(71.644)	(102.571)	-	-	(508.411)	(408.126)
Resultado de Participações Societárias	24.891	51.067	4.509	3.228	4.462	(1)	33.862	54.294
Receita/Despesa Financeira	47.748	27.590	55.817	110.616	-	-	98.565	138.206
RESULTADO ANTES DO IR FCS	(364.148)	(213.231)	(11.318)	11.273	4.462	(1)	(376.084)	(215.626)
Imposto de Renda Corrente	(2)	-	(2.261)	-	-	-	(2.263)	-
Imposto de Renda Diferido	12.232	(3.522)	64.395	23.588	-	-	76.627	20.066
Contribuição Social Corrente	-	-	(822)	-	-	-	(822)	-
Contribuição Social Diferido	2.752	(1.268)	18.947	8.492	-	-	21.699	7.224
LUCRO LÍQUIDO/PREJUÍZO DO PERÍODO	(354.166)	(228.121)	60.941	43.353	4.462	(1)	(280.763)	(188.116)
Lucro/Prejuízo Básico e Diluído por Ação Ordinária - R\$	(8,91)	(9,57)	0,18	0,11	0,01	(0)	(0,73)	(0,49)
Lucro/Prejuízo Básico e Diluído por Ação Preferencial - R\$	(8,91)	(9,57)	0,18	0,11	0,01	(0)	(0,73)	(0,49)

34.3. Demonstração dos Fluxos de Caixa

ATIVIDADES OPERACIONAIS	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Prejuízo/Lucro Líquido do Período	(164.666)	(200.121)	66.946	11.786	4.462	(5)	(200.763)	(188.336)
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa:								
Variações Monetárias e Cambiais dos Impostos de Longo Prazo	7.367	4.038	13.815	11.637	-	-	35.798	15.897
Depreciação e Amortização de Bens de Ativo Imobilizado e Intangíveis	30.583	40.057	1.199	1.200	-	-	31.772	41.25
Resultado de Equivalência Patrimonial	(24.891)	43.919	12.190	(4.608)	14.462	-	(13.891)	(54.29)
Contribuição de Provisão para Passivos e Outras	13.634	9.344	27.041	22.830	-	-	49.919	57.79
Contribuição de Provisão para Custos de Liquidação Diferida	12.081	9.344	27.041	22.830	-	-	59.122	11.13
Imposto de Renda e Contribuição Social (Receitas)	(14.784)	4.789	(93.363)	(12.679)	-	-	(93.363)	(12.679)
Receitas de Ativos Imobilizados, Investimentos e Intangíveis	39.702	47.156	113.072	146.376	-	-	192.930	213.75
Avaliação dos investimentos em títulos de tesouro	(128.293)	(123.816)	(14.972)	(55.679)	-	-	(143.265)	(70.69)
Receita com Atualização da Conta de Resultados e Compensação - CRC	-	-	-	(14.541)	-	-	-	(14.541)
Outras	-	-	1.194	(1.172)	-	-	1.194	(1.172)
CAIXA AFETADO NAS OPERAÇÕES	(140.807)	(165.083)	74.617	121.046			(74.617)	(121.046)
Variações no Ativo Circulante e Não Circulante								
Contrasignatários e Permissões	(19.899)	(204.375)	55.815	(209.779)	3.135.870	700.700	3.061.511	(254.611)
Impostos e Receitas	23.016	(15.302)	(8.720)	34.983	22	129	14.318	7.922
Aplicações Financeiras de Longo Prazo	(18.489)	(16.385)	(1.067)	(12.276)	-	-	(19.553)	(18.66)
Estoque	10.844	1139	108.119	(98)	-	-	109.144	(41)
Conta de Ajustes e Compensação - CRC	8	-	141	(688)	-	-	149	(772)
Investimentos em títulos do Governo	-	100.111	-	263.239	-	-	363.350	363.350
Pagamentos Antecipados	174.701	(49.687)	40.181	(186.819)	-	-	63.385	(256.24)
Contas a Receber	(131)	(150)	(162)	-	-	-	(283)	(14)
Depósitos bancários	(20.783)	(5.170)	-	(819)	-	-	(20.783)	(5.170)
Intensificação de Bens e Ativos Investimentos - BANI	1.726	558	4.194	(819)	-	-	7.627	129
Ajustamento para Futuro Aumento de Capital	-	-	(89.721)	263.479	-	-	173.758	263.479
Ativo Financeiro da Concessão	(14.911)	-	27.018	(79.380)	34.911	-	27.018	(79.380)
Bens e Direitos Destinados à Alienação	14	(14)	(82.187)	(79.803)	-	-	(164.187)	(79.803)
Outros créditos a Receber	(717.330)	(259.663)	(643.583)	(411.680)	1.120.306	708.074	(240.911)	(34.79)
Variações no Passivo Circulante e Não Circulante								
Provedores	753.706	639.607	266.864	124.765	(1.120.306)	(708.074)	(600.739)	(740.88)
Obrigações Trabalhistas	(25.957)	71.079	(8.018)	25.895	(122)	(126)	(13.095)	98.841
Obrigações Fiscais	(1.944)	29	(1.178)	262	-	-	(2.722)	260
Provisão para Benefícios a empregados	555	(2.702)	8.204	(18.800)	-	-	5.911	(16.38)
Obrigações da Concessão	107.058	(25.774)	(151.281)	(24.729)	-	-	(69.003)	(50.69)
Provisão para Passivos Trabalhistas e Cíveis	1.075	2.314	1.864	(3.817)	-	-	5.019	(2.70)
Imposto de Renda e Contribuição Social (Despesas)	(18.150)	(3.082)	(9.705)	(10.049)	-	-	(22.904)	(15.13)
Outros Passivos	(11.273)	(42.153)	(4.712)	(83.276)	-	-	(17.844)	(124.42)
GERAÇÃO OPERACIONAL DE CAIXA	665.587	440.341	417.687	275.052	(1.120.306)	(708.074)	(17.082)	9.31
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO								
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Investimento	(119.702)	(108.000)	(100.297)	(277.851)	75.649	-	(978.436)	(882.84)
Aumento de investimentos	(18.070)	(43.399)	(12.942)	(49.943)	25.549	-	(117.401)	(137.17)
Aquisição de Bens de Ativo Imobilizado	(101.678)	(66.970)	(179.741)	(185.953)	-	-	(281.409)	(264.88)
Aquisição de Ativos Intangíveis	-	(139)	(1.614)	(461)	-	-	(11.614)	(1.00)
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO								
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Financiamento	95.956	(18.752)	(2.509)	161.476	(66.880)	-	75.998	346.874
Intensificação de Impedimentos e Financiamentos	83.758	(7.347)	64.364	225.700	-	-	146.471	241.05
Amortização do Principal de Empréstimos e Financiamentos	(19.471)	(11.600)	(80.056)	(62.299)	-	-	(117.401)	(137.17)
Pagamento de Empréstimos e Financiamentos	(12.080)	(856)	(11.536)	(12.414)	-	-	(33.586)	(13.25)
Integração de Capital Social	36.943	-	25.358	-	(60.480)	-	-	-
GERAÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA	(17.907)	(22.492)	77.881	(25.099)	-	-	58.912	(51.44)
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes de Caixa	83.131	91.134	27.930	28.034	-	-	81.043	137.17
Saldo Final de Caixa e Equivalentes de Caixa	65.224	68.642	105.811	3.935	-	-	139.955	85.73

35. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos compõem-se de:

		CONTROLADORA					
		31/12/2014					
	Nota Explicativa	Governo do Estado do Rio Grande do Sul	CEEE-D	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Outras Investidas	Total
Ativo							
Caixa e equivalente de caixa	5	15.172	-	-	-	-	15.172
Concessionárias e Permissões	6	-	5.942	-	-	-	5.942
Cedência de funcionários	9	345	553	292	-	-	1.190
Conta Gráfica	9	-	12.790	-	-	-	12.790
Múcuo CEEE-D	9	-	231.583	-	-	-	231.583
		15.517	250.868	292	-	-	266.677
Passivo							
Fornecedores	17	-	246	-	-	-	246
Contribuição Patrocinadora	21	-	-	-	14.972	-	14.972
Empréstimo circulante	20	-	-	9.322	-	-	9.322
Empréstimo não circulante	20 e 21	-	-	4.161	74.815	-	78.976
		-	246	12.483	89.787	-	102.516
Resultado							
31/12/2014							
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	-	2.015	2.015
Suprimento de Energia Elétrica		-	1.660	-	-	-	1.660
Disponibilização do Sistema de Transmissão		-	36.064	-	-	-	36.064
Despesa operacional – Pessoal		-	-	-	-	-	-
Receita financeira		3.219	7.583	-	(46.487)	-	10.802
Despesa financeira		-	-	(1.189)	-	(3.929)	(5.118)
		3.219	45.307	(1.189)	(46.487)	(1.914)	(1.064)

		CONTROLADORA				
		31/12/2013				
Nota Explicativa		Governo do Estado do Rio Grande do Sul	CEEE-D	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Totais
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	5	60.332	-	-	-	60.332
Concessionárias e Permissonárias	6	-	4.481	-	-	4.481
Cedência de funcionários	9	434	476	88	-	998
Conta Grátis	9	-	9.416	-	-	9.416
		60.766	14.373	88	-	75.227
Passivo						
Fornecedores	17	-	300	-	-	300
Contribuição Patrocinadora	21	-	-	-	5.989	5.989
Empréstimo circulante	20	-	-	8.323	-	8.323
Empréstimo não circulante	20 e 21	-	-	12.484	74.815	87.299
		-	300	20.807	80.804	101.911
31/12/2013						
Resultado						
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	1.915	1.915
Suprimento de Energia Elétrica		-	5.112	-	-	5.112
Disponibilização do Sistema de Transmissão		-	27.069	-	-	27.069
Despesa operacional - Pessoal		-	-	-	(42.396)	(42.396)
Recursos financeiros		10.778	-	-	-	10.778
Despesa financeira		-	-	-	(4.657)	(4.657)
		10.778	32.181	-	(42.396)	(12.179)

35.1. Pessoal chave da administração da entidade ou da respectiva controladora

A Companhia considera como pessoal-chave da administração seus Diretores e os Membros do Conselho Fiscal e do Conselho de Administração. O montante gasto com remuneração, encargos e benefícios dos Administradores em 31 de dezembro de 2014 foi de R\$2.806 (R\$2.421 em 31 de dezembro de 2013), contando com diretores empregados e não-empregados.

A remuneração dos Diretores empregados é composta por salário ou honorários mais a verba de representação, sendo que os custos dos Diretores estão contabilizados na rubrica de Pessoal.

A remuneração dos Diretores não-empregados com vínculo empregatício em outro órgão é composta do seu salário integral (reembolsado pela Companhia ao órgão de origem) mais a verba de representação. A remuneração dos Diretores não-empregados sem vínculo empregatício em outro órgão é composta de honorários mais a verba de representação.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
REMUNERAÇÃO / BENEFÍCIOS / ENCARGOS				
Conselho de Administração	310	312	310	312
Conselho Fiscal	147	156	147	156
Verba de Representação	193	201	193	201
Honorário Diretor não Empregado	193	120	193	120
Encargos	374	351	374	351
Subtotal	1.217	1.140	1.217	1.140
Diretores Empregados	1.589	1.281	1.589	1.281
Total	2.806	2.421	2.806	2.421

36. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS FINANCEIROS

A Companhia mantém operações com instrumentos financeiros, sendo que o risco referente a tais operações é monitorado através de estratégias de posições financeiras, controles internos, limites e políticas de risco da Companhia.

Para os instrumentos financeiros cotados em mercado ativo, sua cotação representa o valor de mercado e para os demais, os respectivos valores contábeis, devido a sua natureza de realização, como segue:

Ativos Financeiros	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Mensurados a Valor Justo por Meio do Resultado					não auditado
Caixa e Equivalentes de Caixa					
Numerário Disponível	5	26.973	3.227	27.913	3.228
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - CDB Especial		-	-	30.887	-
SIAC/BANRISUL		15.172	60.332	15.172	60.332
Aplicações Financeiras					
Aplicações Financeiras Vinculadas	5	-	-	-	93.932
Quotas Subordinadas - FIDC	5	7.446	32.677	7.446	32.677
Empréstimos e Recebíveis					
Concessionárias e Permissionárias	6	55.134	69.864	55.134	69.864
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	13.5	222.634	412.355	222.634	412.355
Ativo Financeiro da Concessão	13	207.946	125.759	351.686	187.750
Disponível para Venda					
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	475.395	952.346	475.395	952.346
Passivos Financeiros		1.010.700	1.656.560	1.186.269	1.812.484
Mensurados ao Custo Amortizado por Meio do Resultado					
Fornecedores	17	125.513	159.134	128.219	161.314
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	20	291.428	234.429	484.281	860.175
TOTAL		416.941	393.543	562.480	521.489

36.1. Gerenciamento de Riscos Financeiros

Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos obtidos em moeda nacional junto a instituições financeiras estão compatíveis com o valor de tais operações.

