

Ofício UGP nº 081/2016.

Porto Alegre, 05 de julho de 2016.

Ao Senhor  
**Arturo Alarcon**  
**Especialista Líder em Energia**  
Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID  
SEN Quadra 802 Conjunto F Lote 39  
70800-400 – Brasília – DF

**Ref.: Contrato de Empréstimo Nº 2700/OC-BR– Programa**  
**Pró-Energia RS CEEE-D. Demonstrações Financeiras 2015 -**  
**CEEE-D**

Prezado Senhor,

Encaminhamos a V.Sª documentação anexa para atendimento às cláusulas 5.03 (a) e 5.03 (b) – “Demonstrações Financeiras e outros relatórios” do contrato Nº 2700/OC-BR entre CEEE-D e BID, assim como a cláusula 12.1 do contrato Nº CBR1045 01 M entre CEEE-D e AFD.

Atenciosamente,



**Jairo Luiz Canova**  
Unidade de Gerenciamento do Programa  
Diretoria Financeira e de Relações com Investidores - Grupo CEEE

Anexo:

1 – Relatório DFs 31122015 CEEE-D.



## **DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS**

**DEZEMBRO 2015**

**Conforme as Práticas Contábeis adotadas no Brasil**

**Períodos findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014**

**Valores expressos em milhares de reais.**



## SUMARIO

### Relatório de Administração

Relatório de Administração

3

### Demonstrações Financeiras

Balancos Patrimoniais

28

Demonstração dos Resultados

29

Demonstração dos Resultados Abrangentes

29

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

30

Demonstração dos Fluxos de Caixa

31

Demonstração dos Valores Adicionados

32

### Notas Explicativas

Notas Explicativas

33

### Relatórios

Relatório dos Auditores Independentes

94

Declaração dos Diretores

96

Parecer do Conselho Fiscal

98

Manifestação do Conselho de Administração

99

## SENHORES AÇIONISTAS

A Administração da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de Vossas Senhorias Relatório de Administração (RA) e Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes, do Conselho Fiscal e da manifestação do Conselho de Administração.

### 1. MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Ao iniciarmos o ano de 2015, quando assumimos a gestão da Companhia, em janeiro, confirmamos a impressão que sempre tivemos como cidadãos e consumidores. Trata-se de um grande grupo empresarial que abriga na sua estrutura uma robusta cadeia produtiva do setor elétrico com seus três elos: Geração, Transmissão e Distribuição.

Encontramos um cenário de grandes oportunidades, mas também um ambiente de muitas ameaças, como a deterioração dos indicadores de fornecimento DEC (duração das interrupções de energia) e FEC (frequência das interrupções) e a degradação dos indicadores de sustentação econômico-financeira com a projeção, para 2015, de R\$ 800 milhões de prejuízo. Passamos a conviver com a expectativa do término, em julho, da concessão da Distribuição, embora tivéssemos, desde o início, a perspectiva da renovação do contrato de forma condicionada e compatível com a atual conjuntura do setor elétrico nacional.

Neste contexto, adotamos fortes medidas de gestão, primando pela transparência e atuando com prontidão e preventivamente. Entre elas está a implementação de um sistema de monitoramento permanente dos indicadores DEC e FEC, que antes eram controlados com 60 dias de defasagem. Isso nos permitiu intervir de forma coordenada e seletiva, e os resultados já começam a aparecer. Prova disso é que o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) tiveram o melhor desempenho em 2015 em relação aos últimos 15 anos. Os resultados apresentam índices de 17,08h (DEC) e 11,69 interrupções (FEC). Dados nacionais de 2015 apontam que a CEEE-D melhorou no ranking de DGC – Desempenho Global de Continuidade. A Companhia passou da 60ª para 43ª posição entre as distribuidoras de energia do Brasil, entre janeiro de 2015 e janeiro de 2016. Dentre as 36 concessionárias de grande porte (com mais de 500 mil consumidores), a CEEE foi a que mais apresentou melhoria em seu indicador (30%).

Ainda em 2015, evoluímos consideravelmente no desenvolvimento do novo sistema corporativo SAP, denominado CONVEX. O novo ERP (Enterprise Resource Planning) permitirá que a Companhia trabalhe de forma integrada, consolidada e otimizando os processos. Este projeto, no seu cronograma de trabalho, possui a previsão de implantação projetada para o final do primeiro semestre de 2016.

Dentre as principais medidas já tomadas, criamos o Comitê de Racionalização de Gastos e a Sala de Monitoramento para acompanhar de perto os principais projetos e obras. Reestruturamos a dívida e estamos investindo no incremento da receita e no combate às perdas técnicas e comerciais.

Além das ações gerenciais, estamos focados na realização de obras que irão aumentar a capacidade e a confiabilidade do fornecimento de energia, garantindo este que é o principal insumo necessário para o desenvolvimento do estado.





## 2. PERFIL DA EMPRESA

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, uma das empresas pertencentes ao Grupo CEEE, é concessionária do serviço Público de distribuição de energia elétrica na região sul-sudeste do Estado.

A CEEE-D 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 CEEE-D tem como objetivo projetar, construir e operar sistemas de distribuição de energia elétrica, prestar serviços de natureza pública e privada no setor, bem como explorar a respectiva infraestrutura para a prestação de outros serviços previstos em seu contrato de concessão.

A CEEE-D distribui energia elétrica em 72 dos 497 municípios do Estado, levando energia elétrica a mais de 4 milhões de pessoas, o que representa em torno de 34% dos consumidores do RS. Também atende 50 consumidores livres no Estado.

### 2.1. Composição Acionária

A composição acionária da empresa, em 31 de dezembro de 2015 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
ELETROBRÁS	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 2015.

2 - 388 Acionistas

3 - Valor Patrimonial da Ação-VPA em 31/12/15: R\$0,23 unitário

### 2.2. Reconhecimentos

#### Premio 500 Maiores do Sul

O Grupo CEEE ocupou a 10ª colocação no ranking do Rio Grande do Sul e a 29ª posição na região Sul do Brasil, em 2015. O ranking Grandes & Líderes - 500 Maiores do Sul é elaborado pela Revista Amanhã em conjunto com a PwC, com dados coletados no balanço financeiro das empresas (ou grupos). A publicação também apurou que, de acordo com a receita líquida (receita bruta menos os abatimentos, devoluções e tributos), o Grupo CEEE é o 5º maior no setor de energia da Região Sul e o 8º maior do RS.

#### Medalha Tiradentes

O presidente Paulo de Tarso Pinheiro Machado recebeu, no dia 03 de dezembro, no Palácio da Polícia, a Medalha Tiradentes, concedida pela Polícia Civil do RS. O presidente do Grupo CEEE foi indicado pela importante parceria com a instituição.

#### Ranking Estadão Empresas Mais

No estudo elaborado pelo jornal O Estado de São Paulo, a CEEE-D também conquista posição de destaque entre as 1500 maiores companhias do Brasil. Com metodologia diferente da aplicada pela revista Amanhã, o Ranking Estadão classificou a CEEE-D como a 181ª empresa com maior receita líquida.

### 3. GESTÃO E GOVERNANÇA CORPORATIVA

#### 3.1. Organização e Gestão

A Gestão da Qualidade confirmou, em 2015, a manutenção da Certificação ISO 9001 do seu Sistema de Gestão, conforme o escopo determinado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Em julho de 2015, após a auditoria de ampliação de escopo, a Empresa recebeu a confirmação da certificação do Sistema de Gestão da Qualidade, incluindo o seguinte processo: coleta e geração dos dados para apuração dos indicadores de qualidade do atendimento telefônico.

Atualmente, a CEEE-D possui cinco processos certificados, relacionados à coleta de dados e apuração de indicadores regulatórios, como continuidade do fornecimento, prazos de serviços e qualidade do atendimento telefônico, além dos processos de tratamento de reclamações de consumidores e da avaliação técnica de equipamentos de medição de energia elétrica.

Os processos certificados trouxeram maior controle e padronização das atividades, contribuindo para a evolução da gestão e a melhoria contínua dos processos.

#### 3.2. Ética

Por meio de seu conjunto de valores e princípios éticos, o Código de Ética da CEEE-D 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 e Conselho de Consumidores. 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.

### 3.4. Acordo de Resultado

Em 2015, a Companhia celebrou junto a Secretaria de Minas e Energia do Governo do Estado do RS o **Acordo de Resultados**. Este acordo formaliza os principais compromissos das empresas estatais vinculadas ao Governo do Estado do Rio Grande do Sul e a Sociedade, estabelecendo um conjunto de ações, indicadores e metas a serem alcançadas no ano.

Os resultados alcançados confirmam o compromisso da gestão com a eficiência operacional, a racionalização dos gastos e assertividade nos investimentos. Cabe destacar os indicadores técnicos, cujas metas lograram êxito. No tocante ao EBITDA, as ações postas para o alcance da meta, terão seu efeito percebido nos próximos ciclos de avaliação.

SERVIÇO CHAVE	Indicador / Entregável da Vinculada	Objetivo do Indicador / Entregável	Unidade de medida	Periodicidade	Meta 2015	Realizado 2015	Sentido de Melhoria
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	OME	Período de interrupção de continuidade	Horas de interrupção	Mensal	100%	100%	↓
	OME	Horas de interrupção por falhas no sistema de energia elétrica por consumidor	Horas	Mensal	100%	100%	↓
	EEC	Período de interrupção de fornecimento de energia elétrica por consumidor	Horas	Mensal	100%	100%	↓
	FER	Período de interrupção de fornecimento de energia elétrica por consumidor	Horas	Mensal	100%	100%	↓
	IAVC	Índice de atendimento	Índice	Mensal	100%	100%	↑
	IG	Taxa de crescimento	Índice	Mensal	100%	100%	↓
	EBITDA	Resultado operacional	Valor em milhões de reais	Mensal	100%	100%	↑

\* Média nacional em 2015: 57,03

\*\* As metas estão de acordo com percentuais/valores constantes no Plano de Resultados ANEE/abril/2015.

## 4. DESEMPENHO OPERACIONAL

### 4.1. Setor de Energia Elétrica no Brasil

O ano de 2015 foi marcado por um quadro econômico adverso, fechando com o Índice de Atividade Econômica (IBC-Br), que busca ser uma "prévia" do Produto Interno Bruto (PIB), de -4,08% de acordo com o Banco Central. Somado a isso, a elevação da tarifa média de eletricidade ao consumidor, esta impactada tanto pelo índice de reajuste superior a 40% em algumas distribuidoras do País, quanto pela incidência da bandeira vermelha nas contas de eletricidade, impactaram em um Consumo Nacional de energia elétrica na rede 2,1% inferior ao consumo de 2014, finalizando o ano com uma marca 464,7 mil GWh, segundo a EPE – Empresa de Pesquisa Energética.

Essa queda foi puxada principalmente pelo fraco desempenho do consumo das indústrias (-5,3%), em função do cenário desfavorável de atividade industrial ao longo do ano, intensificado no segundo semestre, em quase todos os segmentos. Este cenário corrobora o da produção industrial ilustrado pela pesquisa IMPF/IBGE de dezembro, que exibiu uma queda acumulada (jan-nov) de 8,1%.

O consumo residencial também registrou decréscimo no ano, de 0,7%, influenciado pela alta das tarifas. Pela primeira vez depois do racionamento de 2001, o consumo médio nas residências brasileiras em dezembro de 2015 registrou retração, passando de 167,0 kWh para 161,8 kWh, apresentando ao fim de 2015 uma queda de 3,2% em relação ao anterior.

Comércio/serviços foi a única classe que apresentou um resultado positivo (+0,6%), entretanto, muito aquém do desempenho registrado nos últimos cinco anos. As condições desfavoráveis de emprego, renda e crédito foram determinantes para a não aquisição de novos eletrodomésticos pelas famílias: as estatísticas da PMC/IBGE mostram que o volume de vendas desses equipamentos reduziu 12,4% no ano (volume acumulado até novembro).

A EPE sugere que há uma estimativa de que a economia permaneça estável em 2016 e prevê que o consumo de energia elétrica no Brasil volte a crescer, depois de cair neste ano frente a 2014, embora a retomada deva ainda acontecer em um ritmo mais lento do que até o início da redução de demanda, registrada após expressivos reajustes tarifários neste ano. Com isso, a demanda por eletricidade poderia ser puxada por uma eventual redução de custos, caso um período de chuvas favorável permita ao país recuperar os reservatórios das hidrelétricas e começar a desligar usinas térmicas, cujo custo de produção é bem maior.

De acordo com as novas projeções da EPE em conjunto com o ONS para o ano de 2016, espera-se, em relação a 2015, um crescimento de 0,5% no consumo total de energia no SIN, explicado pelas taxas de variação das classes Residencial (2,4%), Industrial (-2,4%), Comercial (2,4%) e Outros (1,7%).

#### 4.2. Mercado de Distribuição de Energia

A companhia no de 2015 finalizou com um incremento de 23.668 unidades consumidoras, destacando o acréscimo de 21.783 unidades residenciais, 815 comerciais e 1.412 rurais. Por outro lado, o número de consumidores industriais reduziu em 432 unidades, deste modo totalizando 1.627.743 consumidores atendidos pela CEEE-D no ano, número 1,5% superior ao de 2014.

O número de consumidores faturados em dezembro de 2015 apresentou um crescimento de 1,5% sobre o mesmo mês do ano anterior, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores		
Consumidores	2015	2014
Residencial	1.374.764	1.352.981
Industrial	13.006	13.438
Comercial	144.646	143.831
Rural	86.777	85.365
Poderes Públicos	7.644	7.568
Iluminação Pública	92	93
Serviço Público	814	799
Total	1.627.743	1.604.075
Variação	1,5%	2,0%

\* no rural constam as 3 permissionárias

A distribuição de energia da CEEE-D no período de janeiro a dezembro de 2015 foi de 8.460 GWh contra 8.921 GWh em 2014, ou seja, apresentou uma retração de 5,2% em relação ao ano passado.





Os segmentos do mercado que mais contribuíram para essa queda foram o residencial, o industrial e o comercial, que juntos representam 75% do consumo total da distribuidora.

A classe residencial foi a que teve maior impacto nesse resultado, pois representa 34% do total e apresentou uma queda de consumo de 6,1% comparado a 2014. Tal resultado é explicado tanto pelo momento difícil que se encontra economia brasileira, cenário de alta de juros e inflação, o que diminui o nível de confiança dos consumidores, como pelo aumento no valor das tarifas de energia elétrica e no nível de desemprego que foi percebido em 2015.

O desempenho da classe industrial também foi crucial para o fraco resultado de 2015. Representando 14% do total do consumo da CEEE-D, o consumo cativo da indústria apresentou uma queda de 12,4% em relação a 2014. Esse resultado é amenizado quando incluímos os consumidores livres industriais, fechando o ano com uma queda de 9,03% no total da indústria. As atividades que mais colaboraram para essa queda foram: Fabricação de alimentos (-3,9%); Metalurgia (-20,7%); Papel, celulose e produtos de papel (-11,9%); Produtos de minerais não-metálicos (-28,4%); Bebidas (-4,4%); Veículos automotores, reboques e carrocerias (-8,6%). Juntas, essas atividades representam 64% do consumo total industrial da distribuidora.

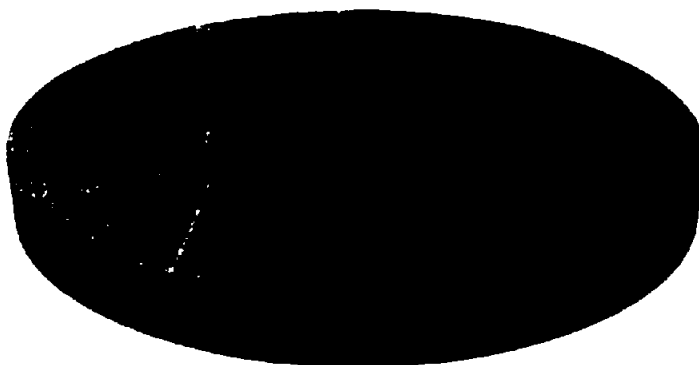
O consumo cativo da classe comercial fechou com uma queda de 4,5% comparado a 2014, contra um aumento de 62,5% no consumo livre comercial. Esta disparidade acontece, por que ocorreram 12 migrações de clientes cativos para o mercado livre, clientes estes que atendem ao comércio varejista. O consumo total comercial (cativo+livre) fechou o ano de 2015 com uma queda de 3,2% em relação ao ano passado. As atividades que mais contribuíram para o fraco desempenho do consumo comercial foram: Comércio varejista (-4,2%); Comércio por atacado (-1,5%); Telecomunicações (-0,1%); Atividades de organizações associativas (-2,9%); Educação (-1,3%); Alimentação (-2,4%); Alojamento (-9,5%); Armazenamento e atividades auxiliares dos transportes (-5,3%) e Atividades de serviços financeiros (-7,0%). Juntas, essas atividades representam 66% do consumo total comercial da distribuidora.

As classes menos representativas finalizaram o ano com uma queda de 0,9% em relação a 2014.

A seguir são apresentados resultados sobre o consumo e sua variação no período:

Mercado Atendido		
Mercado Atendido - GWh	2015	2014
Energia Faturada	7.694,78	8.166,13
Fornecimento	7.665,48	8.138,08
Residencial	2.879,62	3.066,80
Industrial	1.154,21	1.317,44
Comercial	2.327,94	2.437,09
Rural	561,02	567,86
Poderes Públicos	295,96	308,26
Iluminação Pública	231,6	228,97
Serviço Público	215,14	211,65
Suprimentos p/ agentes de distribuição	29,3	28,05
Uso da Rede de Distribuição	765,04	755,08
Consumidores livres/Distribuição/Geração	765,04	755,08
Consumidores Rede Básica	0	0
Total	8.459,82	8.921,21
Variação	-5,20%	5,0%

### Participação das Classes no Consumo Faturado Total CEEE-D



#### 4.3. Aspectos Regulatórios

##### 4.3.1. Reajuste Tarifário Anual

A tarifa média final de fornecimento de energia elétrica, com tributos, em dezembro de 2015, atingiu R\$ 622,23/MWh, com aumento de 68,2% com relação a dezembro de 2014. O motivo para esta elevação de tarifa é o efeito combinado da aplicação proporcional do reajuste tarifário anual de 2015, a partir de 08/12/2014, conforme Resolução Homologatória ANEEL nº 1.834, com efeito de 23,51%, implantação do sistema de Bandeiras Tarifárias, a partir de 01/01/2015, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 547; reajuste tarifário extraordinário a nível nacional para todas as distribuidoras de energia a partir de 02/03/2015, conforme Resolução Homologatória ANEEL nº 1.858, sendo que o efeito deste reajuste extraordinário para a CEEE-D foi de 21,93%; e reajuste tarifário anual a partir de 25/10/2015, conforme Resolução Homologatória ANEEL nº 1.971, este último com efeito de 6,52%.

**Tarifa média de fornecimento com imposto em R\$/MWh**

Classe	Dezembro/15	Dezembro/14	Reajuste médio
Residencial	768,18	466,75	64,60%
Industrial	606,96	329,18	84,40%
Comercial	713,56	424,05	68,30%
Rural	410,23	226,26	81,30%
Poder Público	636,81	373,83	70,30%
Iluminação Pública	305,06	475,6	55,90%
Serviço Público	321,45	570,64	77,50%
Próprios	374,06	669,38	78,90%
Consumidor Livre	44,56	120,58	170,60%
<b>Média geral</b>	<b>369,96</b>	<b>622,23</b>	<b>68,20%</b>



#### 4.1.1 Bandeiras Tarifárias

Após o ano teste em 2014, o Sistema de Bandeiras Tarifárias entrou em vigor em janeiro de 2015 e aplicou-se a todos os agentes de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, bem como a seus consumidores finais cativos.

Os valores a serem adicionados à tarifa de aplicação de energia, TE, eram de R\$1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos, quando da vigência da bandeira tarifária amarela, e de R\$3,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos, quando da vigência da bandeira tarifária vermelha.

Suas receitas foram concebidas para cobrir os custos inerentes aos seguintes itens:

- i. Custo dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por Disponibilidade (CCEAR-D);
- ii. Resultado no Mercado de Curto Prazo;
- iii. Risco Hidrológico das usinas contratadas em regime de Cotas;
- iv. Risco Hidrológico da UHE Itaipu Binacional; e
- v. Encargo de Serviços do Sistema relativo ao despacho de usinas fora da ordem de mérito e com CVU acima do PLD máximo.

Em 05 de fevereiro de 2015, foi emitido o Decreto nº 8.401/2015, determinando a criação da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, destinada a administrar os recursos decorrentes da aplicação das Bandeiras Tarifárias.

O Submódulo 6.8 do PRORET foi aprovado pela Resolução Normativa nº 649, de 02 de março de 2015, o qual estabeleceu as definições, metodologias e procedimentos de aplicação das Bandeiras Tarifárias<sup>3</sup>.

Ficou definido que as faixas de acionamento das bandeiras tarifárias, de que trata o Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET seriam:

- a) bandeira tarifária verde: será acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário – CVU da última usina a ser despachada for inferior ao valor de R\$200,00/MWh;
- b) bandeira tarifária amarela: será acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário – CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior a R\$200,00/MWh e inferior ao valor-teto do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, atualmente de R\$388,48/MWh; e
- c) bandeira tarifária vermelha: será acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário – CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior ao valor-teto do PLD, de R\$388,48/MWh

A Resolução Homologatória nº 1.859, de 27 de fevereiro de 2015, devido a estes ajustes nas fórmulas de acionamento e a criação da CCRTB, definiu novos valores de bandeiras tarifárias que entraram em vigor em 02 de março de 2015.

Os valores a serem adicionados à tarifa de aplicação de energia, TE, passaram a ser de R\$2,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos, quando da vigência da bandeira tarifária amarela, e de R\$5,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos, quando da vigência da bandeira tarifária vermelha.

#### 4.3.3 Compra de Energia

A compra de energia pelas Distribuidoras somente poderá ocorrer através de Leilões no Ambiente de Contratação Regulada. Os Leilões de Compra de Energia Elétrica estão previstos no Decreto nº 5.163, de 30/07/2004 e têm por objetivo o atendimento às necessidades de mercado das distribuidoras.

O portfólio de contratos da CEEE D é composto por Contratos de compra no Ambiente Regulado (CCEAR), Itaipu, Proinfa, Contratos Bilaterais, cotas de Angra I e II (eletronuclear) e cotas de garantia física de usinas que tiveram a antecipação da renovação da concessão pela Lei 12.783/13.

*[Handwritten signatures and marks]*

Em relação aos CCEAR, iniciou-se em 2015 apenas um novo produto:

- **14º LEILÃO DE COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA PROVENIENTE DE EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO EXISTENTES**– realizado em dez/2014 para reposição de contratos encerrados em 2014, com produtos térmicos e hídricos e durações de 3 anos. Apresentou frustração de aproximadamente 25% do montante declarado pela distribuidora.

A partir de julho de 2015 a CEEE-D passou a receber aproximadamente 250MWh médios de energia proveniente de Cotas de Garantia Física. Desta forma, a exposição involuntária ao Mercado de Curto Prazo, verificada no primeiro semestre de 2015, devido às frustrações de leilões e atrasos de usinas, foram compensadas, encerrando o ano com sobra de aproximadamente 0,2%. Desta forma o balanço energético da distribuidora apresentou os seguintes resultados em 2015.

Comercialização em 2015			
Energia em MW/h		Custo em R\$	
Energia contratada total	9.605.442,133	Preço médio dos contratos	177,67
Energia negociada no mercado spot	-20.844,768	Preço médio de compra	214,38
Total da energia	9.584.597,365	Custo total	2.347.943

#### 1.1.1 Encargos

A partir do reajuste tarifário de 25 de outubro de 2015, começaram os pagamentos do chamado encargo CDE ACR, para cobrir os saldos dos empréstimos vinculados a esta conta. Destaca-se também, que devido a uma ação judicial, muitos dos clientes livres, deixaram de contribuir para o pagamento do encargo setorial CDE, principalmente ao longo do segundo semestre.

#### 1.1.2 Indicadores de Desempenho Operacional e de Produtividade – DEC e FEC

No início de 2015, a CEEE-D redefiniu sua estratégia de atuação e formatou suas iniciativas em um Plano de Resultados, com foco na melhoria dos indicadores de qualidade DEC e FEC, de segurança da força de trabalho e da comunidade, na melhoria do atendimento aos clientes, redução dos custos, eficiência e produtividade operacional e ainda na redução das perdas de energia elétrica.

Este trabalho teve uma ampla abrangência na Companhia resultando em um conjunto de ações que foram implantadas já em 2015 e resultaram nas melhorias observadas.

As ações para melhoria dos indicadores DEC e FEC foram definidas dentro de 3 pilares de atuação, sendo:

- Rapidez no retorno de energia;
- Diminuição no número de ocorrências;
- Mitigação do impacto dos desligamentos;

Dentre as ações definidas, podemos destacar as principais:

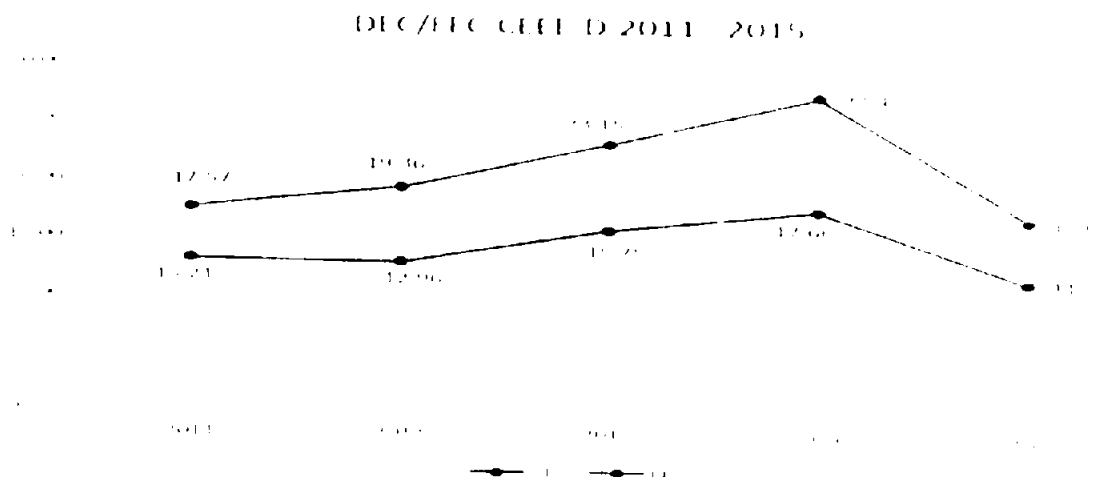
- Otimização do atendimento emergencial através do aumento da produtividade das equipes e planejamento para atendimento das contingências;
- Implementação da gestão por indicadores;
- Redefinição e gestão do orçamento e custos;
- Redução dos custos com deslocamento devido a reclamações improcedentes;
- Implantação de tecnologia de automação na rede de distribuição possibilitando uma recomposição mais rápida e eficiente nas contingências;

*[Handwritten signatures and initials]*

- Otimização operacional nos arranjos em subestações e linhas de transmissão visando à melhor performance operacional;
- Melhorias das práticas de gerenciamento de manutenção preventiva no sistema de distribuição de média e baixa tensão orientado pelo FEC e DEC;
- Aprimoramento das ações de poda na rede de média e baixa tensão com foco na redução das interrupções de maior impacto nos indicadores;
- Otimização dos recursos na qualificação de redes de média tensão;
- Gestão focada na conclusão das obras de novas subestações e linhas de transmissão em um menor prazo possível;
- Implantação de sistemática para revisão das proteções de todos alimentadores, de forma a garantir que em caso de defeitos a rede interrompida seja sempre a menor possível;

Implantação de novas chaves telecomandadas.

Como resultado do Plano implantado foi possível observar uma grande melhoria nos indicadores globais da empresa, conforme destacamos a seguir.



No indicador DEC a CEEE-D obteve uma redução de aproximadamente 37% de 2014 para 2015, passando de 27,45 horas/ano para aproximadamente 17,08 horas/ano em 2015. Já o indicador FEC a redução foi de aproximadamente 33% em relação ao ano de 2014.

Outro indicador que obteve importante melhoria foi o de Desempenho Global de Continuidade – DG, que consiste na média aritmética simples das razões entre os valores apurados e limites anuais dos indicadores DEC e FEC e é acompanhado pela ANEEL. Em 2015, entre as distribuidoras de grande porte do Brasil, a CEEE D foi a empresa que mais melhorou o seu desempenho, com uma redução de 30 % em relação ao ano de 2014.

Outro resultado importante obtido no ano de 2015 foi a redução de aproximadamente 42% no montante de compensações pagas aos consumidores por não atendimento dos limites individuais referente às interrupções de energia elétrica.

## 5. INVESTIMENTOS

Os investimentos realizados pela CEEE-D na Expansão, Renovação e Melhoria das Instalações de Redes de Distribuição, 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 2015, totalizaram cerca de R\$214,019 milhões. Para 2016 está previsto um investimento de R\$404,4 milhões.

O quadro abaixo resume a forma como recursos foram aportados:

Investimento CEEE-D	2015
	R\$ Mil
Expansão, Renovação e Melhoria das instalações de SUBESTAÇÕES e LINHAS	89.469
Expansão, Renovação e Melhoria das instalações de REDES	104.859
Apoio Administrativo e Qualificação da Infraestrutura em Distribuição	19.691
<b>Total</b>	<b>214.019</b>

**Fonte:** Valores realizados em 2015, conforme relatórios do Sistema de Informações Econômico-Financeiras - Módulo Orçamentário (SIEF-O).

**Expansão, Renovação e Melhoria das Instalações de Redes de Distribuição** tem seu foco no atendimento às redes de distribuição, expandindo a sua capacidade de rede em 223.628 kVA (Quilovolt-ampère), ou seja, 223,62 MVA (Mega Volt Ampères).

**Linhas de Subtransmissão** estão em andamento serviços de desenvolvimento de projetos de engenharia e obras de construção, recondutoramento, reisolamento e melhorias que envolvem mais de 269,59 km de linhas que integram o sistema. As atividades em **Linhas de Subtransmissão** estão relacionadas no quadro abaixo:

Capacidade de Subtransmissão Expandida - Linhas de Subtransmissão			
Linha Transmissão - Trecho	Extensão ( km )	Discriminação	Situação
LT DOM FELICIANO	1	Construção	Concluída
LT CAMAQUÃ X SÃO LOURENÇO	65	Recondutoramento	Concluída
LT INTEGRAÇÃO CAMAQUÃ 3	-	Conexão	Em andamento
LT ATLÂNTIDA 2 X ATLÂNTIDA SUL	1	Adequação	Em andamento
LT ATLÂNTIDA 2 X TORRES	19,84	Recondutoramento	Em andamento
LT DOM PEDRO DE ALCANTARA -	9	Construção	Licitação
LT VIAMÃO 1 X ÁGUAS CLARAS	22	Construção	Elaboração Projeto
LT ALVORADA 2	3,5	Construção	Elaboração Projeto
LT PORTO ALEGRE 5 X FLORESTA	2,1	Construção	Licitação
LT PORTO ALEGRE 9 X PORTO ALEGRE	3,2	Construção	Em andamento
LT PORTO ALEGRE 12 X PORTO	3,2	Construção	Em andamento
LT PORTO ALEGRE 14 X PORTO	7	Construção	Em andamento
LT RINCÃO	0,5	Construção	Em andamento
LT ALBARUS X AEROPORTO	1,1	Construção	Licitação
LT INTEGRAÇÃO VIAMÃO 3	-	Integração	Em andamento
LT INTEGRAÇÃO RESTINGA	-	Conexão	Elaboração Projeto
LT PELOTAS 5	1	Construção	Em andamento
LT QUINTA X SÃO JOSÉ DO NORTE	33,65	Construção	Licitação
LT MORRO REDONDO	0,5	Implantação	Em andamento
LT QUINTA X PELOTAS 1	40	Reisolamento	Em andamento
LT UTE PIRATINI	56	Construção	Elaboração Projeto
<b>Total</b>	<b>269,59</b>	<i>Extensão em quilômetros</i>	

Atividades, de grande alcance econômico e social foram efetivadas através da construção e ampliação das **Subestações** na área de concessão da CEEE-D, conforme discriminado no quadro que segue:

Subestação	Obra	Situação
SE DOM FELICIANO	Construção	Concluída
SE CAPIVARITA	Ampliação	Concluída
SE TORRES 1	Ampliação	Concluída
SE DOM PEDRO DE ALCANTARA (TORRES 2)	Construção	Em andamento
DISJUNTOR - 69 KV SE : Osório 1, Torres, Arroio do Sal e Palmares	Aquisição	Concluída
SE PORTO ALEGRE 5	Ampliação	Em andamento
SE PORTO ALEGRE 7	Construção	Em andamento
SE PORTO ALEGRE 16	Digitalização	Concluída
SE ALVORADA 2	Construção	Em andamento
DISJUNTOR - 69 KV 138 KV : SE's : PAL 14, Alvorada e Guaíba	Aquisição	Concluída
SE ÁGUAS CLARAS	Construção	Em andamento
SE PORTO ALEGRE 15	Construção	Em andamento
SE AEROPORTO	Construção	Licitação
SE FLORESTA	Construção	Licitação
SE RINCÃO	Construção	Em andamento
SE VIAMÃO 1	Adequação	Concluída
SE RIO GRANDE 3	Melhoria	Concluída
SE PIRATINI	Construção	Licitação
SE PELOTAS 1	Ampliação	Licitação
SE PELOTAS 4	Ampliação	Em andamento
SE PELOTAS 5	Construção	Em andamento
SE RIO GRANDE 2	Ampliação	Em andamento
SE MARMELEIRO - Disjuntores e Digitalização	Modernização	Em andamento
SE SÃO JOSÉ DO NORTE	Construção	Licitação
SE MORRO REDONDO	Construção	Em andamento

No que tange a ação de **Expansão, Renovação e Melhoria das Instalações de Redes de Distribuição**, será dado continuidade as manutenções de Redes Aéreas de Baixa e Média Tensão, bem como, as Redes Subterrâneas, aos programas de universalização de novos consumidores, regularização de vilas, redução de multas, perdas, sobrecarga de DEC e FEC e correções preventivas e corretivas em Redes Aéreas de Baixa e Média Tensão.

As principais obras com andamento em 2016 para a ação **Expansão, Renovação e Melhoria das Instalações de Subtransmissão**, são:

Obra	Descrição	Previsão de Conclusão
SE MORRO REDONDO	A subestação Morro Redondo faz parte de um conjunto de obras da CEEE-D com o propósito específico de trazer confiabilidade ao atendimento de zonas rurais, levando-se em consideração os investimentos feitos para o programa Luz Para Todos. Melhora nos níveis de tensão, continuidade e confiabilidade do sistema de MT	Fevereiro-2016

Obra	Descrição	Previsão de Conclusão
	da região.	
LT PAL9 – PAL7	Prover a alimentação à nova SE Porto Alegre 7, através de 2 circuitos de 69 kV tendo como fonte a SE Porto Alegre 9. Cada um dos circuitos (subterrâneos) terá a capacidade de 90 MVA.	Fevereiro-2016
SE RINCÃO	A implantação da SE Rincão visa o atendimento da região sudeste do município de Porto Alegre. A carga da região é caracterizada em sua maioria por consumo residencial, tendo grande impacto na carga pesada verificada nas SEs Porto Alegre 6 e Porto Alegre 14. Atualmente, essa região é abastecida via alimentadores das subestações Porto Alegre 6, Porto Alegre 14 e Porto Alegre 3. A configuração desta subestação prevê dois transformadores de 25 MVA - 69/13,8 kV com 8 alimentadores, sendo alimentada por um seccionamento da linha de transmissão 69 kV Porto Alegre 6 - Porto Alegre 14 (futura LT 69Kv. PAL 6 - Restinga).	Março-16
SE PELOTAS 4	Substituição do transformador 69/13,8 kV - 25 MVA por um transformador 138/13,8 kV, aliviando o carregamento do TR 138/69 kV que atende hoje a SE Canguçu (69/23 kV) e atenderá futuramente a SE Morro Redondo (69/23 kV).	Março-2016
SE PORTO ALEGRE 5	Essa obra prevê a construção da Nova SE Porto Alegre 5 com 2 transformadores 69/13,8kV 50 MVA, visando reduzir os elevados carregamentos das transformações locais hoje existentes, além da instalação de mais 9 alimentadores, isto devido a não implantação dos 10 módulos de alimentadores previstos no estudo da região Metropolitana para a SE Porto Alegre 10 devido a restrição de espaço físico alegado pela CEEE-GT.	Abril-2016
SE PELOTAS 5	Essa obra prevê a construção da Nova SE Pelotas 5 com 2 transformadores 138/13,8kV 25 MVA, visando reduzir os elevados carregamentos das transformações locais que atendem a carga da região de Pelotas (em especial a dos transformadores da SE Pelotas 2 e Pelotas 3), permitindo uma redistribuição de carga entre estas três subestações.	Abril-2016
SE ÁGUAS CLARAS	A construção da Subestação Águas Claras, que contará com um TR 69/23kV 25 MVA e 4 Alimentadores, tem como objetivo atender a área rural do município de Viamão e parte de Capivari do Sul, reduzindo o carregamento dos transformadores da SE Viamão 1 e aumentando a confiabilidade no atendimento as áreas em questão, através da redução na extensão dos alimentadores e da melhoria dos níveis de tensão no sistema de 23kV.	Abril-2016
LT ATLANTIDA 2 x TORRES	Recondutoramento de trecho da LT 69 kV Atlântida 2 x Torres aproximadamente 19,73 km.	Junho-2016
LT PORTO ALEGRE 12	Construção da Nova LT 69 kV Porto Alegre 12 x Porto Alegre 5 com	Junho-2016



Obra	Descrição	Previsão de Conclusão
x PORTO ALEGRE 5	aprox. 3,2 km de linha subterrânea, permitindo a alimentação da SE Porto Alegre 5 através da nova SE 230/69kV Jardim Botânico.	
SE RIO GRANDE 2	Ampliar a SE Rio Grande 2, para 50 MVA, através da implantação do 2º TR de 25 MVA e troca do atual também para 25 MVA. Além de substituição do setor de 13,8kV e implantação de novos Alimentadores (totalizando 10) e adequações na barra de 69 kV para aumentar confiabilidade.	Agosto 2016
LT QUINTA x PELOTAS 1	Essa obra prevê o reisolamento da LT Quinta x Pelotas 1 de 69 kV para 138 kV. Desta forma proporcionando uma maior confiabilidade ao sistema de 138 kV de Pelotas bem como da própria SE Pelotas 1.	Setembro 2016

#### 5.1. Modernização Tecnológica

Em 2016 teremos a implantação do novo Sistema Integrado de Gestão Empresarial (ERP) e do Sistema de Gestão Comercial (SGC) que deverá ocorrer a partir de maio de 2016. O Sistema de gestão empresarial adquirido pelo Grupo CEEE é o mesmo utilizado em 90% das empresas do setor elétrico nacional que trabalham com ERP e trará vários benefícios como: otimização e centralização dos processos alinhando-os às melhores práticas de mercado; processos claros, integrados e sem retrabalho; confiabilidade das informações, devido à forte integração entre os Sistemas; maior alinhamento entre estratégias e operações; maior controle, produtividade e acesso imediato às informações para tomada de decisão; possibilidade de reestruturação organizacional.