As contas a receber de Concessionárias, Permissionárias e Consumidores Livres referem-se a suprimento de energia elétrica e encargos de uso da rede e vendas de energia na CCEE, e estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$50.482.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia são os seguintes:

36.1.1. Risco de Crédito

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas decorrentes de um cliente ou de uma contraparte em um instrumento financeiro, decorrentes da falha destes em cumprir com suas obrigações contratuais.

O valor contábil dos ativos financeiros que representam a exposição máxima ao risco do crédito na data das Demonstrações Financeiras foi:

Ativos Financeiros	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	42.143	63.559	73.972	63.560
Aplicações Financeiras Vinculadas	5	-	-	-	93.932
Aplicações Financeiras - Quotas Subordinadas FIDC	5	7.446	32.677	7.446	32.677
Concessionárias e Permissionárias	6	55.134	69.864	55.134	69.864
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	13.5	222.634	412.355	222.634	412.355
Ativo Financeiro da Concessão	13	207.946	125.759	351.686	187.750
Investimento em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	475.395	952.346	475.395	952.346
TOTAL		1.010.700	1.656.560	1.186.269	1.812.484

Os saldos apresentados em Caixa e Equivalentes de Caixa e Aplicações Financeiras de Longo Prazo referem-se respectivamente a recursos depositados em instituições bancárias e a montantes aplicados no Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC/BANRISUL bem como as quotas subordinadas do FIDC.

O risco inerente às aplicações e investimentos que a Companhia possui é considerado baixo uma vez que são oriundos, conforme legislação vigente, de aplicações no Banco do Estado do Rio Grande do Sul e de investimentos em Notas do Tesouro Nacional, Série B - NTN - B.

O recebimento da indenização dos empreendimentos da Rede Básica de Novos Investimentos - RBNI, conforme Anexo II da Portaria Interministerial nº 580, de 01/11/2012 será realizado em trinta (30) parcelas mensais, corrigidas por IPCA mais WACC (*Weighted Average Cost Of Capital*) de 5,59% real ao ano e possui risco considerado baixo uma vez que se trata de um montante a receber do Poder Concedente.

O segmento de Geração da empresa CEEE-GT tem aproximadamente 6% da energia vendida a 37 concessionárias de distribuição, através de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR's. Estes contratos apresentam baixo risco de crédito, o que pode ser observado pelo índice de adimplência de aproximadamente 100% ao longo dos anos.

As garantias que a CEEE-GT possui para os CCEARs são divididas em dois grupos:

- I. - Garantia Principal: corresponde a 110% da média de faturamento dos últimos 3 meses. Para essa garantia a modalidade preponderante é a vinculação de receitas, feita através de Contrato de Constituição de Garantias - CCGs, com anuência da ANEEL.
- II. - Garantia Suplementar: corresponde a 20% da receita mensal. Nesse caso, as modalidades preponderantes são Carta Fiança e CDB, com validade, em sua maioria, de 1 ano.

Outra parcela da energia vendida, correspondendo a 49% do total, está vinculada a contratos bilaterais no Ambiente de Contratação Livre – ACL. A CEEE-GT exige como garantia Carta de Fiança Bancária, Carta de Fiança Corporativa ou Certificado de Depósito Bancário – CDB, com valores não inferiores a 1 mês de faturamento.

A partir de janeiro de 2013, 45% da energia da CEEE-GT está alocada às Distribuidoras sob a forma de Cotas de Garantia Física, em função da Lei Nº 12.783/13. Por meio desta Lei o Governo antecipou para 31/12/2012 o fim do regime anterior de concessão, que no caso da CEEE-GT venceria em 2015, e prorrogou por um prazo de 30 anos a concessão de diversas usinas da Companhia. A partir desta prorrogação a Área de Geração passou a receber uma Receita Anual de Geração – RAG, fixada pela ANEEL, pela execução dos serviços de operação e manutenção destas usinas e pela disponibilização da Garantia Física destes empreendimentos às Distribuidoras. A garantia financeira desta receita são os CCGs, que são contratos firmados entre a distribuidora e a instituição financeira (Banco Gestor).

No geral a Administração entende que o risco de crédito no qual a Companhia está exposta é baixo, devido às características das contrapartes, as garantias financeiras apresentadas e a diversificação de clientes.

I. Perdas por redução no valor recuperável – (Impairment)

A Companhia mensura pelo custo histórico de aquisição ou construção o seu imobilizado e intangível, deduzido de depreciação e amortização acumulada, respectivamente, e perdas de redução ao valor recuperável (*impairment*) acumuladas.

II. Garantias

A Companhia concedeu garantia quando da captação de recursos através do Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC, sendo que parte do contas a receber é repassada ao Fundo no momento do faturamento, até o limite da parcela mensal.

III. Derivativos

A Companhia não possui operações com derivativos.

36.1.2. Risco de Preço

A receita obtida pela venda de energia da CEEE-GT é dividida entre os mercados: Ambiente de Contratação Regulada - ACR, Ambiente de Contratação livre - ACL e Cotas. No ACR os preços são reajustados anualmente pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA e no ACL os preços destes contratos, em sua maioria, são reajustados anualmente pelo Índice Geral de Preços do Mercado – IGP-M.

Nas Cotas, a tarifa é estipulada pela ANEEL separadamente para cada empreendimento, sendo reajustada anualmente de acordo com o IPCA e revisada a cada cinco anos.

A CEEE-GT teve a necessidade de comprar energia para composição do lastro de venda no ano de 2014. Esta compra foi realizada no mercado livre através de processos públicos, sendo que uma parcela da energia comprada estava atrelada ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, que oscila em função da energia armazenada nos reservatórios das usinas e da previsão hidrológica e outra parcela, a preço fixo, reajustada anualmente pelo IGP-M.