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*





## 6.1. Desempenho Social

### 6.1.1 Força de Trabalho

É formada, majoritariamente, por eletricitistas, técnicos e engenheiros, profissões que, historicamente, são exercidas por homens. Isso se reflete diretamente no quadro de empregados, dos quais 22,28% são mulheres e 77,72% são homens.

A maior parte dos empregados (45,53%) se encontra na faixa de idade entre 31 e 40 anos. Do universo total, 32,70% tem nível superior e 8,01% possuem algum tipo de pós-graduação (especialização, mestrado, doutorado), sendo que 26,96% concluíram o ensino médio e 28,03%, o ensino técnico.

A CEEE-D acompanha a composição dos grupos de empregados por categoria, de acordo com gênero e faixa etária, no sentido de mapear oportunidades de melhoria em programas destinados garantir o princípio de igualdade de oportunidades.

Em 2015, 196 estudantes estagiaram na CEEE-D. Em 31 de dezembro de 2015 a Empresa contou com um total de 196 estagiários (7,27% em relação ao total de empregados), dos quais, 57 cursavam ensino superior, 115 cursavam ensino médio e 24 cursavam ensino técnico.

A CEEE-D encerrou o ano com 2.697 empregados. Durante o ano de 2015 não tivemos admissões através de concurso externo e 97 empregados foram desligados.

A taxa de rotatividade (turnover) é historicamente baixa e como nos anos anteriores manteve este padrão ficando em 0,14% como taxa média do ano de 2015.

Por se tratar de uma empresa de economia mista, há a necessidade legal de realização de concursos públicos para a contratação de novos empregados na CEEE-D. Por isto, não existe uma diretriz para contratados locais.

### 6.1.2 Diversidade e Igualdade

A empresa respeita a diversidade e não permite qualquer tipo de discriminação por razão de raça, cor, sexo, ideologia, nacionalidade, religião ou qualquer outra condição pessoal, física ou social de seus profissionais. Em 2015, não houve casos de discriminação encaminhados por meio dos canais de comunicação relativos ao Código de Ética.

Durante o ano, a Empresa realizou diversas ações para difundir o seu compromisso da diversidade entre todos os empregados, utilizando os meios de comunicação interna e eventos presenciais para envolvê-los na temática.

No período de abrangência do presente relatório não ocorreram, na Empresa, registros de demissão, suspensão ou advertência de empregado por corrupção ou discriminação. Não ocorreram da mesma forma, registros de violação de direito dos povos indígenas.

Cabe destacar que em seus concursos públicos, a CEEE-D faz a reserva de 10% do total de vagas cabíveis para pessoas portadoras de necessidades especiais. Há no quadro pessoal 49 portadores de deficiência o que representa 1,81% do total de empregados.

### 6.1.3 Remuneração

A CEEE-D conta com um Plano de Cargos e Salário (PCS) que prevê promoções por antiguidade em anos pares e por merecimento em anos ímpares.

As promoções por desenvolvimento profissional ocorrem mensalmente, de acordo com a existência de vagas e as demais exigências estabelecidas em seu regulamento.

Os empregados podem acompanhar sua situação funcional, relativa às promoções, pelo sistema corporativo.

No ano de 2015 foram promovidos 50 empregados, conforme segue:

A CEEE-D adota o modelo de remuneração flexível que relaciona o desempenho dos empregados ao alcance de metas e resultados estabelecidos para um determinado período de tempo.

O Programa de Participação nos Resultados foi distribuído em folgas e pecúnia no ano de 2015.

#### *6.3.4 Avaliação de desempenho*

O indicador de Avaliação de Desempenho é monitorado através do sistema corporativo, considerando o número de avaliações satisfatórias e insatisfatórias para um determinado período. A Empresa tem interesse que todos os seus empregados realizem avaliação de desempenho, uma vez que isto contribui para o crescimento da Empresa e gera oportunidades de identificação de melhorias.

A avaliação de desempenho é um dos critérios obrigatórios para que os empregados habilitem-se às promoções.

O processo de avaliação de desempenho ocorre em datas fixas e pré-estabelecidas. Aqueles empregados que se encontram afastados (licenças de saúde, maternidade, acidente de trabalho) realizam suas avaliações quando do retorno às suas atividades. A política de remuneração da CEEE-D não diferencia homens e mulheres.

#### *6.3.5 Programa de Desligamento Incentivado (PDI)*

Este programa visa contribuir com a adequação dos recursos humanos às necessidades da empresa, auxiliando no equilíbrio da maturidade profissional e incentivando financeiramente àqueles empregados que anseiam por novas oportunidades fora das Empresas do Grupo CEEE. Em 2015, até o mês de dezembro, foram desligados 54 empregados da CEEE-D, distribuídos entre as áreas da empresa. O valor despendido com o Programa de Desligamento Incentivado foi de R\$9 milhões na CEEE-D e este valor engloba valores de incentivo, verbas de rescisão e respectivos encargos. A tabela e os gráficos a seguir retratam a distribuição de custo por Área e o número de empregados desligados pelo Programa, distribuídos por carreira.

#### *6.3.6 Relações Sindicais*

A CEEE-D reconhece que as entidades sindicais são representantes legítimas de seus empregados, respeita as opções de filiação de seus empregados e mantém uma interação constante com as entidades sindicais por meio de uma gerência instituída para esta finalidade. A CEEE-D possui empregados representados pelo Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul, Sindicato dos Engenheiros no Estado do Rio Grande do Sul e outros. A totalidade dos empregados é abrangida pelos acordos coletivos firmados entre a Empresa e essas entidades. Também estão previstas liberações permanentes e esporádicas de dirigentes e representantes sindicais para as atividades sindicais permitidas e o procedimento para que se realizem nas instalações da Empresa, dentre outras questões. São garantidas atividades sindicais dentro das instalações da Empresa, desde que seja feita solicitação, com exposição de motivos e pauta, com antecedência, à Diretoria Administrativa. Além dos benefícios determinados pela legislação trabalhista, o acordo coletivo prevê auxílio creche, assistência aos empregados com filhos portadores de necessidades especiais, previdência complementar, patrocínio de cursos de pós-graduação a empregados enquadrados em



cargos de nível superior, plano de saúde, plano odontológico, 180 dias de licença maternidade e participação nos lucros e resultados.

Anualmente a CEEE-D realiza a negociação do acordo coletivo de trabalho abrangendo todos os empregados ativos e inativos. As negociações ocorrem entre a Diretoria da Empresa e os sindicatos, que, conforme demonstrativo abaixo, representam, no corrente ano, 2.697 empregados ativos.

Em 2015, a CEEE D realizou inúmeras reuniões com as entidades sindicais, visando a celebração do acordo coletivo de trabalho e do acordo coletivo específico relativo à participação nos lucros e resultados. As questões envolvendo os demais acordos específicos também foram discutidas, possibilitando a renovação dos mesmos.

No que concerne ao direito de greve, numa área de atuação cujos serviços são considerados essenciais à população, deve haver uma comunicação formal pelas entidades sindicais ou pelos trabalhadores com 72 horas de antecedência ao evento, conforme estabelecido pela Lei nº 7.783/99.

#### *a.1.3 Programas de capacitação de Recursos humanos*

A CEEE-D utiliza o conceito de Educação Corporativa, promovendo a capacitação profissional dos seus empregados através da realização de treinamentos voltados para o desenvolvimento das competências (conhecimentos, habilidades e atitudes) necessárias para a execução das atividades da Empresa.

Em 2015, a CEEE-D atingiu 32,06 horas de treinamento por empregado com foco nos eixos temáticos Regulatório, Legal e Estratégico, totalizando 85.448 horas. O investimento direcionado para melhoria dos indicadores operacionais, técnicos e de saúde e segurança, em consonância com as exigências dos diferentes órgãos reguladores e fiscalizadores, representou um total de R\$1.200,668 milhões.

#### *b.2. Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento*

A CEEE-D desenvolveu atividades de grande alcance social relacionadas ao Programa Energia Legal. As atividades, focadas na inclusão social e na redução de perdas, envolvem a regularização de unidades consumidoras. O programa contempla obras de extensão de rede de baixa tensão para regularização de ligações clandestinas.

Desde o lançamento do programa, em 2012, foram regularizados 7.759 clientes.

#### *a.2.1 Eficiência Energética*

A Eficientização Energética tem foco em realizações que tenham por objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica nos termos do contrato de concessão das Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica com a ANEEL no qual esta prevista a obrigação em aplicar 0,5% de sua receita operacional líquida em ações que tenham por objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica.

Para o suporte financeiro das atividades desenvolvidas a CEEE D viabilizou a aplicação de R\$304,38 mil. Estão em fase de desenvolvimento as seguintes atividades:

- CEEE-D NA COMUNIDADE – FASE II – Contempla a substituição de no mínimo 6.200 geladeiras e 68.000 lâmpadas em unidades residenciais de baixa renda. O projeto, Em fase de encaminhamento para licitação, objetiva viabilizar, até julho de 2016 a economia de energia de 5.165 MWh/ano e a redução de demanda na ponta de 2.112 kW/ano em um universo de 16.000 clientes.
- CEEE DISTRIBUIÇÃO EM CASA: Incentiva consumidores a substituírem suas geladeiras, freezers e lâmpadas por produtos similares, etiquetados com o Selo "A" em economia de energia do PROCEL INMETRO.

O projeto, em fase de encaminhamento para licitação, tem como meta substituir 10.150 geladeiras, 1.850 freezers e 90.000 lâmpadas, visando alcançar, até setembro de 2016 uma economia de energia de 6.473,68 MWh/ano e uma redução de demanda na ponta de 2.344,15 kW/ano em um universo de 18.000 clientes.

#### *7.2.3.3. Pesquisa e Desenvolvimento*

A Pesquisa e Desenvolvimento atende a obrigatoriedade, prevista em lei, da aplicação de recursos em P & D. Cabe à ANEEL regulamentar o investimento no programa, acompanhar a execução dos projetos e avaliar seus resultados. A agência estabelece as diretrizes e orientações que regulamentam a elaboração de projetos por meio do Manual de Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica. A CEEE-D aplicou R\$2,05 milhões, durante o ano de 2015, em projetos com foco na busca constante por inovações que venham enfrentar os desafios tecnológicos do setor elétrico, dos quais podemos citar:

- Geração Solar fotovoltaica: Tem por objetivo instalar usina conectada à rede de distribuição com capacidade de 550 kWp, utilizando painéis fotovoltaicos como fonte de geração de energia. A proposição de arranjos técnicos e comerciais para o projeto de geração de energia elétrica através de tecnologia solar fotovoltaica, de forma integrada e sustentável, busca criar condições para o desenvolvimento de conhecimento técnico e desenvolvimento tecnológico necessário à inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética nacional. Público Alvo: TRENSURB - AEROMÓVEL - PREFEITURA DE PORTO ALEGRE.
- Usina modular de Biogás: Visa desenvolver uma Usina modular de biogás de 660kva, com sistema de biorreatores para geração de biogás e gerenciamento remoto atendendo os conceitos de Smart Grid. Projeto de P&D em atendimento a Lei nº 9.991/2000. Este tipo de projeto é considerado como Estratégico pela ANEEL, pois busca a geração de energia elétrica a partir dos resíduos orgânicos, que são jogados fora no dia a dia das cidades. Público-alvo: GRUPO CEEE - SENAI/RS e CEASA/RS nos municípios de Porto Alegre e Viamão.

#### **7. DESEMPENHO ECONÔMICO E FINANCEIRO**

Preliminarmente ressalta-se que o resultado do Grupo CEEE no exercício de 2015 foi de R\$(429,2) milhões, ante R\$(725,4) milhões registrados em 2014. Houve redução de 40,83% do prejuízo no exercício, com a reversão de prejuízo no montante de R\$ 296,1 milhões.

No que pertine ao segmento de distribuição, a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D registrou prejuízo de R\$ (514,2) milhões no encerramento do exercício de 2015, representando alta de 15,50% ante o prejuízo de R\$(445,2) milhões no mesmo período de 2014. O incremento no prejuízo justifica-se pela elevação nos custos com energia elétrica, não compensados tempestivamente na tarifa, bem como pela alta da variação cambial.

O Ebitda (lucro antes de juros, impostos depreciação e amortização) foi de R\$(424,2) milhões em 2015 comparado aos R\$(325,9) milhões em 2014, representando uma variação de 30,13% no período.

A receita operacional líquida da distribuidora no exercício de 2015 foi de R\$ 3.376,9 milhões, alta de 18,53% ante os 2.849,0 milhões apresentados no exercício de 2014.

O custo do serviço de energia elétrica apresentou acréscimo de 27,02%, foi de 2.819,3 milhões no exercício de 2014 para R\$ 3.581,1 milhões em 2015.

Os custos gerenciáveis (despesas operacionais) apresentaram redução de 23,79% no atual exercício, totalizando R\$ 302,8 milhões em 2015. Representa economia de R\$ 95 milhões no período, (R\$ 397,3 milhões em 2014). Os valores mais relevantes foram verificados nas rubricas de Materiais, Pessoal e Contingências.



A distribuidora reportou investimento de R\$ 215,4 milhões no ano de 2015, entre ativos da concessão e ativos da concessionária.

O endividamento líquido com instituições financeiras subiu 24,57%, de R\$ 384,6 milhões do exercício de 2014 para R\$ 479,1 milhões no exercício de 2015.

Registram-se as principais ações tomadas pela Distribuidora no exercício de 2015, as quais buscaram recuperação dos resultados, otimizando os Custos e Despesas Operacionais:

- **Comitê de Racionalização de Gastos** - criado no primeiro trimestre de 2015, com objetivo essencial de dar fluidez, priorização e assertividade nos gastos com investimento e custeio, buscando atingir o máximo de economicidade e eficiência. Verifica-se o impacto desta medida, em parte, na redução da rubrica de Despesas Operacionais, a qual passou a registrar no exercício de 2015 R\$ 302,8 milhões, enquanto no exercício de 2014 totalizava em R\$ 397,3 milhões.
- **Reprogramação Orçamentária** - Estabelecimento de orçamento conciso, ante a evolução dos métodos de construção do mesmo. Dentre as ações iniciais, houve a suspensão dos recursos administrados através do Sistema de Planejamento e Controle Financeiro (PCF), aplicação de premissas reais para a política de investimentos na elaboração do Plano Plurianual de 2016-2019, mais aderentes com as possibilidades financeiras da Companhia.
- **Manutenção do Adimplemento das Obrigações Fiscais e Regulatórias** - Repactuação de débitos junto à Receita Federal do Brasil (PIS/COFINS), Estadual (ICMS) e Eletrobrás (parcelas CDE e Itaipu), permitindo a regularização de débitos na ordem de R\$ 772 milhões. De forma detalhada: Parcelamento da inadimplência de tributos federais R\$ 160,6 milhões, Parcelamento da inadimplência com energia de Itaipu R\$ 183,00 milhões, Parcelamento da inadimplência com encargos CDE R\$ 142,7 milhões e Parcelamento do ICMS R\$ 286,4 milhões.
- **Manutenção do atual Plano de Desligamento Incentivado - PDI** - Manutenção da política de incentivo àqueles empregados que conquistem as carências para aposentadoria e se desliguem de forma espontânea.
- **Equalização dos Custos Judiciais** - Trabalho de identificação de nichos de litígios institucionalizados em setores da área de concessão, passíveis de realizar trabalho combinado entre as áreas jurídica e técnica de atendimento ao consumidor. Tal esforço permite programar ações pró-ativas e antecipadas de forma a mitigar novas ações cíveis e indenizatórias, bem como reduzir o valor de eventuais condenações.
- **Processo de apropriação dos ativos (unitização)** - Esforço cooperativo da área financeira com a área fim da Distribuição, visando à unitização plena das obras já concluídas, possibilitando o retorno regulatório de tais investimentos. O Montante relativo às unitizações incluídas neste processo, no exercício de 2015 é de R\$ 162,4 milhões.

#### 7.1. Resultados do Exercício

A Receita Bruta da CEEE D registrou no exercício de 2015 um incremento de 51%, apresentando um montante de R\$ 5.593,1 milhões ante um total de R\$ 3.700,4 milhões em 2014. As variações observadas justificam-se essencialmente à(o):

- Reajuste Tarifário vigente a partir de 25 de outubro de 2014, no qual foi percebido pelo consumidor um incremento de 23,51% nas tarifas comercializadas.
- Revisão Extraordinária nas tarifas com aplicação a partir de 02 de março de 2015, com incremento médio de 21,93%, percebido pelo consumidor.

- Reajuste Tarifário vigente a partir de 25 de outubro de 2015, com um reajuste aplicado nas tarifas de 6,52%.

Considerando a quantidade de energia vendida, verifica-se uma queda em relação ao exercício anterior, tendo ocorrido no exercício de 2015 um fornecimento de 8.467.456 MWh e no exercício de 2014 8.929.410 MWh. Isto deve-se a desaceleração do mercado industrial, ao programa de incentivo ao uso consciente de energia e aos efeitos do reajuste das tarifas repassadas ao consumidor.

Durante o resultado acumulado do ano de 2015, as constituições dos ativos junto com as Bandeiras Tarifárias foram superiores aos montantes amortizados, ocasionando assim o reconhecimento de um acréscimo da receita no valor de R\$274,8 milhões. Como no ano de 2014 houve o reconhecimento de um redutor de receita da mesma natureza no montante de (R\$25,2) milhões, o impacto positivo líquido no resultado decorrente da comparação entre os anos de 2015 e 2014 foi de R\$300,1 milhões.

As Deduções da Receita Operacional são os valores descontados diretamente do faturamento, tais como os impostos sobre vendas e os encargos intra setoriais. As deduções da receita operacional aumentaram em 160,31%, passando de R\$851,3 milhões em 2014 para R\$2.216,2 milhões em 2015. Esta variação deve-se:

- A Resolução Homologatória Nº 1.857, de 27 de fevereiro de 2015, na qual foi homologada a CDE para o exercício 2015, trazendo um reajuste de 1.137% no valor da quota CDE. Alterando o valor de pagamento mensal de R\$ 3.690 milhões em 2014, para R\$ 45.659 milhões em 2015.
- A alteração na metodologia de contabilização dos repasses relativos às Bandeiras Tarifárias (Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT), passando a partir do exercício de 2015 a ocorrer os ajustes em conta de Dedução da Receita Operacional, anteriormente realizado nos custos operacionais. Impacto de 15% sobre o total das Deduções da Receita Operacional.
- Ao acréscimo nos impostos incidentes sobre a Receita, decorrentes substancialmente da evolução desta, já que são calculados sobre o valor faturado.