A Transmissão tem sua remuneração definida pela ANEEL através da receita permitida e reajustada, conforme cláusulas contratuais ou pelo IGP-M ou pelo IPCA. As receitas, de acordo com o contrato de concessão, devem permitir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

36.1.3. Risco de Mercado

No ACR o risco de mercado é baixo por envolver agentes de distribuição como compradores em leilões promovidos pelo MME, EPE e ANEEL, e operacionalizados pela CCEE. Nestes leilões a energia é rateada entre as distribuidoras participantes do certame. Essas empresas têm contratos de concessão de longo prazo, portanto mais estáveis.

No ACL os agentes negociam a compra e venda em condições livremente acordadas entre as partes, à exceção de empresas estatais, cujos contratos são resultado de ofertas e chamadas públicas. Os contratos no ACL normalmente possuem menor duração se comparados com o ACR, sendo um mercado mais dinâmico, o que pode trazer inconsistências econômicas e contratuais provenientes da concorrência entre as empresas, tornando os agentes, no geral, mais instáveis.

A receita das usinas prorrogadas transformadas em Cotas sob condições estabelecidas pela ANEEL, destinadas às concessionárias de distribuição integrantes do SIN, apresentam baixo risco de mercado.

36.1.4. Risco da Taxa de Câmbio

Este risco decorre da possibilidade de perda por conta da variação cambial. O resultado das operações da Companhia é afetado pelo fator do risco cambial em virtude do seu endividamento atrelado à moeda estrangeira.

O risco cambial está atrelado aos contratos de Empréstimos e Financiamentos, vinculados ao Dólar Americano e que não possuem dispositivos de proteção contra alterações na taxa de câmbio.

Em 31 de dezembro de 2014 não há nenhum montante indexado ao dólar exceto a expectativa de exposição cambial que está sendo tratada no tópico de análise de sensibilidade a seguir:

I. Análise de sensibilidade

A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de depreciação cambial de 25% e 50% em relação ao cenário provável, considerados como possível e remoto, respectivamente.

Itens	31/12/2014	Provável	25%	50%
Exposição US\$				
Empréstimos e Financiamentos	2.6562	110.854	138.568	166.281
Passivo Líquido Exposto		110.854	138.568	166.281
Efeito Líquido da Variação Cambial			27.714	55.427

36.1.5. Risco de Liquidez

Risco de liquidez é o risco que a Companhia irá encontrar dificuldades em cumprir com as obrigações associadas com seus passivos financeiros. A CEEE-GT se utiliza do monitoramento constante de seu fluxo de caixa, observando a política de caixa mínimo visando à necessidade de captação de recursos para assegurar a capacidade de pagamentos. A gestão das aplicações financeiras tem como foco instrumento de curtíssimo prazo, com liquidez diária.

A tabela demonstra os valores esperados de liquidação em cada faixa de tempo.

		CONTROLADORA				
Ativos Financeiros	Nota Explicativa	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5 anos
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	42.145	42.145	-	-	-
Aplicações Financeiras - Quotas Subordinadas FIDC	5	7.446	-	7.446	-	-
Concessionárias e Permissonárias	6	55.134	55.134	-	-	-
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	13.5	222.634	222.634	-	-	-
Ativo Financeiro de Concessão	13	207.946	-	-	-	193.302
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	475.395	475.395	-	-	-
		1.010.700	809.952	7.446	-	193.302
Passivos Financeiros						
Fornecedores	17	125.513	125.513	-	-	-
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	20	437.541	331.614	16.591	57.128	212.208
		563.054	457.127	16.591	57.128	212.208

		CONSOLIDADO				
Ativos Financeiros	Nota Explicativa	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5 anos
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	73.972	73.972	-	-	-
Aplicações Financeiras Vinculadas	5	-	-	-	-	-
Aplicações Financeiras - Quotas Subordinadas FIDC	5	7.446	-	7.446	-	-
Concessionárias e Permissonárias	6	55.134	55.134	-	-	-
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	13.5	222.634	222.634	-	-	-
Ativo Financeiro de Concessão	13	351.688	18.712	-	-	332.976
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	475.395	475.395	-	-	-
		1.186.269	845.947	7.446	-	332.976
Passivos Financeiros						
Fornecedores	17	128.219	128.219	-	-	-
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	20	560.546	274.619	16.591	57.128	212.208
		688.765	402.838	16.591	57.128	212.208

36.1.6. Risco de Taxa de Juros

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta da flutuação da taxa de juros e também da variação dos índices atrelados a inflação, visto que seus empréstimos e financiamentos são vinculados a esses índices. Também há a possibilidade de redução na receita financeira relativa às aplicações financeiras. Estas taxas são constantemente monitoradas no sentido de se avaliar o impacto das mesmas no resultado da Companhia.

1. Análise de sensibilidade

As operações da Companhia são indexadas a taxas pré e pós-fixadas, sendo as taxas pós-fixadas, por CDI e IPCA. A CEEE-GT desenvolveu a análise de sensibilidade com o objetivo de mensurar o impacto das taxas de juros pós-fixadas e de variações monetárias sobre os seus passivos financeiros expostos a tais riscos.

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 31/12/2014 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação dos indicadores - CDI/Selic previstos na mediana das expectativas do Relatório Focus, do Bacen, de 31/12/2014. Para os cenários possível e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

		CONTROLADORA				
	Nota Explicativa	Índices	Cenário Base em 31/12/2014	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos						
	20					
Eletrobras - RGR		Sem Risco	12.483	12.483	12.483	12.483
FIDC V		CDI	44.151	44.464	45.472	46.480
BNDES		TJLP	58.320	48.857	57.260	65.664
Notas Promissórias Banco ABC S.A.		CDI	65.620	66.872	77.988	80.211
			180.574	172.676	193.203	204.838
			(180.574)	(172.676)	(193.203)	(204.838)
Exposição Líquida						
Efeito esperado no Resultado						
				7.898	(20.527)	(11.635)

		CONSOLIDADO				
	Nota Explicativa	Índices	Cenário Base em 31/12/2014	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos						
	20					
Eletrobras - RGR		Sem Risco	12.483	12.483	12.483	12.483
FIDC V		CDI	44.151	44.464	45.472	46.480
BNDES		TJLP	58.320	48.857	57.260	65.664
Notas Promissórias Banco ABC S.A.		CDI	65.620	66.872	77.988	80.211
Godman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A.		CDI	142.833	143.005	145.451	147.897
			323.407	315.681	338.654	352.735
			(323.407)	(315.681)	(338.654)	(352.735)
Exposição Líquida						
Efeito esperado no Resultado						
				7.726	(22.973)	(14.081)

Além da análise de sensibilidade em atendimento à Instrução CVM nº475/08, a Companhia avaliou os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido de seus instrumentos financeiros tendo em vista os riscos avaliados na data das Demonstrações Financeiras conforme sugerido no CPC 40 e IFRS 7.