No exercício de 2015, o Custo do Serviço de Energia Elétrica apresentou um aumento de 27,02% em relação ao exercício anterior. O **Custo do Serviço de Energia Elétrica** divide-se em **Custo com Energia Elétrica**, que é composto pela Energia Elétrica Comprada para Revenda e Encargo do Uso do Sistema, e **Custo de Operação**, o qual consiste na totalidade dos custos incorridos para a execução do serviço de Distribuição de Energia Elétrica.

O Custo com Energia Elétrica foi elevado em 44,02%, passando de R\$1.875,4 milhões para R\$2.700,9 milhões em 2015. Este aumento deve-se essencialmente às condições hidro-energéticas desfavoráveis e a exposição involuntária das concessionárias no mercado de curto prazo. Destaca-se o aumento do custo de energia comprada de Itaipu, devido à desvalorização do real frente ao dólar americano.

Os repasses governamentais ocorridos em 2014, via recursos da CDE ou ACR, funcionavam como redutores do Custo com Energia Comprada. Com o advento do Decreto nº 8.401 de 05 de fevereiro de 2015, o qual trouxe o novo regulamento da CCRBT, os recursos são repassados/compensados aos agentes de distribuição considerando os valores efetivamente realizados das variações referentes aos custos de geração e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo e a cobertura tarifária vigente.

O Encargo de Uso do Sistema de Transmissão passou de R\$146,9 milhões em 2014 para R\$236,3 milhões em 2015. Aumento percentual de 61%, este deve-se ao reajuste anual das transmissoras, e a cobrança de PIS e COFINS que devem ser incluídos ao custo do encargo, e não haviam sido cobrados por algumas transmissoras.

As Despesas Operacionais apresentaram redução de 24% em relação ao exercício de 2014. As rubricas que tiveram reduções mais significativas foram as Despesas com Pessoal e Administradores e Provisões para Contingências.





Neste sentido, destacam-se as ações tomadas pela Gestão, tais como a manutenção do Plano de Desligamento Incentivado – PDI, o qual consiste em incentivo de desligamento de forma espontânea, destinado aos empregados que conquistem as carências de aposentadoria, da previdência social e complementar.

A redução verificada na rubrica de materiais e o acréscimo inferior à inflação na rubrica de serviços são reflexos das medidas adotadas no exercício de 2015, visando à recuperação econômico-financeira da Companhia. Este resultado demonstra o impacto da implantação do Comitê de Racionalização de Gastos, criado no primeiro trimestre do exercício, para dar priorização e assertividade nos gastos, buscando a economicidade e eficiência na gestão dos recursos.

Outra ação implantada neste sentido é a Equalização dos Custos Judiciais com objetivo de programação de ações pró-ativas e antecipadas de forma a mitigar novas ações judiciais e indenizatórias, bem como atuar tempestivamente na redução do valor destas. Este trabalho é combinado entre área jurídica e área técnica.

Na rubrica "Outros", das despesas operacionais, estão a Provisão com Ex-Autárquicos e as Provisões Cíveis e Trabalhistas, as quais apresentaram média de redução de 29,9%.

Além de todo contexto operacional, que envolve o aumento do custo com energia elétrica e encargos de uso do sistema, a Companhia encerra o exercício de 2015 com seu prejuízo também impactado pelo resultado financeiro negativo, oriundo da variação cambial sobre o passivo em dólar decorrentes do empréstimo com o BID/AFD e a variação cambial sobre a compra de energia elétrica – Itaipu.

**Demonstração dos Resultados dos períodos findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014**

	2015	2014	Variação % 2015/2014
Receita Operacional Bruta	3.593.102	3.700.400	51,15
Deduções da Receita Operacional	2.216.166	1.951.386	120,30
Receita Operacional Líquida	1.376.936	1.749.014	119,50
Custo do Serviço de Energia Elétrica	3.593.102	3.819.225	107,00
Custo com Energia Elétrica	2.000.908	1.875.469	106,72
Custo de Operação	890.128	1.943.756	218,25
Lucro Operacional Bruto	274.170	29.679	1.091,93
Despesas Operacionais	772.840	1.397.864	179,73
Pessoal	474.248	1.071.953	226,04
Materiais	708	11.063	1.562,40
Serviços	140.680	139.260	106,27
Outros	157.204	166.588	106,25
Ganhos Despesas	65.864	29.204	122,62
Ganhos Despesas	41.182	149.439	361,74
Resultado do Serviço EBT	482.838	1.037.940	214,46
Despesas com Amortização	98.632	91.964	107,17
EBITDA	424.202	1.025.976	242,13
Aluguel EBITDA	122.561	111.443	109,87
Receita Despesa Financeira	172.175	1.905	1.008,14
Imposto de Renda e Contribuição Social	40.766	36.437	107,23
Resultado Líquido do Exercício	514.244	1.449.262	281,49

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

Informações e Indicadores Econômicos - Financeiros	2015	2014	Variação % 2015/2014
<b>Informações Financeiras</b>			
Ativo Total	3.319.964	3.460.158	105,76
Passivo	3.733.880	3.874.106	103,77
Patrimônio Líquido	483.598	88.019	549,46
Receita Operacional Líquida	1.376.936	1.749.014	126,97
Resultado do Serviço EBT	482.838	1.037.940	214,46
Resultado do Exercício	514.244	1.449.262	281,49
EBITDA	424.202	1.025.976	242,13
EBIT	583.632	1.607.886	273,28
<b>Indicadores Financeiros</b>			
Dívida Total	479.915	386.408	124,20
ROCE	383,55%	348,76%	109,70
Dívida Bruta EBITDA	1,12	1,19	1,05
Receita Despesa Líquida de Taxas e Juros sobre Ativo Total	124.581	97.041	128,38
Margem Operacional EBITDA	116,44%	113,65%	102,49
Margem Líquida EBITDA	121,24%	116,65%	103,91
Dívida Líquida EBITDA	479.915	386.408	124,20
Patrimônio Líquido	483.598	88.019	549,46
Despesa com Juros e Amortização EBITDA	130	173	133,33
Despesa com Juros e Amortização EBITDA	130	173	133,33

## 7.2. LAJIDA/EBITDA

O LAJIDA, usualmente denominado pelo mercado como EBITDA 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, comentados anteriormente, o EBITDA teve uma variação de 30,13%, passando de R\$(325,9) milhões em 2014, para R\$(424,2) milhões em 2015.



A margem do EBITDA apresentou uma variação negativa, passando de -11,44% em 2014 para -12,56% em 2015.

Demonstrativo do Cálculo do EBITDA	2015	2014	Variação % 2015/2014
Receita Operacional Líquida - ROL	3.376.936	2.849.004	18,5%
(-) Custo do Serviço de Energia Elétrica	3.581.106	4.019.325	27,0%
(-) Despesas Operacionais	1.278.665	417.619	303,2%
Resultado do Serviço - EBIT	490.835	397.940	24,4%
(-) Depreciação e Amortização	58.630	61.981	6,0%
<b>EBITDA</b>	<b>(424.202)</b>	<b>(325.979)</b>	<b>30,1%</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>-12,56%</b>	<b>-11,44%</b>	<b>-1,12</b>

((\*) Na composição das Despesas/Receitas Operacionais não são consideradas as receitas e despesa financeiras.

### 7.3. Endividamento

Em 2015, o saldo da dívida da CEEE-D totalizou em R\$ 479,1 milhões, distribuídos conforme tabela, contemplando contratos financeiros com agentes nacionais e internacionais, demonstrados a seguir:

CEEE-D	Indexado	Saldo (R\$ mil)	Participação no Total (%)
<b>Saldo Devedor da Dívida Interna</b>		<b>28.006</b>	<b>5,85%</b>
Moeda Nacional - Eletrobras - RGP	RGP	28.006	5,85%
<b>Saldo Devedor da Dívida Externa</b>		<b>451.072</b>	<b>94,15%</b>
Moeda Externa - AFD	Dólar Líbri	237.961	49,6%
Moeda Externa - BID	Dólar Líbri	213.111	44,5%
<b>Saldo Devedor da Dívida</b>		<b>479.078</b>	<b>100,00%</b>

### 7.4. Ingressos Extra-Operacionais

No mês de março de 2015, a CEEE-D recebeu nova parcela do desembolso no valor de R\$51,1 milhões, resultante do financiamento firmado junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS D (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de Abrangência da CEEE-D).

Em dezembro de 2015, a Companhia recebeu o valor de R\$34,0 milhões, em contrapartida ao contrato de empréstimo firmado com a Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD.

## 8. AUDITORES INDEPENDENTES

Em atendimento a Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D 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\$436,2 mil. O prazo de execução dos serviços é de 12 (doze) meses, com uma carga mínima de 2.908 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 2015, prorrogando o prazo contratual por mais 12 meses, onde é dado ao presente contrato o valor de R\$469,8 mil, e carga horária mínima de 2.947 horas/ano.

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.

Além dos serviços prestados à distribuidora, a Auditoria Independente da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes possui contratos para a prestação de Serviços de Auditoria Externa com a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE – GT (valor de R\$477,8 mil, e uma carga de 2.997 horas/ano) e Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE – PAR (valor de R\$44,2 mil, e uma carga de 277 horas/ano), que são respectivamente, Concessionária e Empresa Controladora, resultantes da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE. Ou seja, todas as empresas integrantes do Grupo CEEE.


O contrato da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, representa 47,37% em relação aos honorários totais pagos pelo Grupo.

A política na contratação de bens e serviços da Companhia é elaborada em observância à lei de licitações e contratos (Lei Nº 8.666/93). Além disso, são observados os 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 GASPÁR PINHEIRO MACHADO**  
Diretor Presidente



**ROBERTO BALAU CALAZANS**  
Diretor



**JULIO ELÓI HOFER**  
Diretor



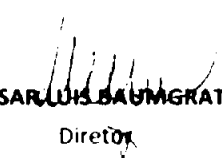
**CARLOS RONALDO VIEIRA FERNANDES**  
Diretor



**LEONARDO HOFF**  
Diretor



**LUIS CARLOS SACILOTO TADIELLO**  
Diretor



**CÉSAR LUIS BAUMGRATZ**  
Diretor



# Balanco Patrimonial (Valores expressos em milhares de reais)

	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	5	73.942	42.725
Receitas a receber (incluindo impostos)	20	46.993	46.993
Outras contas a receber (incluindo impostos)	6	424.933	406.112
Prepagações	4	22.453	28.463
Impostos a pagar	8	16.983	13.942
Outros créditos a receber	5	112.645	174.904
Outros créditos a receber	11	278.646	202.562
		<b>875.823</b>	<b>816.801</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>			
Imóveis, equipamentos, veículos, outros ativos materiais	9	13.763	129.949
Outros ativos materiais	7	42.061	24.038
Outros ativos materiais	4	5.901	27.446
Outros ativos materiais	10	96.193	70.838
Outros ativos materiais	23	272.179	1.546.936
Outros ativos materiais	14	34.943	50.159
Outros ativos materiais	9	1.876	1.876
Outros ativos materiais	12	146.671	111.683
Outros ativos materiais	16	1.124.333	111.549
		<b>2.440.091</b>	<b>2.546.764</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>3.315.914</b>	<b>3.363.565</b>
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>			
Proveitos	17	458.396	392.429
Outros créditos a receber	18	50.799	48.130
Outros créditos a receber	19	260.396	141.311
Outros créditos a receber	21	4.954	118.041
Outros créditos a receber	22	125.424	178.127
Outros créditos a receber	23	230.602	155.110
Outros créditos a receber	24	81.516	51.421
Outros créditos a receber	25	159.123	148.410
		<b>1.351.208</b>	<b>1.371.999</b>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>			
Proveitos	26	257.177	267.723
Outros créditos a receber	27	474.965	194.396
Outros créditos a receber	28	761.122	112.110
Outros créditos a receber	29	158.795	208.114
Outros créditos a receber	30	137.638	117.78
Outros créditos a receber	31	155.582	19.384
Outros créditos a receber	32	59.290	27.126
Outros créditos a receber	33	151.713	1.701.117
		<b>2.440.352</b>	<b>2.440.352</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO (PASSIVO NÃO CIRCULANTE)</b>			
Capital Social	34	13.763	129.949
Reserva de Impostos	35	152.296	152.296
Outros créditos a receber	36	210.249	155.158
Outros créditos a receber	37	155.158	155.158
		<b>(481.196)</b>	<b>88.009</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO A DEBITO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>3.315.914</b>	<b>3.363.565</b>

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

**Demonstração do Resultado**  
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota Explicativa	31/12/2015	31/12/2014
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	28	<b>3.376.936</b>	<b>2.849.004</b>
<b>CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>		<b>(3.581.106)</b>	<b>(2.819.325)</b>
Costo com Energia Elétrica	29	(2.700.978)	(1.875.469)
Costo de Operação	30	(880.128)	(943.856)
<b>RESULTADO OPERACIONAL BRUTO</b>		<b>(204.170)</b>	<b>29.679</b>
Despesas Operacionais		(302.847)	(397.364)
Despesas com Vendas	30	(54.869)	(26.680)
Despesas Gerais e Administrativas	30	(78.682)	(89.046)
Outras Despesas Operacionais	30	(169.296)	(181.638)
Outras Receitas	31	65.364	29.204
Outras Despesas	31	(41.182)	(49.459)
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>		<b>(482.835)</b>	<b>(387.940)</b>
Resultado Financeiro, Líquido	32	(72.175)	(905)
<b>RESULTADO ANTES DO IRECS</b>		<b>(555.010)</b>	<b>(388.845)</b>
Imposto de Renda Diferido	33	29.975	(41.498)
Contribuição Social Diferida	33	10.791	(14.939)
<b>PREJUÍZO DO EXERCÍCIO</b>		<b>(514.244)</b>	<b>(445.282)</b>
Prejuízo Básico e Diluído por Ação Ordinária - R\$	27	(1,33)	(1,15)
Prejuízo Básico e Diluído por Ação Preferencial - R\$	27	(1,13)	(1,15)

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

**Demonstração do Resultado Abrangente**  
(Valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2015	31/12/2014
Prejuízo do Exercício	(514.244)	(445.282)
<b>Outros Resultados Abrangentes</b>	<b>(57.361)</b>	<b>21.950</b>
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros, disponível para venda	927	14.127
Variação líquida dos passivos	12.816	12.235
Correção cambial	(56.439)	4.518
Imposto de Renda e contribuição Social Diferida sobre Outros Resultados Abrangentes	(4.673)	(8.980)
<b>Resultado Abrangente do Exercício</b>	<b>(571.606)</b>	<b>(421.132)</b>

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

**Demonstração das Mutações no Patrimônio Líquido (Passivo a Descoberto)**  
 (Valores expressos em milhares de reais)

Descrição	2014				2013
	Saldo Inicial	Recebidos	Pagos	Saldo Final	
<b>Saldo em 31/12/2013</b>	<b>21.701</b>	<b>1.592.960</b>	<b>(979.584)</b>	<b>(174.818)</b>	<b>511.341</b>
Receita financeira			(14.222)		14.222
Outros resultados abrangentes					
Variação sobre o custo de aquisição de ações de capital próprio				(1.844)	1.844
Receita sobre o custo de aquisição de ações de capital próprio				11	11
Receita sobre o custo de aquisição de ações de capital próprio				(4.31)	4,31
<b>Total resultados abrangentes</b>				<b>(5.954)</b>	<b>6,175</b>
<b>Saldo em 31/12/2014</b>	<b>21.701</b>	<b>1.592.960</b>	<b>(1.174.850)</b>	<b>(152.858)</b>	<b>88.929</b>
Receita financeira			(14.244)		14,244
Outros resultados abrangentes					
Variação sobre o custo de aquisição de ações de capital próprio				(1.844)	1,844
Receita sobre o custo de aquisição de ações de capital próprio				11	11
Receita sobre o custo de aquisição de ações de capital próprio				(4,31)	4,31
<b>Total resultados abrangentes</b>				<b>(5,954)</b>	<b>6,175</b>
<b>Saldo em 31/12/2015</b>	<b>21.701</b>	<b>1.592.960</b>	<b>(1.889.119)</b>	<b>(270.258)</b>	<b>(481.329)</b>

Em 31/12/2015, a CEEE Distribuição não possui passivo a descoberto.

**Demonstração dos Fluxos de Caixa**  
(Valores expressos em milhares de reais)

Data: 31/12/2014 11:22:52 31/12/2014

**ATIVIDADES OPERACIONAIS**

<b>Prejuízo do Exercício</b>	<b>(518.241)</b>	<b>(445.282)</b>
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa		
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	129.590	36.203
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	13.937	12.911
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	1.127	69.055
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	6.1334	28.193
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	41.134	61.212
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	4.1768	66.211
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	26.8227	21.4195
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	1316	136.377

**CAIXA APLICADO/GERADO NAS OPERAÇÕES**

<b>Variações no Ativo Circulante e Não Circulante</b>	<b>(426.018)</b>	<b>3.739</b>
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	12.2442	167.468
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	11.953	8.193
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	17.695	1.311
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	5.942	330
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	64.957	410.711
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	1.3531	26.958
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	13.111	216.116
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	27.957	54.283
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	21.111	147.911
<b>Variações no Passivo Circulante e Não Circulante</b>	<b>712.747</b>	<b>211.014</b>
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	303.195	63.956
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	2.995	1925
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	2.11672	62.171
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	37.929	51.070
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	253.676	18.751
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	11.311	176.745
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	1.671	1.911
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	27.947	127.229
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	117.207	219.746

**CAIXA LÍQUIDO ATIVIDADES OPERACIONAIS**

<b>ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>	<b>191.415</b>	<b>131.641</b>
<b>Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Investimento</b>	<b>(148.086)</b>	<b>(248.925)</b>
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	11.327	12.613
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	1.115	107.637

**ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO**

<b>Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Financiamento</b>	<b>(14.103)</b>	<b>(79.720)</b>
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	113.617	167.677
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	127.711	1217.177

**AUMENTO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA**

<b>Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa</b>	<b>31.246</b>	<b>2.998</b>
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	12.717	29.717
Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa	73.961	32.717

Variação Resultado Líquido (Prejuízo) Caixa



**Demonstração do Valor Adicionado**  
**(Valores expressos em milhares de reais)**

	1º Trimestre Explicativa	2017 1º Trimestre	2016 1º Trimestre
<b>RECEITAS</b>			
Vendas de Energia Elétrica	20	1.088.002	971.409
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	30	(41.554)	(67.282)
Outras receitas e despesas		24.282	(12.151)
<b>(-) INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS</b>		<b>(1.274.636)</b>	<b>(2.501.517)</b>
Material	30	(20.067)	(43.171)
Serviços de Terceiros	30	(95.393)	(94.363)
Custo de Energia Comprada	20	(2.700.978)	(3.871.469)
Outros Custos Operacionais	30	(13.297)	(12.967)
Custo de Estrutura	30	(78.125)	(92.967)
Custos de Despesas Operacionais		(54.228)	(67.936)
<b>(=) VALOR ADICIONADO BRUTO</b>		<b>2.301.034</b>	<b>1.118.349</b>
(-) Depreciação e Amortização	30	(4.721)	(2.757)
(-) Amortização de Intangível da concessão	30	(53.912)	(54.254)
(-) Provisões	30	(19.807)	(44.691)
<b>(-) VALOR ADICIONADO LIQUIDO PRODUZIDO</b>		<b>2.222.540</b>	<b>1.012.326</b>
(-) Fretes Taxa Financeira	30	(60.740)	(11.701)
<b>(=) VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR</b>		<b>2.683.286</b>	<b>1.247.211</b>
<b>Distribuição do Valor Adicionado</b>			
<b>Pessoal</b>		<b>411.592</b>	<b>475.017</b>
Remuneração Direta		209.417	241.262
Benefícios		49.966	47.473
Plano de benefícios previdenciários		16.609	17.203
Contribuições previdenciárias		16.611	16.611
FGTS		15.449	15.353
<b>Impostos, Taxas e Contribuições</b>		<b>2.242.506</b>	<b>972.648</b>
Federais		1.126.696	276.674
Estaduais		1.071.127	692.256
Municipais		44.683	3.718
<b>Remuneração de Capitais de Terceiros</b>		<b>541.432</b>	<b>244.848</b>
Despesas Financeiras	30	(32.922)	(35.618)
Aluguel	30	(6.121)	(8.156)
<b>Remuneração de Capitais Próprios</b>		<b>(514.244)</b>	<b>(445.282)</b>
Prejuízo do exercício		(514.244)	(445.282)
<b>TOTAL</b>		<b>2.683.286</b>	<b>1.247.211</b>

Valores expressos em milhares de reais. A soma dos valores pode não corresponder exatamente ao total devido ao arredondamento.