Sendo assim, a administração de uma maneira geral, entende que os possíveis efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna do cenário projetado provável da tabela acima.

36.1.7. Valor Justo

Os valores justos dos ativos e passivos financeiros, juntamente com os valores contábeis apresentados no balanço patrimonial, são os seguintes:

		CONTROLADORA	
	Nota Explicativa	Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e Equivalentes de Caixa.....	5	42.145	42.145
Aplicações Financeiras - Quotas Subordinadas FIDC.....	5	7.446	7.446
Concessionárias e Permissionárias.....	6	55.134	55.134
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI.....	13.5	222.634	222.634
Investimento em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC.....	10	475.395	475.395
Ativo Financeiro da Concessão.....	13	207.946	207.946
Total		1.010.700	1.010.700
Passivos Financeiros			
Fornecedores.....	17	125.513	125.513
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	20	291.428	417.541
Total		416.941	543.054

		CONSOLIDADO	
	Nota Explicativa	Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e Equivalentes de Caixa.....	5	73.972	73.972
Aplicações Financeiras - Quotas Subordinadas FIDC.....	5	7.446	7.446
Concessionárias e Permissionárias.....	6	55.134	55.134
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI.....	13.5	222.634	222.634
Investimento em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC.....	10	475.395	475.395
Ativo Financeiro da Concessão.....	13	351.688	351.688
Total		1.186.269	1.186.269
Passivos Financeiros			
Fornecedores.....	17	128.219	128.219
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	20	434.261	560.546
Total		562.480	688.765

Assume-se que os instrumentos financeiros que a Companhia possui, exceto na rubrica Empréstimos e Financiamentos, estão registrados com um valor próximo ao seu respectivo valor de mercado, em razão da sua natureza e prazo de realização.

36.1.8. Hierarquia de valor justo

Os diferentes níveis foram definidos como a seguir:

Nível 1 - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos.

Nível 2 - Inputs, exceto preços cotados, incluídas no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços).

Nível 3 - Premissas, para o ativo ou passivo, que não são baseadas em dados observáveis de mercado (input não observáveis).

A tabela abaixo apresenta instrumentos financeiros registrados pelo valor justo, utilizando um método de avaliação.

CONTROLADORA				
	Valor contábil 31/12/2014	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
Caixa e Equivalentes de Caixa				
Numerário Disponível	26.973	26.973	-	-
SIAC/BANRISUL	15.172	-	15.172	-
Aplicações Financeiras-Quotas Subordinadas do FIDC	7.446	7.446	-	-
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	222.634	-	222.634	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	475.395	475.395	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	207.946	-	-	207.946
	955.566	509.814	237.806	207.946

CONSOLIDADO				
	Valor contábil 31/12/2014	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
Caixa e Equivalentes de Caixa				
Numerário Disponível	27.913	27.913	-	-
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - CDB Especial	3.319	-	3.319	-
SIAC/BANRISUL	15.172	-	15.172	-
Aplicações Financeiras-Quotas Subordinadas do FIDC	7.446	7.446	-	-
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	222.634	-	222.634	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	475.395	475.395	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	351.688	-	-	351.688
	1.103.567	510.754	241.125	351.688

36.1.9. Apuração do Valor Justo

Nível 1 – O valor justo das quotas subordinadas do FIDC e dos Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar – CRC foi apurado e registrado levando-se em consideração as cotações de mercado ou informações de mercado que possibilitaram tal cálculo.

Nível 2 – O valor justo da aplicação SIAC/BANRISUL e da Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI, uma vez que não possui mercado ativo, é avaliado utilizando metodologia de avaliação/apreçamento.

Nível 3 – O valor justo do Ativo Financeiro da Concessão foi apurado por meio de técnicas que usam variáveis que tenham efeito significativo no valor justo registrado, mas que não são baseadas em dados observáveis no mercado.

36.2. Gerenciamento de Riscos Relacionados à Companhia e suas Operações

36.2.1. Riscos Hidrológicos

As usinas hidrelétricas, juntamente com as PCHs, representam aproximadamente 73% (dados da CCEE - Relatório Info Mercado nº 90, de fevereiro de 2015) da garantia física do sistema elétrico brasileiro e estão sujeitas ao risco de escassez de água ao longo do tempo. O arranjo institucional estabelecido pelo Poder Concedente procura reduzir o risco hidrológico das usinas, seja através da definição de garantia física para cada um dos empreendimentos de geração, independentemente da fonte de energia, seja através da instituição do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, instrumento financeiro para compartilhamento do risco, de modo que a operação do SIN seja realizada buscando a otimização eletroenergética do sistema como um todo. O MRE é compulsório para todas as hidrelétricas despachadas centralizadamente e para as Usinas e PCHs que foram prorrogadas, mas como estratégia para mitigação de risco a CEEE-GT exerceu a opção de adesão de suas Pequenas Centrais Hidrelétricas ao mecanismo. O risco hidrológico das usinas cotizadas é de responsabilidade das concessionárias de Distribuição, com posterior repasse as tarifas dos consumidores.

Outras fontes energéticas (termelétricas a biomassa, a gás, nuclear, a óleo, carvão mineral, eólicas e outras fontes de energia) têm a função de diversificar a matriz energética do país e atuar como fonte complementar de energia.

36.2.2. Riscos Ambientais

O Brasil possui uma das legislações ambientais mais severas do mundo. A legislação brasileira impõe sanções que responsabilizam e exigem um grande esforço das empresas nacionais para o seu atendimento. Os processos de produção envolvidos no setor de geração e transmissão de energia produzem impactos ambientais, muitas vezes significativos, que precisam ser prevenidos e minimizados, sob pena de acarretarem grandes prejuízos ao meio ambiente e consequentemente ao agente responsável, independentemente da ação

ter sido realizada inadvertidamente. Desta forma, além dos recursos financeiros necessários para a recuperação da área atingida pela degradação ambiental, a empresa responsável poderá ter seus dirigentes envolvidos em processos civis, administrativos e penais.

A recuperação de áreas afetadas ambientalmente normalmente exige recursos expressivos que poderiam ser destinados a novos investimentos voltados exclusivamente para a atividade fim da Companhia.

A questão da sustentabilidade, envolvendo as áreas ambiental, social e financeira, tem levado as empresas a buscarem ferramentas que possibilitem desenvolver suas atividades respeitando estes aspectos e potencializando diretrizes e políticas que viabilizem a integração de seus processos produtivos de forma a atender os interesses da sociedade, respeitando o meio ambiente e propiciando uma constante expansão e crescimento do seu negócio.

37. SEGUROS

Os ativos com cobertura para incêndio, queda de raio, explosões e danos elétricos foram aqueles considerados essenciais, em que ocorrendo o sinistro, implicará na possibilidade de comprometer a garantia e a confiabilidade na continuidade da prestação de serviço. O seguro patrimonial foi contratado junto à TOKIO MARINE BRASIL SEGURADORA S/A, contrato 9947695 foi renovado por mais 12(doze), meses tendo vigência de 11/04/2014 até 11/04/2015. O valor do ativo segurado no segmento Geração é de R\$56.144 e no de Transmissão é de R\$202.757 e o prêmio é R\$481.

38. ASSUNTOS REGULATÓRIOS

38.1. Reajuste Tarifário – Geração

A Resolução Homologatória nº 1.767 de 29 de julho de 2014 reajustou a Receita Anual de Geração – RAG das usinas hidrelétricas em regime de cotas nos termos da Lei nº 12.783/2013 e fixou a tarifa associada às cotas de garantia física de energia e de potência. Para as usinas da CEEE-GT no período de 1º de julho de 2014 a 30 de junho de 2015 a RAG homologada é de R\$ 52.306. Adicionados a tarifa homologada, a CEEE-GT tem os custos incorridos com CFURH, PIS/PASEP e COFINS ressarcidos pelas distribuidoras.

38.2. Receita Anual Permitida da Transmissão

38.2.1. Reajuste Tarifário - Transmissão

A Resolução Homologatória nº 1.756 de 24 de junho de 2014 publicada no Diário Oficial da União em 30 de junho do mesmo ano, estabeleceu as Receitas Anuais Permitidas pela disponibilização das instalações sob responsabilidade das concessionárias de serviço público de transmissão de energia. Conjuntamente com a Nota Técnica 178/2014 SRT/ANEEL de 16 de junho de 2014, ajustou a RAP da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica CEEE-GT para o ciclo 2014-2015 no montante de R\$248.111, sendo R\$227.049 para o Contrato de Concessão nº 055/2001 e R\$21.062 para o Contrato de Concessão nº 080/2002. Desconsiderando a Parcela de Ajuste do período, que resulta em um incremento ainda maior, estes valores representam um acréscimo de 16,77% em relação ao ciclo 2013-2014, resultado do desempenho da Transmissora na execução de seus Reforços e do Reajuste Monetário do período em consonância com o índice estabelecido em cada contrato de concessão.



PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO
Diretor Presidente



ROBERTO BALAU CALAZANS
Diretor



CÉSAR LUIS BAUMGRATZ
Diretor



LEONARDO HOFF
Diretor




CARLOS RONALDO VIEIRA FERNANDES
Diretor



LUIZ CARLOS SACILOTTO-TADIEGLO
Diretor



JÚLIO ELÓI HOFER
Diretor



RODRIGO GOMES WALLAU
Contador CRCRS 70484

Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT

**Relatório dos auditores independentes
sobre as demonstrações financeiras
individuais e consolidadas**

Aos Administradores e Acionistas

Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT (a "Companhia" ou a "Controladora") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2014 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT e sua controlada ("Consolidado") que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2014 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

**Responsabilidade da administração
sobre as demonstrações financeiras**

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelo auditor e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e das divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT

Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui também a avaliação da adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião com ressalva.

Base para opinião com ressalva

Conforme mencionado na Nota 21.3 às demonstrações financeiras, a Companhia através da Fundação CEEE de Seguridade Social - Eletrocece concede aos seus empregados planos de previdência complementar, os quais são denominados CEEEPrev e Plano Único. Este último é um plano de previdência complementar da modalidade de benefício definido, e recebe contribuições paritárias entre patrocinadora e participante. Em 31 de dezembro de 2014 este plano apresentava déficit atuarial no montante de R\$ 130.001 mil (2013 - R\$ 122.134 mil), calculado com base no método de crédito unitário projetado de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados. Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia reconheceu uma provisão para fazer frente ao referido passivo atuarial no montante de R\$ 65.000 mil (2013 - R\$ 61.067 mil), equivalente a 50% do déficit atuarial apurado nesta data ("paridade"). Entendemos que, para fins de reconhecimento contábil do saldo passivo decorrente de déficit atuarial, este somente poderia ser registrado contabilmente limitado a razão de 50%, nos termos da Lei Complementar no 108/2001, se o saldo do déficit atuarial calculado de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados estivesse equacionado mediante acordo aprovado entre as partes (patrocinadora e participante). Dessa forma, o passivo está apresentado a menor e o patrimônio líquido a maior no montante de R\$ 65.001 mil (2013 - R\$ 61.067 mil) em 31 de dezembro de 2014 e o prejuízo do exercício está apresentado a menor em R\$ 6.566 mil (2013 - R\$ 22.520 mil), líquido dos efeitos tributários.

Opinião com ressalva

Em nossa opinião, exceto pelos efeitos do assunto descrito no parágrafo "Base para opinião com ressalva", as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT e da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT e sua controlada em 31 de dezembro de 2014, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa, bem como o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT

Ênfase

Impactos da Lei 12.783/2013

Conforme descrito nas Notas 1 e 9.3, em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal emitiu a Medida Provisória nº 579, que trata das prorrogações de concessões de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica, e sobre a redução dos encargos setoriais. Tal Medida Provisória foi convertida, em 11 de janeiro de 2013, na Lei nº 12.783/2013 e passou a ser regulamentada pelo Decreto 7.891/2013 de 23 de janeiro de 2013. As novas tarifas e o valor da indenização dos ativos vinculados às concessões foram divulgados pela Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 579 e a Portaria Interministerial do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Fazenda nº 580, publicadas em edição extraordinária do Diário Oficial da União do dia 1º de novembro de 2012.