Notas Explicativas  
às Demonstrações Financeiras  
em 31 de Dezembro de 2015  
(valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado)

## 1 CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (Companhia), com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova nº 201, Sala 721, 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, que detém 65,92% do seu capital total. A CEEE-D foi organizada em conformidade com a Lei Estadual nº 12.593, de 13 de setembro de 2006, tendo sido constituída a partir da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE, em 27 de novembro de 2006, em consonância com a Lei Federal Nº 10.848/04. A Companhia tem por objeto projetar, construir e explorar sistemas de distribuição de energia elétrica; a prestação de serviços de natureza pública ou privada, no setor de distribuição de energia elétrica e a exploração da respectiva infraestrutura para a prestação de outros serviços, desde que previstos no seu contrato de concessão ou autorizados na legislação.

### 1.1. Concessão

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D detém a concessão para exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica no território do Estado do Rio Grande do Sul, atendendo em 72 municípios, com cerca de 1,60 milhões de unidades consumidoras cativas, cujo Acordo de Concessão foi firmado em 25 de outubro de 1999 através do Contrato de Concessão nº 081/1999 - ANEEL, alterado pelo 1º Termo Aditivo, 2º Termo Aditivo e 3º Termo Aditivo, de 17 de outubro de 2005, 13 de abril de 2010 e 10 de dezembro de 2014, respectivamente, para distribuição de energia elétrica. O 4º Termo Aditivo de 09 de dezembro de 2015 prorrogou a concessão até 07 de julho de 2045, de acordo com o Despacho do Ministro de Minas e Energia de 9 de novembro de 2015, fundamentado na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro e no Decreto nº 8.461, de 02 de junho de 2015.

O contrato de concessão assinado com a União Federal confere liberdade na direção dos negócios, investimentos, pessoal e tecnologia. A Companhia obriga-se a adotar, na prestação do serviço, tecnologia adequada e a empregar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na prestação dos serviços e a modicidade das tarifas.

A concessão para exploração do serviço de distribuição de energia elétrica se extingue:

- a) pelo advento do termo final do contrato;
- b) pela encampação do serviço;
- c) pela caducidade;
- d) pela rescisão;
- e) pela anulação decorrente de vício ou irregularidade constatados no procedimento ou no ato de sua outorga;
- f) em caso de falência ou extinção da concessionária.

O contrato de concessão contém cláusulas específicas que garantem o direito à indenização no final da concessão do valor residual dos bens vinculados ao serviço e dos valores registrados na Conta de Compensação e Variação dos Itens da Parcela "A" – CVA e itens financeiros. Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles efetivamente utilizados na prestação do serviço.

#### 1.1.1. Prorrogação da Concessão

O Decreto nº 8.461 de 02 de junho de 2015 regulamentou a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica de que trata o art. 7º da Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 por trinta anos. A prorrogação



tem o objetivo de atender aos critérios estabelecidos pelo Poder Concedente na intenção de melhorar a prestação do serviço para os usuários.

No dia 03 de julho de 2015 a CEEE-D entregou à ANEEL o requerimento de prorrogação acompanhado dos documentos comprobatórios para dar andamento ao processo de renovação da sua concessão conforme disposto no art. 2º do Decreto nº 7.805 de 14 de setembro de 2012.

Em 21 de outubro de 2015 a ANEEL deliberou o resultado da Audiência Pública nº 38/2015 com a recomendação ao Poder Concedente de prorrogar 40 concessões de distribuição de energia elétrica, dentre elas a da CEEE-D. A Audiência Pública recebeu contribuições à minuta do contrato de concessão das concessionárias de distribuição com o objetivo de definir detalhadamente as métricas para cada uma das condições listadas no Decreto nº 8.461, 02 de junho de 2015. As contribuições da sociedade englobaram os aspectos referentes à qualidade, governança, transparência e sustentabilidade, tarifas e aspectos gerais do contrato.

Em 09 de dezembro de 2015 foi assinado o 4º Termo Aditivo prorrogando a concessão até 07 de julho de 2045. Tendo em vista o Decreto nº 8.461, de 02 de junho de 2015 e conforme cláusula décima oitava do 4º Termo Aditivo, a companhia deverá observar, pelo período de cinco anos contados de 1º de janeiro de 2016 um conjunto de condições estabelecidas nos Anexos II e III cujos critérios são a eficiência na prestação do serviço de distribuição e a eficiência na gestão econômica e financeira.

De acordo com o Anexo II do referido documento, o critério de eficiência na prestação do serviço de distribuição será monitorado por indicadores que consideram a frequência e a duração média das interrupções do serviço. Já os parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira, de acordo com o Anexo III do referido documento, foram definidos para os primeiros cinco anos a contar do início do ano civil subsequente ao de vigência do 4º Termo Aditivo. As definições e conceitos utilizados nos parâmetros econômicos e financeiros consideram as normas e procedimentos estabelecidos pela Contabilidade Regulatória, de acordo com o conteúdo do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 605, de 11 de março de 2014,

O parâmetro mínimo de sustentabilidade econômica e financeira deve corresponder à seguinte condição:

- Geração Operacional de Caixa – Investimentos de Reposição – Juros da Dívida  $\geq 0$

Também devem ser observadas as seguintes inequações as quais devem ser alcançadas nos prazos estabelecidos e mantidas doravante a partir do sexto ano civil subsequente à celebração do 4º Termo Aditivo:

- I. LAJIDA  $\geq 0$  (até o término de 2017 e mantida em 2018, 2019 e 2020)
- II.  $[LAJIDA (-) QRR] \geq 0$  (até o término de 2018 e mantida 2019 e 2020)
- III.  $\{Dívida líquida / [LAJIDA (-) QRR]\} \leq 1 / (0,8 * SELIC)$  (até o término 2019)
- IV.  $\{Dívida líquida / [LAJIDA (-) QRR]\} \leq 1 / (1,11 * SELIC)$  (até o término 2020)

Conforme a subcláusula oitava do 4º Termo Aditivo, antes de instaurado processo administrativo pela ANEEL, em face de descumprimento das condições de prorrogação, a Companhia tem a possibilidade de apresentar plano de transferência societário, porém, conforme a subcláusula primeira da cláusula décima oitava, o descumprimento efetivo de uma das condições de prorrogação dispostas nos Anexos II e III por dois anos consecutivos ou de quaisquer das condições ao final do período de cinco anos, acarretará a extinção da concessão, respeitadas as disposições definidas no 4º Termo Aditivo, particularmente o direito de ampla defesa.

## 1.2. Tarifas

O Contrato de Concessão estabelece que as tarifas sejam reajustadas anualmente no mês de outubro e revisadas a cada 04 (quatro) anos. 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.

A receita requerida anual, que representa a receita necessária para as distribuidoras manterem o equilíbrio econômico-financeiro, é segregada em duas parcelas para fins de sua determinação:

Parcela A: compreende os custos “não gerenciáveis” das distribuidoras, ou seja, os custos cujo montante e variância estão fora do controle e influência da Companhia.

Parcela B: compreendem os custos “gerenciáveis”, que são os custos inerentes às operações de distribuição de energia, estando assim sujeitos ao controle ou influência das práticas de gestão adotadas pela Companhia. Inclui a remuneração do capital, depreciação dos ativos, custos operacionais e receitas irre recuperáveis (inadimplência regulatória).

Parcela “A”	Parcela “B”
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>Receita Irrecuperável</b>
Taxa de Fiscalização – TFSEE	
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	<b>Despesas de Manutenção</b>
Fundo de Desenvolvimento Energético – FDE	Pessoa
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	Materia
Operador Nacional do Sistema (ONS)	Serviços de Terceiros
	Outras Despesas
<b>Encargos de Transmissão</b>	<b>Despesas de Capital</b>
<b>Compra de Energia para Revenda</b>	Cotas de Depreciação
	Remuneração do Capital

A ANEEL estabelece uma tarifa diferente para cada distribuidora em função das peculiaridades de cada concessão. A tarifa de energia elétrica deve garantir o fornecimento de energia com qualidade e assegurar aos prestadores dos serviços receitas suficientes para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento.

Outros fatores que fazem variar a fatura de energia são as características de contratação de fornecimento. Os consumidores cativos residenciais e os de baixa renda – aqueles que só podem ser atendidos por uma distribuidora – têm uma tarifa única em sua concessionária.

As variações também ocorrem de acordo com o nível de tensão em que os consumidores são atendidos, que é a tensão disponibilizada no sistema elétrico da concessionária e que varia entre valores inferiores a 2,3 kV (como as tensões de 110 e 220 volts) e valores superiores a 2,3 kV. Essa variação divide os consumidores nos grupos A (superiores a 2,3 kV, por exemplo, as indústrias e grandes comércios) e B (inferiores a 2,3 kV – no qual se incluem os consumidores residenciais e os de baixa renda). Os consumidores do grupo A têm tarifas definidas para energia e uso de rede, para horários de ponta e fora de ponta. Os consumidores livres possuem características diferentes, pois podem contratar energia de outros fornecedores, em condições especiais.

## 1.3. Distribuição – Reajuste Tarifário Anual – 2016

A ANEEL, através da Resolução Homologatória Nº 1.971/2015, aprovou o reajuste tarifário anual da CEEE-D, o qual terá vigência no período de 25 de outubro de 2015 a 24 de outubro de 2016.

O eleito médio para todos os consumidores da Companhia foi de um aumento de 6,52%, sendo 5,82% para baixa tensão em média - abaixo de 2,3 kV (Ex.: residenciais) e 7,78% para alta tensão em média – de 2,3 a 230 kV (Ex.: industriais).



### 1.2.2. Bandeiras Tarifárias

A Resolução Normativa nº 547/2013 implantou o mecanismo de aplicação das Bandeiras Tarifárias com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015. Esse mecanismo é capaz de refletir o custo real das condições de geração de energia elétrica no país, principalmente relacionado à geração térmica, ESS de segurança energética, risco hidrológico e exposição involuntária das distribuidoras de energia elétrica.

Quando a bandeira está verde, as condições hidrológicas para geração de energia são favoráveis e não há qualquer acréscimo nas faturas, já quando a bandeira passa a ser amarela ou vermelha há uma cobrança adicional proporcional ao consumo. Nos meses de janeiro e fevereiro de 2015 os valores acrescidos pelas bandeiras amarela e vermelha foram inicialmente definidos em R\$1,50 e R\$3,00 a cada 100 kWh e a partir de 2 de março foram atualizados para R\$2,50 e R\$5,50 a cada 100 kWh. A partir de 1º de setembro de 2015, a bandeira tarifária vermelha foi reduzida de R\$5,50 para R\$4,50 a cada 100 kWh e em 1º de fevereiro de 2016, a bandeira vermelha passou a ter dois patamares: R\$3,00 e R\$4,50, aplicados a cada 100 kWh consumidos e a bandeira amarela teve seu valor reduzido, passando de R\$2,50 para R\$1,50, aplicados a cada 100 kWh conforme Resolução Homologatória nº 2.016/2016. A metodologia do sistema de bandeiras foi colocada em audiência pública (AP 081/2015) para revisão – exatamente para buscar ampliar a correlação entre cenário hidrológico e custo da energia gerada.

Por meio do Decreto nº 8.401/2015, foi criada a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT com o objetivo de administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela ANEEL. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE foi designada para manutenção da CCRBT, e os valores a serem repassados ou compensados são homologados mensalmente pela ANEEL, por meio da emissão de nota técnica. (Vide nota explicativa nº 29). Em 2015, após rateio da CCRBT o montante a ser recebido pela CEEE-D foi de R\$357.732 via aplicação das Bandeiras Tarifárias, sendo R\$321.801 recebidos através do faturamento das contas de energia e R\$35.931 pelo recebimento da CCRBT. O mecanismo das Bandeiras Tarifárias visa complementar a Revisão Tarifária Extraordinária e tem como objetivo preservar o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. As variações de custos remanescentes são registradas na CVA para inclusão no próximo processo de Reajuste Tarifário.

### 1.2.3. Distribuição – Revisão Tarifária Extraordinária 2015 – RTE

A ANEEL, através da Resolução Homologatória Nº 1.858/2015, aprovou Revisão Tarifária Extraordinária – RTE anual com impacto para 58 concessionárias de Distribuição. Na CEEE-D terá vigência no período de 02 de março de 2015 a 24 de outubro de 2015.

O efeito médio para todos os consumidores da Companhia foi de um aumento de 21,93%, sendo que para o grupo B o efeito médio é de 19,40% e para o grupo A é de 26,57%. A metodologia adotada tem por objetivo reposicionar os dois itens em que havia maior distanciamento entre os custos efetivos e a cobertura tarifária: a CDE – Conta de Desenvolvimento Energético e os custos com a compra de energia.

### 1.3. Plano de Ajuste Estrutural

A Administração da Companhia instituiu um Plano de Ajuste Estrutural com o propósito de efetuar um diagnóstico da situação econômico-financeira da Companhia partindo de uma análise de sustentabilidade econômico-financeira da Companhia.

A partir desse diagnóstico, o Plano de Ajuste Estrutural estabelece diretrizes, ações e metas, mediante a busca da eficiência da qualidade do serviço prestado, da eficiência da gestão econômico-financeira e da racionalidade operacional e econômica nos termos propostos pelo Decreto nº 8.461/2015 e condicionantes expressas no termo aditivo ao contrato de concessão.

O Plano tem como eixo central o completo alinhamento ao modelo de regulação preconizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, com incremento de receita a partir da assertividade dos investimentos e adequação dos custos e despesas operacionais aos limites da tarifa. Uma série de ações descritas no de Ajuste Estrutural foi realizada, especialmente àquelas que se referem às tratativas de para alongamento do mútuo

firmado com a CEEE-GT a repactuação dos débitos setoriais e de tributos federais, a criação do Comitê de Racionalização de Gastos, a reprogramação orçamentária e o Plano de Resultados.

Somam-se, ainda, as ações já em andamento para a reestruturação das dívidas contratuais, buscando-se carências e prazos mais longos de amortizações, invertendo a lógica de endividamento de curto prazo, perseguindo uma redução significativa nas despesas financeiras e a melhoria considerável do desempenho de caixa.

Combinando-se as metas de investimentos prudentes e regulatórios com o novo perfil do custo dos financiamentos, a CEEE-D trabalha para a realização das captações financeiras vinculadas aos investimentos, com período de carência adequado e custo compatível com a nova lógica financeira da empresa.

Dentre as ações do Plano de Ajuste, é necessário salientar também aquelas que buscam a redução do custo operacional, tais como a manutenção do Plano de Desligamento Incentivado - PDI, a implantação do novo sistema ERP (*Enterprise Resource Planning*) que juntos viabilizam a reestruturação organizacional, buscando equilibrar a relação do quanti-qualitativo de pessoal e melhorar a capacidade de atendimento dos serviços, com ganhos de produtividade e redução de despesa de pessoal.

#### 1.4. Continuidade Operacional

A Companhia tem apurado prejuízos em suas operações e apresentou excesso de passivos sobre os ativos no encerramento do exercício de 2015, no montante de R\$483.596.

No intuito de enfrentar tal resultado, em 2015, a Administração da Companhia instituiu o Programa de Ajuste Estrutural (PAE), visando à reestruturação de dívidas, parcelamento de impostos e encargos setoriais, elevação das receitas e redução dos custos e despesas operacionais. Com isso, pretende elevar a geração de caixa de forma a equalizar os ativos e os passivos.

Os resultados desta política e os esforços empreendidos na continuidade operacional estão nitidamente expressos na redução dos custos e despesas operacionais ocorridos em 2015, na repactuação do mútuo existente entre a CEEE-D e a CEEE-GT, postergando seu pagamento para o ano de 2018 e na expressiva melhoria dos indicadores técnicos da Companhia (DEC/FEC).

As demonstrações financeiras foram preparadas no pressuposto da continuidade das operações, já externados pela Companhia por ocasião da renovação da Concessão, firmada em dezembro de 2015, prorrogando-a por mais 30 anos.





#### 2. ATIVIDADES NÃO VINCULADAS À CONCESSÃO

A Companhia possui quatro hortos florestais localizados nos municípios de Alegrete, Candiota, Triunfo e Charqueadas. A produção de postes de madeira preservada é consumida na construção e/ou manutenção de redes elétricas. Em 2012 foi iniciado o processo de discussão pela empresa sobre a manutenção das atividades florestais que contribuem para a produção de postes. Em 2013 após a conclusão do trabalho, a Administração decidiu pela alienação das florestas.

#### 3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

##### 3.1. Base de Preparação e Apresentação das Demonstrações Financeiras

As demonstrações financeiras foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e as normas internacionais de relatório financeiro *International Financial Reporting Standards* - IFRS, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, e evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela administração na sua gestão.





### 3.1.2. Autorização e Emissão das Demonstrações Financeiras

A Administração da Companhia autorizou a emissão das Demonstrações Financeiras em 28/03/2016.

### 3.1.3. Base de Mensuração

As Demonstrações Financeiras foram elaboradas com base no custo histórico 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 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

A preparação das Demonstrações Financeiras 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. 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 às seguintes questões:

- I. Vida útil do ativo intangível;
- II. Transações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - 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. Instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo;
- VIII. Ativo Financeiro da Concessão;
- IX. Receita de fornecimento e uso da rede de distribuição não faturada;
- X. Ativo e Passivo Financeiro Setorial.

## 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 os direitos 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. 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.
- III. 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.
- 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, quando aplicável, 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 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. Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

Incluem o fornecimento de energia elétrica faturada e a faturar a consumidores finais, encargo de uso do sistema, serviços prestados, acréscimos moratórios e o suprimento de energia elétrica a outras concessionárias conforme montantes disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

#### 4.6. Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

Baseia-se em critérios específicos do setor elétrico no que diz respeito à antiguidade de vencimento das faturas, além de efetuar a análise criteriosa onde contempla fatores como: existência de garantias reais do não recebimento, histórico de inadimplência dos consumidores, parcelamentos de débitos vigentes, devedores em situação de concordata ou análise de valores que estão sob discussão judicial. A provisão é constituída por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.