A Companhia aceitou as condições de renovação antecipada das concessões previstas na Medida Provisória 579 (Lei 12.783/13), assinando em 4 de dezembro de 2012 os contratos de prorrogação das concessões afetadas.

No que se refere às concessionárias que optaram pela prorrogação das concessões de transmissão de energia elétrica, alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995, a Lei 12.783/2013 em seu artigo 15, § 2º, autoriza o poder concedente a pagar, na forma de regulamento, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. As concessionárias deverão submeter à ANEEL as informações para o cálculo dos ativos não depreciados. O prazo para envio destas informações será disposto pelo poder concedente.

Adicionalmente, para os empreendimentos de geração, exceto os respectivos projetos básicos, o Decreto nº 7.850/2012 em seu artigo 2º estipula que, até 31 de dezembro de 2013, deveriam ser submetidas à ANEEL as informações complementares para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, realizados até 31 de dezembro de 2012, ainda não amortizados ou depreciados.

Os valores dos ativos de transmissão e geração abrangidos nessa situação, incluindo adições realizadas no ano de 2013, correspondem a R\$ 415.022 mil em 31 de dezembro de 2014 e foram determinados pela administração a partir de suas melhores estimativas e interpretação da legislação acima, mantendo o critério de valoração dessa indenização pelo valor histórico residual, conforme descrito na Nota 9.3, podendo sofrer alterações até a homologação final dos mesmos. Nossa opinião não está ressaltada em função deste assunto.

Outros assuntos

Informação suplementar - Demonstrações do Valor Adicionado

Examinamos também as Demonstrações do Valor Adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014, preparadas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, exceto pelos efeitos do assunto descrito no parágrafo "Base para

Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT

Ênfase

Impactos da Lei 12.783/2013

Conforme descrito nas Notas 1 e 9.3, em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal emitiu a Medida Provisória nº 579, que trata das prorrogações de concessões de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica, e sobre a redução dos encargos setoriais. Tal Medida Provisória foi convertida, em 11 de janeiro de 2013, na Lei nº 12.783/2013 e passou a ser regulamentada pelo Decreto 7.891/2013 de 23 de janeiro de 2013. As novas tarifas e o valor da indenização dos ativos vinculados às concessões foram divulgados pela Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 579 e a Portaria Interministerial do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Fazenda nº 580, publicadas em edição extraordinária do Diário Oficial da União do dia 1º de novembro de 2012.

A Companhia aceitou as condições de renovação antecipada das concessões previstas na Medida Provisória 579 (Lei 12.783/13), assinando em 4 de dezembro de 2012 os contratos de prorrogação das concessões afetadas.

No que se refere às concessionárias que optaram pela prorrogação das concessões de transmissão de energia elétrica, alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995, a Lei 12.783/2013 em seu artigo 15, § 2º, autoriza o poder concedente a pagar, na forma de regulamento, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. As concessionárias deverão submeter à ANEEL as informações para o cálculo dos ativos não depreciados. O prazo para envio destas informações será disposto pelo poder concedente.

Adicionalmente, para os empreendimentos de geração, exceto os respectivos projetos básicos, o Decreto nº 7.850/2012 em seu artigo 2º estipula que, até 31 de dezembro de 2013, deveriam ser submetidas à ANEEL as informações complementares para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, realizados até 31 de dezembro de 2012, ainda não amortizados ou depreciados.

Os valores dos ativos de transmissão e geração abrangidos nessa situação, incluindo adições realizadas no ano de 2013, correspondem a R\$ 415.022 mil em 31 de dezembro de 2014 e foram determinados pela administração a partir de suas melhores estimativas e interpretação da legislação acima, mantendo o critério de valoração dessa indenização pelo valor histórico residual, conforme descrito na Nota 9.3, podendo sofrer alterações até a homologação final dos mesmos. Nossa opinião não está ressalvada em função deste assunto.

Outros assuntos

Informação suplementar - Demonstrações do Valor Adicionado

Examinamos também as Demonstrações do Valor Adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014, preparadas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, exceto pelos efeitos do assunto descrito no parágrafo "Base para


Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT

opinião com ressalva", estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Demonstrações financeiras consolidadas "pro forma" - não auditadas

Conforme descrito na nota 3, as demonstrações financeiras consolidadas pro forma da Companhia correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2013, apresentados para fins de comparação, foram preparadas para refletir a situação financeira e patrimonial e os resultados operacionais consolidados como se a TESP tivesse sido controlada pela Companhia desde 1º de janeiro de 2013, embora a Companhia ter adquirido seu controle em 21 de janeiro de 2014. Essas demonstrações financeiras consolidadas "pro forma" não foram auditadas ou revisadas por nós e nem por outros auditores independentes.

Porto Alegre, 23 de março de 2015.


PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 "F" RS


Adriano Machado
Contador CRC 1PR042584/O-7 "S" RS

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em atendimento a Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 92.715.812/0001-31, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da CEEE-GT relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2014.

Porto Alegre, 23 de março de 2015.



PAULO DE TARSO GASPARD PINHEIRO MACHADO
Diretor Presidente



ROBERTO BALAU CALAZANS
Diretor



CÉSAR LUIS BAUMGRATZ
Diretor



LEONARDO HOFF
Diretor



CARLOS RONALDO VIEIRA FERNANDES
Diretor



LUIZ CARLOS SACILOTTO TADIELLO
Diretor



JÚLIO ELÓI HOFER
Diretor

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA SOBRE O RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Em atendimento A Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 92.715.812/0001-31, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no Relatório da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes relativamente às Demonstrações Financeiras da CEEE-GT referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2014, exceto quanto à ressalva apontada, conforme o conteúdo da nota explicativa nº 21.3.

Porto Alegre, 23 de março de 2015.