#### 4.7. Redução ao Valor Recuperável de Ativos (impairment)

##### 4.7.1. 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.

##### 4.7.2. 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.

#### 4.8. Ajuste a Valor Presente

Os ativos e passivos de longo prazo, bem como os de curto prazo, caso relevante, são ajustados a valor presente. Os principais efeitos apurados estão relacionados com a rubrica "Consumidores". As taxas de descontos utilizadas refletem as taxas para riscos e prazos semelhantes às praticadas pelo mercado.

#### 4.9. Estoques

Os materiais em estoque classificados no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativos) e aqueles utilizados na prestação dos serviços de construção e melhorias (depósito de obra) estão registrados ao custo médio de aquisição, deduzidos dos impostos recuperáveis e de perda estimada para ajustá-lo a 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 estoque é reconhecida como despesa do período em que a redução ou a perda ocorreram.

#### 4.10. Ativo e Passivo Financeiro Setorial

O reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios tem a finalidade de neutralizar os impactos econômicos no resultado em função dos aumentos dos custos não gerenciáveis, denominados de "Parcela A", ocorridos entre o período do reajuste tarifário anual.

#### 4.11. 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.

#### 4.12. Bens e Direitos Destinados a Alienação e Propriedades para Investimento

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. As propriedades para investimentos representam os bens não utilizados no objetivo da Concessão, mantidos para valorização ou renda.

#### 4.13. Contrato de Concessão (Ativo Intangível e Financeiro)

O Contrato de Concessão é reconhecido como ativo intangível e ativo financeiro. O valor do ativo intangível do contrato de concessão representa o valor dos serviços de construção e melhorias que será recebido através da cobrança dos usuários via tarifa de energia elétrica. O custo dos serviços de construção e melhorias compreende 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 à serviço da concessão no local e condição necessários para este ser capaz de funcionar da forma determinada no Contrato de Concessão.

O ativo financeiro refere-se ao valor dos serviços de construção e melhorias realizados e previstos no Contrato de Concessão e que será recebido através de indenização ao final da concessão, por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente, decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de Concessão e a Orientação Técnica OCPC 05 - Contratos de Concessão. Até a edição da Medida Provisória Nº 579/2012, convertida na Lei Nº 12.783/2013, o Ativo Financeiro foi reconhecido pelo valor residual dos bens individuais ao final da concessão não amortizado e o valor somente era alterado por meio de adições, baixas e transferências, ao longo do prazo de concessão. A MP Nº 579/2012 trouxe o entendimento de que o Valor Novo de Reposição - VNR deverá ser utilizado pelo Poder Concedente para o pagamento de indenização dos ativos não amortizados de distribuição no vencimento da concessão. Consequentemente a Companhia ajustou o saldo do seu ativo financeiro de indenização com base no valor novo de reposição depreciado, utilizando a Base de Remuneração Regulatória aprovada na Revisão Tarifária de outubro de 2012, através da Nota Técnica ANEEL Nº 374 de 16 de outubro de 2012.

#### 4.14. Imobilizado

Os ativos registrados no Imobilizado incluem os bens da Administração e são mantidos a custo histórico.

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*) acumuladas. 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 possa ser medido de forma confiável. O valor contábil do componente que tenha sido repostado por outro é baixado. Os custos de manutenção no dia-a-dia do imobilizado são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

A depreciação é calculada sobre o valor depreciável, que é o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, deduzido do valor residual. A depreciação é reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas pelo Órgão Regulador 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.

#### 4.15. Intangível

Incluem o direito de cobrar os usuários dos serviços pela construção e melhorias realizadas na infraestrutura à serviço da concessão de distribuição de energia elétrica. A amortização reflete as taxas de depreciação regulatória aplicadas aos bens individuais, que é a forma como a Concessionária recupera estes investimentos através da tarifa de energia elétrica e é reconhecida na rubrica de custo de operação e despesas operacionais.

A amortização do ativo intangível dos contratos de concessão é calculada pela taxa de depreciação regulatória dos bens individuais. A amortização é reconhecida na rubrica de custo de operação e despesas operacionais. As taxas de depreciação regulatória dos principais bens à serviços da concessão são as seguintes:

<u>Taxas de depreciação dos itens mais relevantes do Ativo Não-Circulante</u>	<u>Taxa anual</u>
Condutor (Tensão > 69kv)	2,70%
Condutor (Tensão < 69kv)	3,57%
Edificação	3,33%
Equipamento Geral	6,25%
Estrutura (Poste)	3,57%
Estrutura (Torre)	2,70%
Medidor	7,69%
Transformador Distribuição	4,00%
Transformador de Força	2,86%
Veículos	14,29%

Os outros ativos intangíveis que são adquiridos e que têm suas vidas úteis finitas são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada. Incluem basicamente softwares e direitos desta natureza.

#### 4.16. Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

Representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como às doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimento no serviço público de energia elétrica, na atividade de distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Essas obrigações estão registradas em grupo específico no passivo não circulante e estão sendo apresentadas como

dedução do ativo financeiro e ativo intangível da concessão, dadas suas características de aporte financeiro com fins específicos de financiamentos para obras da infraestrutura a serviço da concessão.

#### 4.17. 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.

#### 4.18. Valor Justo

- I. 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 vinculada a uma concessão são limitados aos valores de recuperação admitidos pelo Órgão Regulador.
- II. Ativos intangíveis: são recebidos como remuneração pela prestação de serviços de construção em um contrato de concessão de serviços: é estimado pela referência ao valor justo dos serviços de construção prestados. A Companhia não reconhece nenhuma margem de lucro sobre essas receitas, porque o modelo de concessão: (i) não se destina a gerar lucros a partir da construção de infraestrutura, mas a partir da prestação de serviços, (ii) a forma como a empresa gerencia as construções baseia-se fortemente em serviços terceirizados e (iii) não há previsão margens dessas operações nos planos de negócios da Companhia. A Administração assim acredita que os ganhos dessas operações são irrelevantes e, portanto, nenhum valor sobre os custos efetivos foram considerados como uma parte das receitas. Desta forma as receitas e os custos de construção são apresentados nas demonstrações financeiras pelos mesmos montantes.
- 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 na data de apresentação das demonstrações financeiras. O valor justo de investimentos mantidos até o vencimento é apurado somente para fins de divulgação.
- IV. Passivos Financeiros Não Destinados à Negociação: é calculado baseando-se no valor presente do principal e fluxos de caixa futuros, descontados pela taxa de mercado dos juros apurados na data de apresentação das demonstrações financeiras.

#### 4.19. 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. Os custos de transação estão deduzidos dos empréstimos e financiamentos correspondentes. Esses ajustes são apropriados ao resultado pela taxa efetiva de juros do período em despesas financeiras, exceto pela parte apropriada ao custo do ativo intangível em curso.

#### 4.20. Provisões para Contingências Trabalhistas e Cíveis

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.

#### 4.21. Outros Ativos e Passivos

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

#### 4.22. 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% sobre a base excedente a R\$240.000,00 (duzentos e quarenta mil) 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. Tais 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.

#### 4.23. 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.

#### 4.24. 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.

#### 4.25. Apuração do Resultado

As receitas e despesas são reconhecidas pelo regime contábil de competência de cada exercício apresentado. O faturamento de energia elétrica para todos os consumidores é efetuado mensalmente de acordo com o calendário de leitura do consumo. A receita não faturada, correspondente ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento do mês, é estimada e reconhecida como receita no mês em que a energia foi consumida.

As receitas e despesas de juros são reconhecidas pelo método da taxa efetiva de juros na rubrica de receitas/despesas financeiras.

#### 4.26. Reconhecimento da Receita

##### 4.26.1. Receita de Fornecimento

O reconhecimento da receita de fornecimento dá-se pelo faturamento mensal, conforme quantidades medidas de energia fornecida e preços homologados, com os respectivos impostos que compõem o cálculo do preço da tarifa.

##### 4.26.2. Receita não faturada

O valor refere-se ao fornecimento de energia elétrica e de uso de rede de distribuição não faturados, calculados em base de estimativas, referente ao período posterior a medição mensal e até o último dia do mês.

##### 4.26.3. 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 estágio de conclusão é avaliado pela referência 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.

##### 4.26.4. 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, originadas pelo processo judicial nº 2006.71.00.047783-2 – Conta de Resultados a Compensar – CRC.

#### 4.27. 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.

#### 4.28. 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 34.

#### 4.29. 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.

#### 4.30. Demonstração do Resultado

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

#### 4.31. Pronunciamentos e Interpretações Contábeis

Os pronunciamentos a seguir entrarão em vigor em períodos posteriores à data das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2015:

##### 4.31.1 Vigentes a partir de 01/01/2016

A Companhia não espera impactos significativos em suas demonstrações contábeis quando da aplicação das seguintes normas:

- IAS 19 - Planos de Benefícios Definidos: Contribuições dos Empregados: Estabelece que, se o valor das contribuições por empregados ou terceiros for independente da qualidade de anos de serviço, permite-se que uma entidade reconheça essas contribuições como redução no custo de serviço no período em que o serviço é prestado, ao invés de alocar as contribuições aos períodos de serviço.

- IFRS 7 Contratos de Serviços: Contratos de serviços (parágrafo B30 e 42C) atendem a definição de envolvimento contínuo em ativo financeiro transferido para fins de divulgação.

- IFRS 5 Reclassificação de ativo não circulante mantido para venda e mantido para distribuição aos sócios/acionistas: Esclarece as circunstâncias em que uma entidade reclassifica ativos mantidos para venda para ativos mantidos para distribuição aos sócios/acionistas (e viceversa) e os casos em que os ativos mantidos para distribuição aos sócios/acionistas não atendem mais o critério para manterem esta classificação.

- IAS 16/CPC 27 e IAS 38/CPC 04 (R1) – Métodos aceitáveis de depreciação e amortização: Traz esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização, restringindo os métodos baseados em receita.

- IAS 1/CPC 26 (R1) – Apresentação das demonstrações contábeis: Oferece orientações com relação à aplicação do conceito de materialidade, o qual deve ser avaliado tanto para fins das informações a serem divulgadas, sejam elas requeridas ou não, quanto na ordenação das notas explicativas e no uso de critérios de agregação.

##### 4.31.2 Vigentes a partir de 01/01/2018

A Companhia está avaliando os impactos que as normas a seguir descritas terão em suas demonstrações contábeis:

- IFRS 15 – Receita de contratos com clientes: Estabelece princípios para o registro da receita provenientes de contratos com clientes e sua divulgação. Substituirá os pronunciamentos vigentes de reconhecimento de receita.

IFRS 9 – Instrumentos financeiros: Introduz novas exigências para a classificação, mensuração, *impairment*, contabilidade de hedge e reconhecimento de ativos e passivos financeiros.

#### 5. CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Os saldos compõem-se de:

Total Exprimido		31.12.2015	31.12.2014
<b>CIRCULANTE</b>			
Numerário Disponível		61.469	41.171
Aplicações Financeiras de Curto Prazo - SIAC/BANRISUL	14	12.492	1.544
<b>Total de Caixa e Equivalentes de Caixa</b>		<b>73.961</b>	<b>42.715</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Aplicações Financeiras de Longo Prazo - SIAC/BANRISUL	14	7.751	6.666
Aplicações Financeiras Subordinadas		2.161	1.771
Quotas Subordinadas - FIDC			15.999
<b>Total de Aplicações Financeiras de Longo Prazo</b>		<b>9.912</b>	<b>24.436</b>

##### 5.1. Numerário Disponível

O valor de R\$61.469 (R\$41.171 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a recursos depositados em instituições bancárias.

##### 5.2. Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata (Equivalentes de Caixa)

O valor de R\$12.492 (R\$1.544 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a Aplicações Financeiras, aplicadas no Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC/BANRISUL instituído pelo Decreto Estadual nº 33.959, de 31 de maio de 1991, remunerado pela taxa SELIC OVER, com liquidez imediata.

##### 5.3. Aplicações Financeiras de Longo Prazo

O valor de R\$9.912 (R\$24.436 em 31 de dezembro de 2014) no ativo não circulante refere-se ao principal e à remuneração de valores aplicados no Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC/BANRISUL, instituído pelo Decreto Estadual nº 33.959, de 31 de maio de 1991 remunerado pela taxa SELIC, sem liquidez imediata, visto que dependem de dotação orçamentária por parte do Governo do Estado do Rio Grande do Sul e aplicações vinculadas a garantias de compra de energia e à captação de empréstimo, bem como Quotas Subordinadas do FIDC IV e FIDC VI.



## 6. CONSUMIDORES, CONCESSIONARIAS E PERMISSIONARIAS

Os saldos compõem-se de:

Nota Explicativa	Saldos vencidos	Saldos em processo	Saldos em negociação	31.12.2015	31.12.2014
<b>CIRCULANTE</b>					
Consumidores	6.1	299.806	140.918	107.138	941.882
Concessionárias e Empresas		...	...	...	87
Unidade de Uso de Rede		326	...	326	101
Permissões		218	...	218	180
Parcelamentos	6.2	26.932	1.228	28.947	98.696
Crédito de Cotação CEEE		37.816	...	37.816	1.900
Provisão de Provisão de Provisão	6.3				200.741
		<b>365.882</b>	<b>142.146</b>	<b>365.785</b>	<b>1.342.907</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>					
Parcelamentos	6.4	81.902	...	111.287	111.287
		<b>81.902</b>	<b>...</b>	<b>111.287</b>	<b>111.287</b>

### 6.1. Consumidores

	Saldos vencidos	Saldos em processo	Saldos em negociação	31.12.2015	31.12.2014
Residência	194.978	67.768	4.401	266.932	272.690
Industria	16.420	25.401	1.101	42.922	11.401
Comércio, Serviços e Outras Atividades	98.688	10.784	11.287	120.759	120.759
Pública	12.820	7.668	1.480	21.968	14.101
Rede Pública	10.125	26.114	11.287	57.526	51.011
Comunicação Pública	9.672	1.811	67.278	79.761	21.971
Outros Públicos	11.207	1.228	...	12.435	7.001
Totais	<b>299.806</b>	<b>140.918</b>	<b>107.138</b>	<b>547.862</b>	<b>400.480</b>

### 6.2. Parcelamentos

O montante de R\$57.702 (R\$56.696 em 31 de dezembro de 2014) no ativo circulante e R\$113.069 (R\$128.949 em 31 de dezembro de 2014) no ativo não circulante refere-se a parcelamentos com consumidores, com prefeituras municipais, com o Governo do Estado do Rio Grande do Sul e com a FAMURS – Federação das Associações de Municípios do Estado do Rio Grande do Sul.

### 6.3. Movimentação da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

CONSUMIDORES POR CLASSE	Saldo 31.12.2004	Adições	Exclusões	Saldo 31.12.2005
Residenciais	57.933	5.371	-	63.304
Industrial	5.323	3.037	-	8.360
Comércio, Serviços e Outras Atividades	9.233	4.149	-	13.382
Rural	1.701	-	676	1.025
Energia Pública, Administração Pública e Serviço Público	66.698	18.310	-	85.008
Títulos de Crédito a Receber e Parcelamentos	64.373	-	132	64.241
<b>Total</b>	<b>203.261</b>	<b>30.567</b>	<b>808</b>	<b>232.020</b>

Foram incluídos os valores totais dos créditos junto aos consumidores residenciais que apresentam débitos vencidos há mais de 90 dias; consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias; consumidores industriais e rurais vencidos há mais de 360 dias, e títulos de créditos a receber de diversas classes de consumidores vencidos há mais de 90 dias.

Para os créditos de responsabilidade dos Poderes Públicos, foram efetuadas análise e constituição de provisão considerando a expectativa de perdas na realização desses créditos, considerando as negociações realizadas e em andamento junto às prefeituras e ao Estado do Rio Grande do Sul.

O valor da provisão contempla a análise criteriosa dos principais devedores de cada classe consumidora, submetendo os valores em débito à análise jurídica, tendo o objetivo de identificar o andamento do processo de cobrança e quais as expectativas de recebimento dos valores junto aos consumidores.

### 6.4. 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 no exercício de 2014, a partir da análise dos devedores.

	31.12.2013	31.12.2014
Saldo Inicial	-	48.712
Atos 2013	-	7.922
Provisão Fidejussórias	-	53.231
Saldo Final	-	-

## 7. TRIBUTOS A RECUPERAR

	31.12.2013	31.12.2014
<b>CIRCULANTE</b>		
IMTA a Compensar	-	13.741
PPA a Compensar	5.447	11.337
Outros créditos a Compensar	1.208	125
<b>Totais</b>	<b>6.655</b>	<b>25.203</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>		
IMTA a Compensar *	22.451	27.114
<b>Totais</b>	<b>22.451</b>	<b>27.114</b>

\*A expectativa de realização dos valores registrados no não circulante é de 04 (quatro) anos conforme dispositivo legal estabelecido na Lei Complementar nº 87/96 que permite a constituição e respectiva fruição deste crédito tributário.

## 8. ESTOQUES

Os saldos compõem-se de:

	31.12.2013	31.12.2014
Estoque de Operação	1.751,6	2.938,8
- Provisão para Perdas	183,1	0,0
<b>Totais</b>	<b>1.934,7</b>	<b>2.938,8</b>

Os saldos de estoques referem-se a materiais destinados a 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 CREDITOS A RECEBER

Os saldos compõem-se de:

DEBITANTE	Nota Explicativa	31.12.2015	31.12.2014
Programa RELUZ	9.1.34	1.028	1.178
Programa de Eficiência Energética - PEE	9.2	1.948	1.235
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	9.3	12.139	14.890
Subsídio à Reinvestimentos		1.629	576
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9.4.34	4.450	9.926
Auxílio à Manutenção e Equipamentos		1.369	1.369
Auxílio de Custos Operacionais Prevididos		3.009	10.962
Transferência Financeira	9.4	571	326
Resultado do Investimento em Outros Créditos do P&D - Venc.	9.3		35.189
Subvenção JDE - P&D	9.4	1.339	1.339
JDE Recuperação Homologada - ANEEL nº 1.639/2013	9.3.34	-	26.290
JDE Recuperação Homologada - ANEEL nº 1.534/2014	9.3.34	-	54.059
JDE Recuperação Homologada - ANEEL nº 1.471/2015	9.3.34	99.238	-
Outros Devedores		2.644	16.740
<b>Total</b>		<b>132.851</b>	<b>174.924</b>
DEBITANTE			
Transferência Financeira Recebida		-	4
Devedores Recuperação - JDE - J.C.		1.369	1.369
<b>Total</b>		<b>1.369</b>	<b>1.373</b>

### 9.1. Programa RELUZ

O valor de R\$1.028 (R\$1.178 em 31 de dezembro de 2014) refere-se ao Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente – RELUZ, a serem reembolsados pelas Prefeituras, que tem como objetivo promover a modernização e melhoria da eficiência energética do sistema de iluminação pública nos municípios, por meio da substituição dos equipamentos atuais por tecnologias mais eficientes, visando combater o desperdício de energia elétrica.