PAULO DE TARSO GASPAB PINHEIRO MACHADO

Diretor Presidente



ROBERTO BALAU CALAZANS

Diretor



CÉSAR LUIS BAUMGRATZ

Diretor



LEONARDO HOFF

Diretor



CARLOS RONALDO VIEIRA FERNANDES

Diretor



LUIZ CARLOS SACILOTTO TADIELLO

Diretor



JÚLIO ELÓI HOFER

Diretor



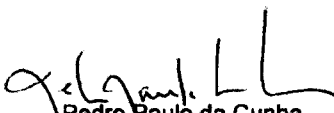
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT


PARECER DO CONSELHO FISCAL

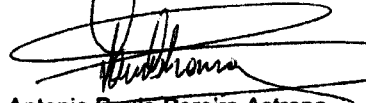
Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, em cumprimento às disposições legais e estatutárias, tendo analisado no decorrer do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2014, a gestão econômico-financeira da Empresa, bem como examinado o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras, o Parecer dos Auditores Independentes, Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes, e as informações complementares da Administração, opinam no sentido de que os documentos referidos representam a situação patrimonial e financeira da Companhia, naquela data, corroboradas a ressalva e a ênfase contidas no Relatório dos Auditores Independentes, estando, portanto, em condições de serem submetidos à deliberação dos acionistas.

Porto Alegre, 23 de março de 2015.

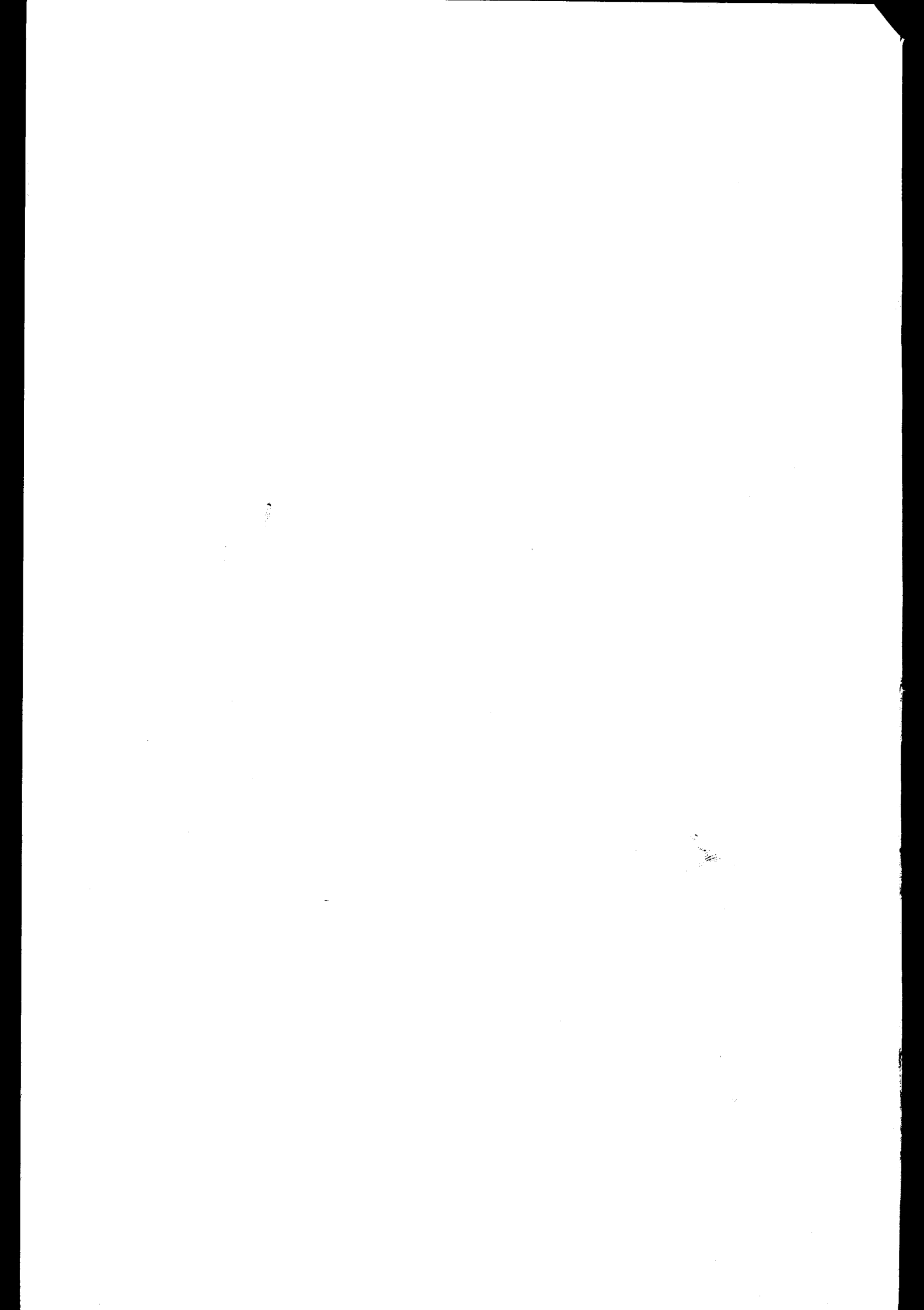

Vinicius Gomes Wu
Presidente do Conselho Fiscal


Pedro Paulo da Cunha
Conselheiro


Flávio José Heimann da Silva
Conselheiro


Antonio Paulo Pereira Astrana
Conselheiro


Marcelo Roberto Model Nepomuceno
Conselheiro





Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração, tendo examinado o Relatório da Administração, o Balanço Patrimonial, a Demonstração do Resultado do Exercício, a Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, a Demonstração do Fluxo de Caixa, a Demonstração do Valor Adicionado e as respectivas Notas Explicativas, referentes ao Exercício de 2014, encerrado em 31 de dezembro de 2014, documentos esses assinados pelos administradores responsáveis pela Empresa, considerando os pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, manifesta-se por unanimidade, pela aprovação dos referidos documentos e submete a matéria à apreciação dos Acionistas.

Porto Alegre, 23 de março de 2015.



Artur José de Lemos Júnior,
Presidente do Conselho de Administração.


Paulo de Tarso Pinheiro Machado

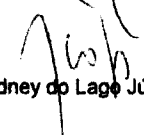

Cristiano Roberto Tatsch


Carlos Antônio Burigo


Vicente José Rauber


Ademir Barette


Daniel Vargas de Farias


Sidney do Lago Júnior