### 9.2. Programa de Eficiência Energética - PEE

O valor de R\$1.948 (R\$1.235 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à aplicação dos recursos provenientes dos Programas de Eficiência Energética, que visam demonstrar à sociedade a importância e a viabilidade econômica de ações de combate ao desperdício de energia elétrica.

### 9.3. Pesquisa e Desenvolvimento - P&D

O valor de R\$12.139 (R\$14.890 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a projetos de Pesquisa e Desenvolvimento destinados à capacitação e desenvolvimento tecnológico da Companhia, visando à geração de novos processos ou produtos, ou o aprimoramento de suas características.

### 9.4. Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social

O valor de R\$4.450 (R\$9.926 em 31 de dezembro de 2014) refere-se ao resultado gerado entre os aumentos e reduções de receita decorrentes da classificação dos consumidores residenciais na subclasse baixa renda, conforme Resolução Normativa nº 472 de 24 de janeiro de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.



#### 9.5. Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios – FIDC IV e FIDC VI

O valor de R\$35.198 em 31 de dezembro de 2014 refere-se ao montante retido, permanecendo aplicado no Fundo para liquidação de parcelas futuras.

#### 9.6. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.639/2013

Valor referente à CDE, a ser repassado pela Eletrobras à CEEE-D, no período de competência de dezembro de 2013 a setembro de 2014, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com redação dada pela Lei nº 12.839, de 9 de julho de 2013, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

#### 9.7. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.834/2014

Valor referente à CDE, a ser repassado pela Eletrobras à CEEE-D, no período de competência de dezembro de 2014 a setembro de 2015, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com redação dada pela Lei nº 12.839, de 9 de julho de 2013, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. (Vide nota explicativa nº 25).

#### 9.8. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.971/2015

Valor referente à CDE, a ser repassado pela Eletrobras à CEEE-D, no período de competência de outubro de 2015 a setembro de 2016, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. (Vide nota explicativa nº 25).

### 10. INVESTIMENTO EM TÍTULOS DO GOVERNO

10.1. Descrição

O saldo de R\$46.998 em 31 de dezembro de 2014 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 Eletrobras.

Nesse contexto a Companhia obteve um valor a receber de R\$1.813.957 inerente à Conta de Resultados a Compensar – CRC, apurado na data base de 27 de dezembro de 2011, sendo que desse montante foram compensados de forma direta com a União, débitos fiscais da Companhia junto a Receita Federal do Brasil –

RFB no montante de R\$60.753. Assim, no tocante aos créditos da CRC, o valor R\$1.753.204 na data base de 31 de dezembro de 2011, 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\$930.942, de R\$529.285 e de R\$420.620, correspondentes a 417.684, 184.461 e 184.461 NTN-B, respectivamente. A Companhia concluiu a monetização das NTN-Bs em 31 de março de 2015.

#### 11. ATIVO FINANCEIRO SETORIAL LÍQUIDO

O montante de R\$176.669 (R\$202.562 em 31 de dezembro de 2014) refere-se aos ativos e passivos financeiros decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados (Parcela A e outros componentes financeiros) que são incluídos na tarifa no início do ciclo tarifário, e aqueles que são efetivamente pagos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber sempre que os custos homologados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente pagos, ou uma obrigação quando os custos homologados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente pagos. Esses valores serão efetivamente liquidados por ocasião do próximo reajuste tarifário. Segue abaixo a composição do saldo do ativo financeiro setorial líquido: (Vide nota explicativa nº 1.2)

	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2015
<b>Ativo</b>	<b>23.427</b>	<b>1.233.594</b>	<b>181.707</b>	<b>71.237</b>	<b>58.347</b>
Prepagamento de energia	14.933	726.912	126.457	71.237	58.347
Prepagamento de	11	1.639	1.300	269	1.475
Prepagamento de energia elétrica (prepagamento de energia elétrica)	14.922	728.551	127.757	71.506	59.822
Juros	1.504	733.551	122.951	1.470	407.001
Juros	1.504	5.407	1.462	141	1.710
Juros	1.504	1.224	1.947	269	1.224
Prepagamento de energia elétrica (prepagamento de energia elétrica)	58.939	171.934	124.852	18.170	50.571
Prepagamento de energia elétrica	1.504	40.600	11.151	141	1.111
Prepagamento de energia elétrica (prepagamento de energia elétrica)	60.443	53.154	43.701	18.311	49.221
Prepagamento de energia elétrica (prepagamento de energia elétrica)	4.504	55.587	64.154	1	5.555
<b>Total Ativo</b>	<b>23.427</b>	<b>1.233.594</b>	<b>181.707</b>	<b>71.237</b>	<b>58.347</b>
<b>Passivo</b>	<b>11.111</b>	<b>71.111</b>	<b>51.111</b>	<b>1.111</b>	<b>11.111</b>
Prepagamento de energia	1.111	66.667	36.111	1.111	66.667
Prepagamento de	111	1.111	111	111	111
Prepagamento de energia elétrica (prepagamento de energia elétrica)	1.000	65.556	36.000	1.000	66.556
Juros	1.111	55.556	35.000	1.111	65.556
Juros	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111
Juros	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111
Prepagamento de energia elétrica (prepagamento de energia elétrica)	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111
Prepagamento de energia elétrica	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111
Prepagamento de energia elétrica (prepagamento de energia elétrica)	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111
<b>Total Passivo</b>	<b>11.111</b>	<b>71.111</b>	<b>51.111</b>	<b>1.111</b>	<b>11.111</b>
<b>Ativo Financeiro Setorial Líquido</b>	<b>12.316</b>	<b>1.162.483</b>	<b>130.596</b>	<b>70.126</b>	<b>47.236</b>



Os valores apurados são atualizados com base na taxa SELIC, que sofreu uma elevação em 2015 em relação ao ano anterior (de 11,65% a.a. no final de 2014 para 14,15% a.a. em igual período de 2015) e compensados nos reajustes tarifários subsequentes. A Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) de fevereiro de 2015, conforme exposto pela ANEEL, não afetou os cálculos de apuração da CVA e demais itens financeiros da tarifa de distribuição (sobrecontratação, neutralidade da Parcela A, etc.) Todavia, no Reajuste Tarifário de Outubro de 2015, o adiantamento recebido na RTE foi revertido e constituiu a maior parte do passivo de R\$288.366 em Outros Componentes Financeiros.

## 12. DEPOSITOS JUDICIAIS

O valor de R\$90.169 (R\$72.638 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a depósitos judiciais de processos de natureza trabalhista e cível que não possuem perda provável. Os demais depósitos judiciais estão apresentados de forma dedutiva, retificando os saldos das Provisões para Contingências Passivas a que se referem. (Vide nota explicativa nº 23).

## 13. ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

A Administração entende que o acordo de concessão atende as condições para aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão, que orienta a Companhia 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 e contemplados na Base de Remuneração Regulatória da Companhia. Os ativos administrativos e de apoio em geral, sobre os quais a Companhia não recebe remuneração e que são considerados como integrantes do contexto regulatório para fins de Revisão ou Reajuste Tarifário permanecem como ativo imobilizado ou intangível.

Com base na análise do Contrato de Concessão, a Administração entende que a indenização devida pelo Poder Concedente ao final da concessão representa um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro, e que a aplicação do modelo “bifurcado” é o que melhor representa o negócio de Distribuição de Energia Elétrica, abrangendo:

- a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão que deve ser classificada como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e
- a parcela remanescente à determinação do ativo financeiro a amortizar no período da concessão, que deve ser classificada como ativo intangível em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, pelo consumo de energia pelos consumidores.

A partir da Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/13, a Companhia confirmou o entendimento de que o Valor Novo de Reposição – VNR deverá ser utilizado pelo Poder Concedente para o pagamento de indenização dos ativos não amortizados de distribuição. O saldo do seu ativo financeiro com base no valor novo de reposição depreciado foi ajustado utilizando-se a Base de Remuneração Regulatória – BRR, aprovada na Revisão Tarifária de 2012 através da Nota Técnica ANEEL nº 374 de 16/10/2012.

Tendo em vista o 4º Termo aditivo do contrato de concessão 081/1999 de 09 de dezembro de 2015 que prorrogou a concessão até 07 de julho de 2045 e considerando as normas estabelecidas no ICPC 01, foi adotado o procedimento de bifurcação pelo prazo de 360 meses, sendo que os valores a serem depreciados até o término do referido prazo foram apropriados no Ativo Intangível da Concessão e o montante excedente classificado no Ativo Financeiro da Concessão sujeito a posterior indenização.

A movimentação dos bens da concessão, representados pelo ativo intangível da concessão e ativo financeiro indenizável está demonstrada a seguir:

	Ativo Financeiro	Ativo Intangível	Total dos Ativos Financeiro e Intangível
31 de dezembro de 2014	1.545.838	32.945	1.578.783
Acréscimos	390.833	2944	393.777
Transferências	1.488.130	1.488.130	
Exercícios	-	33.942	(33.942)
31 de dezembro de 2015	448.539	1.448.667	1.897.206

### 13.1. Bens vinculados a concessão

De acordo com os artigos 63º e 64º do Decreto nº 41.019, de 26/02/1957, os bens e instalações utilizados na distribuição e comercialização, 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 20/1999 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 que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

### 13.2. 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 distribuição.

As obrigações especiais estão sendo amortizadas às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infraestrutura a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica (outubro de 2008).

Ao final da concessão o valor residual das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro indenizável.

### 13.3. Valor Recuperável do Ativo da Concessão

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

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 ressarcida pelo valor desses bens, determinado conforme normas específicas estabelecidas pela legislação aplicável.

A Companhia apura, ao final de cada exercício, o valor recuperável de seus ativos e considera que não existem perdas a serem reconhecidas tendo em vista os seguintes elementos: as ações do Plano de Ajuste Estrutural e os investimentos prudentes que estão sendo realizados de modo a incrementar a Base de Remuneração Regulatória, com foco no 4º ciclo de Revisão Tarifária que se inicia em outubro de 2016.

#### 14. BENS E DIREITOS

Os saldos compõem-se de:

	31.12.2015	31.12.2014
Ativo Não Circulante Mantido para Venda	17.241	17.241
Bens de Uso Futuro e Bens de Renda	1.147	1.147
- Amortização Acumulada	1.844	1.211
Dúvidas	16.800	16.800
- Amortização Acumulada	6.484	6.484
	<u>45.968</u>	<u>30.133</u>

##### 14.1. Ativo Não Circulante Mantido para Venda

Refere-se ao custo dos terrenos e edificações que se encontram sem utilização e que serão alienados conforme planos da Companhia. Contempla também as florestas de propriedade da Companhia no montante de R\$39.041, que antes eram classificadas como Ativo Biológico, atendendo aos pré-requisitos do CPC 29/IAS 41.

##### 14.2. Bens de Uso Futuro e Bens de Renda

Refere-se a imóveis e bens destinados à futura utilização pela Companhia no serviço concedido e a bens mantidos para obtenção de renda.

## 15. IMOBILIZADO

	31.12.2014	Móveis	Veículos	Transferências	Outros	31.12.2015
<b>Custo</b>						
Saldo em 01 de Dezembro de 2014	78.891					78.891
Adições	22.624				46	22.670
Transferências e Equipamentos	23.277		150	1.864	8.214	24.301
Exatidão	40.305		149	7.153	3.977	41.483
Transferências e Equipamentos	6.227		148	33	266	6.555
	<b>78.891</b>		<b>(1247)</b>	<b>9.155</b>	<b>5.511</b>	<b>93.310</b>
<b>Depreciação</b>						
Saldo em 01 de Dezembro de 2014	3.243	1.021			4	4.268
Transferências e Equipamentos	7.902	11.274	210	16	8.850	19.539
Exatidão	34.704	3.320	23		1.650	39.707
Transferências e Equipamentos	4.550	1244	37		1465	15.233
	<b>(56.976)</b>	<b>(5.640)</b>	<b>178</b>	<b>16</b>	<b>(12.007)</b>	<b>(74.429)</b>
<b>Escopo do Efeito Reflexo do IFRIC 12</b>						
Ativo Imobilizado em Curso	11.704	41.570	1104.370	149.700	171.414	139.875
Transferências e Equipamentos	11.847	1.337	17.251		1.425.607	1.62.601
	<b>70.782</b>	<b>(43.249)</b>	<b>(121.127)</b>	<b>163.022</b>	<b>(41.213)</b>	<b>28.195</b>
<b>Total do Imobilizado em Serviço</b>	<b>92.697</b>	<b>(48.909)</b>	<b>(121.196)</b>	<b>172.193</b>	<b>(47.709)</b>	<b>47.076</b>
<b>Total do Imobilizado em Curso</b>	<b>128.983</b>	<b>178.332</b>		<b>(172.193)</b>	<b>6.377</b>	<b>121.600</b>
<b>Total do Ativo Imobilizado</b>	<b>221.681</b>	<b>129.523</b>	<b>(121.196)</b>		<b>(41.332)</b>	<b>168.676</b>

O Ativo Imobilizado da Companhia é composto por bens administrativos, veículos e móveis e utensílios, não sendo os mesmos objetos do contrato de concessão e, por consequência, não abrangidos pela aplicação do ICPC 01 / IFRIC 12 (Contratos de Concessão). Estes ativos são adquiridos já fabricados e entram em operação tão logo sejam recebidos pela empresa, de forma que seu registro contábil não contempla valores relativos à Rateio de Custo da Administração Central ou Juros de Obra em Andamento.

O Ativo Imobilizado em Curso no montante de R\$121.600 é composto por valores registrados das obras em andamento e por materiais armazenados que ainda não entraram em operação, os quais perfazem o montante de R\$66.537, que não compõem o escopo do ICPC01/IFRIC12 (Contratos de Concessão).

A alteração das taxas anuais de depreciação estabelecidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 474, de 07 de fevereiro de 2012, reduziu a taxa média de depreciação de 4,13% para 3,75% ao ano.

## 16. INTANGÍVEL

	31.12.2014	Ativo Intangível do Concessionário	Total
<b>Custo</b>			
Saldo em 01 de Dezembro de 2014	78.898	628.047	706.945
Adições	13.113	2644	15.757
Transferências do Ativo Financeiro		1.465.180	1.465.180
Saldo em 01 de Dezembro de 2015	91.971	2.095.871	2.187.842
<b>Amortização</b>			
Saldo em 01 de Dezembro de 2014	9.758	585.122	604.880
Amortização do período	4.207	53.810	58.017
Saldo em 01 de Dezembro de 2015	13.975	643.934	660.909
<b>Saldo em 01 de Dezembro de 2014</b>	<b>9.758</b>	<b>585.122</b>	<b>604.880</b>
<b>Saldo em 01 de Dezembro de 2015</b>	<b>13.975</b>	<b>643.934</b>	<b>660.909</b>



### Intangível da Concessão

O intangível da concessão é composto pelos valores dos serviços de construção e melhorias da infraestrutura a serviço da concessão, líquidos de amortização, e que serão recebidos pela Companhia através da cobrança dos usuários do serviço na tarifa de energia elétrica.

A agência reguladora ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

A Companhia amortiza o ativo intangível de uma forma não linear, respeitando a vida útil definida pelo órgão regulador para cada bem integrante da infraestrutura ao alcance da ICPC 01. O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro (vide nota explicativa nº 13), pois será recuperado através de indenização.

### Softwares

São licenças de direito de propriedade intelectual, constituídos por 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 05 anos.

## 17. FORNECEDORES

Os saldos compõem-se de:

	31.12.2014	31.12.2013
<b>CIRCULANTE</b>		
Encargos de uso da Rede	23.642	22.100
Energia Elétrica Comprada para Revenda	270.302	237.079
Materiais e Serviços	1.112.072	88.884
Energia de Junta Elétrica - CEEE	80.699	29.449
Parafusos, Tornos, etc.	28.477	27.803
<b>Total</b>	<b>1.485.192</b>	<b>385.415</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>		
Repactuação de Dívida - Itaipu	237.217	237.217

### 17.1. Repactuação de Dívida - Itaipu

O montante de R\$237.217 no Passivo Não Circulante refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida do Repasse de Itaipu celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras. O valor repactuado é de U\$57.539 referente às faturas inadimplidas no período de 20/02/2015 a 30/06/2015 e estabelece os juros remuneratórios de 1% (um por cento) ao mês calculados *pro rata die* e amortização em 60 (sessenta) meses a contar após o período de carência de 24 (vinte e quatro) meses, nos quais serão pagos apenas os encargos sobre o saldo devedor.

## 18. OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

Os saldos compõem-se de:

	31-12-2015	31-12-2014
Provisão para Férias 2015 de acordo com Fúscões e Encargos Sociais	35.603	35.433
Retenções em nome da Folha de Pagamento	13.758	13.547
Provisão Adicionalidade	1.232	143
<b>Tota</b>	<b>50.593</b>	<b>49.123</b>

O valor de R\$13.758 (R\$13.547 em 31 de dezembro de 2014) 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 Eletricitários 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:

DEBITANTE	31-12-2015	31-12-2014
Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	32.633	28.255
Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ	259	155
Parcelamento PIS - COFINS - PERÍODO 2014	2.170	2.437
Parcelamento PIS - COFINS - PERÍODO 2015	11.134	-
Parcelamento PIS - COFINS - PERÍODO 2016	13.946	-
Parcelamento IMRF Programa - Em dia 2014	-	26.450
Parcelamento IMRF - PERÍODO 2015	7.677	-
Parcelamento IMRF	66.007	-
Contribuição Social sobre Lucros e Juros - CSLL	457	465
Contribuição sobre Lucros e Juros - de Seguridade Social - CSLL	7.670	5.455
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	73.650	62.465
Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS	15.576	11.562
Contribuição ao Fundo de Garantia do Tempo de Serviço - FGTS	2.555	2.322
<b>Tota</b>	<b>160.935</b>	<b>141.511</b>

## PARCELA DEBITANTE

Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	-	21
Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS	-	5
Parcelamento PIS - COFINS - PERÍODO 2014	28.030	33.921
Parcelamento PIS - COFINS - PERÍODO 2015	33.214	-
Parcelamento PIS - COFINS - PERÍODO 2016	64.733	-
Parcelamento IMRF Programa - Em dia 2014	-	77.253
Parcelamento IMRF - PERÍODO 2015	67.513	-
<b>Tota</b>	<b>193.785</b>	<b>112.130</b>

## 19.1. Parcelamento Lei nº 12.996/14 - RFEIS DA COPA

A Concessionária efetuou, em agosto de 2014, a repactuação do parcelamento existente junto à Receita Federal do Brasil, referente às contribuições do PIS e da COFINS vencidas até 31/12/13, nos termos da Lei nº



12.996/14 (REFIS DA COPA). O saldo devedor era de R\$ 49.511, sendo repactuado pelo valor de R\$ 43.826, tendo a antecipação de 20% sido parcelada em 5 (cinco) vezes, e o restante parcelado em mais 179 (cento e setenta e nove) prestações mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pela taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC, já tendo sido liquidadas 13 (treze) parcelas.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente de R\$30.200 (R\$36.358 em 31 de dezembro de 2014):

Data do Evento	Histórico	Saldo
01-08-2014	Parcelamento Lei nº 12.596/14 – REFIS DA COPA	49.511
31-12-2014	Desconto Lei nº 12.596/14	12.159
31-12-2015	Atualização até 31-12-2015	4.129
31-12-2015	Parcelas Pagas até 31-12-2015	12.137
	Saldo a Pagar	30.200
CIRCULANTE		2.170
NÃO CIRCULANTE		28.030
Total		30.200

#### 19.2. Parcelamento PIS/COFINS – PGFN

O valor de R\$11.184 no passivo circulante e R\$38.214 no passivo não circulante referem-se aos parcelamentos, junto a Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional, das competências de junho/14 a outubro/14 do PIS e da COFINS em função do inadimplemento das mesmas. O montante acordado na data de adesão era de R\$ 52.475 e será pago em 60 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidadas 07 (sete) parcelas.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente de R\$49.398:

Data do Evento	Histórico	Saldo
01-08-2014	Parcelamento PIS/COFINS – PGFN	52.475
31-12-2015	Atualização até 31-12-2015	3.137
31-12-2015	Parcelas Pagas até 31-12-2015	6.214
	Saldo a Pagar	49.398
CIRCULANTE		11.184
NÃO CIRCULANTE		38.214
Total		49.398

#### 19.3. Parcelamento PIS/COFINS – RFB

O valor de R\$18.946 no passivo circulante e R\$64.733 no passivo não circulante referem-se aos parcelamentos, junto à Receita Federal do Brasil, das competências de janeiro/14, fevereiro/14 e novembro/2014 a março/2015 do PIS e da COFINS em função do inadimplemento das mesmas. O montante acordado na data de adesão era de R\$ 108.151 e será pago em 60 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidadas 07 (sete) parcelas.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente de R\$83.679:

Data do Evento	Histórico	Valor
24/09/2014	Parcelamento FIB (DIFUL) - AFB	103.191
31/12/2015	At. Atualização ate 31/12/2015	6.397
31/12/2015	Parcelas Pagas ate 31/12/2015	127.955
	Saldo a Pagar	83.679
DIFULANTE		103.646
NO DIFULANTE		64.733
		138.679

#### 19.4 Parcelamento Estadual – ICMS Programa "Refaz 2015"

A Concessionária efetuou, em dezembro de 2014, parcelamento junto à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do SUL – SEFAZ/RS, nos termos do Decreto nº 52.091/2014 (Programa "Em Dia 2014"). A Companhia efetuou, em novembro de 2015, a repactuação administrativa nos termos do Decreto nº 52.532/2015 (Programa "Refaz 2015"). O saldo devedor era de R\$ 94.368, sendo repactuado pelo valor de R\$ 87.565, em 120 (cento e vinte) prestações mensais e consecutivas, sendo a primeira no valor de R\$ 12.031 e as demais no valor de R\$ 655, corrigidas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidadas 02 (duas) parcelas.

A tabela a seguir ilustra o saldo remanescente de R\$75.495:

Data do Evento	Histórico	Valor
25/11/2015	Parcelamento ICMS - Refaz 2015	94.263
25/11/2015	Desconto - Refaz 2015	6.803
31/12/2015	Atualização ate 31/12/2015	600
31/12/2015	Parcelas Pagas ate 31/12/2015	112.670
	Saldo a Pagar	75.495
DIFULANTE		76.677
NO DIFULANTE		67.619
Total		75.495

#### 19.5 Parcelamento Ordinário Estadual – ICMS

A Concessionária efetuou, em novembro de 2015, parcelamento junto à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do SUL – SEFAZ/RS referente aos Autos de Lançamentos ICMS nºs 0034562125, 0034795383 e 0034796320, decorrentes de inadimplência de ICMS corrente, vencidos nas competências setembro/2015 e outubro/2015. O montante acordado na data de adesão era de R\$ 96.025 e será pago em 12 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidadas 2 (duas) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$86.007:

Data do Evento	Histórico	Valor
26/11/2015	Parcelamento Ordinário ICMS	96.025
31/12/2015	Atualização ate 31/12/2015	6.513
31/12/2015	Parcelas Pagas ate 31/12/2015	116.534
	Saldo a Pagar	86.007
DIFULANTE		86.007
Total		86.007

## 20. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES

Os saldos compõem-se de:

### 20.1. Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

MOEDA	31.12.2013				Moeda Local		Total
	Nacional	Estrangeira	Financiamento	Garantia	Capital	Financiamento	
<b>MOEDA NACIONAL</b>							
CESTRUBRAS	100%	0,00%	0,00%	0,00%	4.111.111	0,00%	4.111.111
Capital de risco					0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL MOEDA NACIONAL</b>					4.111.111	0,00%	4.111.111
<b>MOEDA ESTRANGEIRA</b>							
Agência Financeira de Desenvolvimento - AFD	US\$	0,00% a 0,83% + 0,50%	0,00%	0,00%	0,00	0,00%	0,00
Banco Internacional de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	0,00%	0,00%	0,00	0,00%	0,00
<b>TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA</b>					0,00	0,00%	0,00
<b>TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA</b>					4.111.111	0,00%	4.111.111
<b>TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS</b>					4.111.111	0,00%	4.111.111

MOEDA	31.12.2014				Moeda Local		Total
	Nacional	Estrangeira	Financiamento	Garantia	Capital	Financiamento	
<b>MOEDA NACIONAL</b>							
CESTRUBRAS	100%	0,00%	0,00%	0,00%	4.111.111	0,00%	4.111.111
Capital de risco	100%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00	0,00%	0,00
Capital de risco - Garantia	100%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00	0,00%	0,00
Capital de risco - Garantia	100%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00	0,00%	0,00
<b>TOTAL MOEDA NACIONAL</b>					4.111.111	0,00%	4.111.111
<b>MOEDA ESTRANGEIRA</b>							
Agência Financeira de Desenvolvimento - AFD	US\$	0,00% a 0,83% + 0,50%	0,00%	0,00%	0,00	0,00%	0,00
Banco Internacional de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	0,00%	0,00%	0,00	0,00%	0,00
<b>TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA</b>					0,00	0,00%	0,00
<b>TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA</b>					4.111.111	0,00%	4.111.111
<b>TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS</b>					4.111.111	0,00%	4.111.111

MOEDA	31.12.2015				Moeda Local		Total
	Nacional	Estrangeira	Financiamento	Garantia	Capital	Financiamento	
<b>MOEDA NACIONAL</b>							
Capital de risco	100%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00	0,00%	0,00
Capital de risco - Garantia	100%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00	0,00%	0,00
<b>TOTAL DE OUTRAS CAPTAÇÕES</b>					0,00	0,00%	0,00
<b>TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES</b>					0,00	0,00%	0,00

#### Códigos das Garantias e/ou Finanças

01 - Governo Federal e Governo Estadual/ 02 - Procuração para Acesso em Conta Corrente/ 03 - Penhor de Duplicatas/ 04 - Percentual de Recebíveis da Distribuição

#### 20.2. Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC IV e FIDC VI

A disponibilização do Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC IV ocorreu em 08 de julho de 2009 e a entrega dos Direitos de Crédito pela Cedente será realizada mensalmente, durante 72 meses, encerrando em julho de 2015.

A operação foi lastreada em recebíveis de distribuição (créditos originários da operação comercial) no valor total de R\$136.850, no qual R\$130.000 referiram-se a quotas seniores (investidores) e o saldo de R\$6.850 referiram-se a quotas subordinadas (tomadora).

Em 2012, a Companhia iniciou a estruturação de captação de recursos através de um Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC VI. A disponibilização do referido fundo ocorreu em 14 de setembro de 2012 e as entregas dos Direitos de Crédito serão realizadas diariamente, até o pagamento da última parcela da amortização das Quotas Seniores em maio de 2015.

A operação foi lastreada em recebíveis de distribuição (créditos originários da operação comercial) no valor total de R\$158.100, no qual R\$150.000 referiram-se a quotas seniores (investidores) e o saldo de R\$8.100 referiram-se a quotas subordinadas (tomadora).

A liquidação do FIDC VI ocorreu em maio de 2015, e a liquidação do FIDC IV, em setembro de 2015.

#### 20.3. Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID e Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD

Em 19 de setembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº 2700/OC BR entre a CEEE-D e o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, com objetivo de financiar o Programa Pró Energia RS Distribuição (Programa de Expansão e Modernização do Sistema Elétrico da Região Metropolitana de Porto Alegre e Áreas de Abrangência do Grupo CEEE –D) no valor de US\$218.015. O valor do financiamento concedido pelo BID é de US\$130.557, sendo que a primeira parcela de desembolso foi recebida em 22 de novembro de 2012, no valor de US\$10.175.

Em 26 de setembro de 2012 foi assinado o contrato de empréstimo nº CBR 1015, entre a CEEE-D e a Agência Francesa de Desenvolvimento – AFD, no montante de US\$87.458, sendo que a liberação da primeira parcela ocorreu em 04 de dezembro de 2012, no montante de US\$24.383.

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 19 de setembro de 2012 e 26 de setembro 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-D 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 Plano de Ajuste Estrutural para os organismos internacionais (BID/AFD) os quais vêm monitorando o status da evolução das ações da Administração.

Até 31 de dezembro de 2015 foi liberado o valor de US\$54.572 que corresponde à R\$132.241 referente ao BID e US\$60.945 que corresponde à R\$149.959 referente ao AFD.





#### 20.4. Cronograma das Parcelas de Longo Prazo

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

Ativo	31.12.2013	31.12.2014
2013		1.038
2017	1.787	4.110
2018	1.707	4.004
2019	1.800	4.478
40.00.2015	44.968	24.400
	<b>47.254</b>	<b>33.029</b>

#### 20.5. Composição do Saldo da Dívida por Indexador

Demonstrativo de Composição do Saldo da Dívida por Indexador:

Índice	31.12.2013	31.12.2014
NDCE		
NDCE	1.000	1.000
NDCE	1.000	1.000
NDCE	1.000	1.000
	<b>3.000</b>	<b>3.000</b>

\*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.

#### 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-autônomos 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:

DESCRIÇÃO	Nota Exp. 337-13	31.12.2013	31.12.2014
<b>PROVIMENTO</b>			
Contribuição Pagor - Aposentadoria Incentivada - CTP		-	187
Contribuição Pagor - Plano Único	34	1.134	1.134
Fundação ELETROCEEE - Contrato 1254-85 - Plano Único	34	84	84
Contribuição Pagor - Plano Único - CEEEPREV	34	13.878	13.709
Fundação ELETROCEEE - Contrato 1254-85 - CEEEPREV	34	926	897
Exercício anterior - Estrutura 1.004-85 - ENA		84.889	85.655
		<u>135.426</u>	<u>101.567</u>
<b>MAIORES DEBITOS</b>			
Contribuição Pagor - Aposentadoria Incentivada - CTP			80
Fundação Plano Único		84.026	81.04
Fundação ELETROCEEE - Contrato 1254-85 - Plano Único	34	52.617	52.617
Fundação Plano CEEEPREV		148.810	129.103
Fundação ELETROCEEE - Contrato 1254-85 - CEEEPREV	34	56.889	56.889
Exercício anterior - Estrutura 1.004-85 - ENA		454.831	493.083
		<u>742.363</u>	<u>712.636</u>
<b>Total</b>		<u>868.936</u>	<u>814.077</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.

### 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 da Constituição Brasileira, 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\$110.660 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 de Aposentadoria – Ex Autárquicos – Lei Estadual nº 1.096/96 – 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 Estadual Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, 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 possuísem. 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 1,8 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 a 1ª ação de cobrança, a Companhia interpôs contra União e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, uma nova ação (Processo Judicial Nº 0002230-10/2015-4/013400), 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.

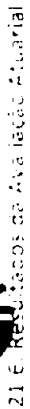
#### 21.5 - Premissas Utilizadas para o Cálculo do Passivo e das Projeções

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

PREMISSAS ATUARIAIS ADOPTADAS	Plano Único	CTP	SKA	CEEPREV 80
Taxa de desconto no cálculo atuarial	7,00% a.a.	7,00% a.a.	7,00% a.a.	7,00% a.a.
Taxa de retorno esperada dos ativos atuariais	7,00% a.a.	7,00% a.a.	7,00% a.a.	7,00% a.a.
Taxa de crescimento da futura inflação	2,00% a.a.	1,4	1,4	2,00% a.a.
Expectativa de mortalidade	6,87% a.a.	6,87% a.a.	6,87% a.a.	6,87% a.a.
Expectativa de incapacidade	1,0000%	1,0000%	1,0000%	1,0000%
Expectativa de expectativa de vida no plano	64,71	64,71%	64,71%	64,71%
Taxa de mortalidade de 65	47,83% a.a.	1,64% a.a.	1,64% a.a.	47,83% a.a.
Taxa de mortalidade de 65 no plano	47,83% a.a.	1,64	1,64	47,83% a.a.
Taxa de entrada em invalidez	1,64% a.a.	1,64	1,64	1,64% a.a.
Taxa de saída em invalidez	1,64	1,64	1,64	1,64
Taxa de saída em invalidez	1,64	1,64	1,64	1,64
Taxa de saída em invalidez	1,64	1,64	1,64	1,64

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 regras reconhecidas pelo Pronunciamento CPC 33 (R1).



COPIES OF THE REPORT ARE AVAILABLE FROM:

Particulars	CYF	ENA	CEEPREN BC	Total	Plane Utiliz	CYF	ENA	CEEPREN BC	Total
1969-70	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1970-71	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1971-72	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1972-73	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1973-74	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1974-75	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1975-76	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1976-77	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1977-78	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1978-79	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1979-80	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1980-81	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1981-82	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1982-83	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1983-84	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1984-85	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1985-86	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1986-87	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1987-88	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1988-89	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1989-90	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1990-91	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1991-92	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1992-93	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1993-94	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1994-95	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1995-96	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1996-97	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1997-98	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1998-99	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
1999-00	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2000-01	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2001-02	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2002-03	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2003-04	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2004-05	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2005-06	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2006-07	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2007-08	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2008-09	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2009-10	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2010-11	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2011-12	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2012-13	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2013-14	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2014-15	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2015-16	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2016-17	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2017-18	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2018-19	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2019-20	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2020-21	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2021-22	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2022-23	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2023-24	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2024-25	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2025-26	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2026-27	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2027-28	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2028-29	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2029-30	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2030-31	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2031-32	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2032-33	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2033-34	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2034-35	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2035-36	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2036-37	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2037-38	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2038-39	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2039-40	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2040-41	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2041-42	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2042-43	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2043-44	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2044-45	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2045-46	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2046-47	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2047-48	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2048-49	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2049-50	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2050-51	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2051-52	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2052-53	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2053-54	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2054-55	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2055-56	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2056-57	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2057-58	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2058-59	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2059-60	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2060-61	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2061-62	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2062-63	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2063-64	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2064-65	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2065-66	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2066-67	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,733)	842,645	(1,477)	(673,541)	1862,050	(2,379,719)
2067-68	(236)	579,771	1,021,125	(2,510,73					

2015					2014				
Panc. Ric.	CTP	EM2	CEEPREV RD	Total	Piano Unico	CTP	EAA	CEEPREV RD	Total
22.403			1.277	23.680	23.680	236	1.277	1.000	2.513
22.403		536.421	1.066.748	12.609.870	12.609.870	(236)	(579.771)	(1.021.125)	(2.510.714)
-1.206.487	(34)				905.602				

[illegible]



21.6. Resultados do Ano 2000 Atualizado 000000

CONTABILIZACAO DAS ATIVIDADES PASSIVAS  
RECEBIMENTOS DO BALANÇO

	2000		2001		2002				
	P. e U. Unid.	CTP	E.A.	CEEPREV-BD	P. e U. Unid.	CTP	E.A.	CEEPREV-BD	Tot.
Passivo Ativo	112.653	14	516.401	219.415	866.329	216	519.771	137.812	812.882
Passivo de Reserva	112.653	14	516.401	219.415	866.329	216	519.771	137.812	812.882

MOVIMENTACAO DO PASSIVO ATIVO LIQUIDO RECEBIMENTOS DO BALANÇO

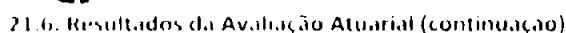
	2000		2001		2002				
	P. e U. Unid.	CTP	E.A.	CEEPREV-BD	P. e U. Unid.	CTP	E.A.	CEEPREV-BD	Tot.
Passivo Ativo	112.653	14	516.401	219.415	866.329	216	519.771	137.812	812.882
Passivo de Reserva	112.653	14	516.401	219.415	866.329	216	519.771	137.812	812.882

COMPANHIA DE RECURSOS HÍDRICOS

	P. e U. Unid.	CTP	E.A.	CEEPREV-BD	PLANO 2002	CTP	E.A.	CEEPREV-BD	Tot.
Passivo Ativo	112.653	14	516.401	219.415	866.329	216	519.771	137.812	812.882
Passivo de Reserva	112.653	14	516.401	219.415	866.329	216	519.771	137.812	812.882

ANEXOS EXERCÍCIOS ABERTOS

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	2071	2072	2073	2074	2075	2076	2077	2078	2079	2080	2081	2082	2083	2084	2085	2086	2087	2088	2089	2090	2091	2092	2093	2094	2095	2096	2097	2098	2099	2100	2101	2102	2103	2104	2105	2106	2107	2108	2109	2110	2111	2112	2113	2114	2115	2116	2117	2118	2119	2120	2121	2122	2123	2124	2125	2126	2127	2128	2129	2130	2131	2132	2133	2134	2135	2136	2137	2138	2139	2140	2141	2142	2143	2144	2145	2146	2147	2148	2149	2150	2151	2152	2153	2154	2155	2156	2157	2158	2159	2160	2161	2162	2163	2164	2165	2166	2167	2168	2169	2170	2171	2172	2173	2174	2175	2176	2177	2178	2179	2180	2181	2182	2183	2184	2185	2186	2187	2188	2189	2190	2191	2192	2193	2194	2195	2196	2197	2198	2199	2200	2201	2202	2203	2204	2205	2206	2207	2208	2209	2210	2211	2212	2213	2214	2215	2216	2217	2218	2219	2220	2221	2222	2223	2224	2225	2226	2227	2228	2229	2230	2231	2232	2233	2234	2235	2236	2237	2238	2239	2240	2241	2242	2243	2244	2245	2246	2247	2248	2249	2250	2251	2252	2253	2254	2255	2256	2257	2258	2259	2260	2261	2262	2263	2264	2265	2266	2267	2268	2269	2270	2271	2272	2273	2274	2275	2276	2277	2278	2279	2280	2281	2282	2283	2284	2285	2286	2287	2288	2289	2290	2291	2292	2293	2294	2295	2296	2297	2298	2299	2300	2301	2302	2303	2304	2305	2306	2307	2308	2309	2310	2311	2312	2313	2314	2315	2316	2317	2318	2319	2320	2321	2322	2323	2324	2325	2326	2327	2328	2329	2330	2331	2332	2333	2334	2335	2336	2337	2338	2339	2340	2341	2342	2343	2344	2345	2346	2347	2348	2349	2350	2351	2352	2353	2354	2355	2356	2357	2358	2359	2360	2361	2362	2363	2364	2365	2366	2367	2368	2369	2370	2371	2372	2373	2374	2375	2376	2377	2378	2379	2380	2381	2382	2383	2384	2385	2386	2387	2388	2389	2390	2391	2392	2393	2394	2395	2396	2397	2398	2399	2400	2401	2402	2403	2404	2405	2406	2407	2408	2409	2410	2411	2412	2413	2414	2415	2416	2417	2418	2419	2420	2421	2422	2423	2424	2425	2426	2427	2428	2429	2430	2431	2432	2433	2434	2435	2436	2437	2438	2439	2440	2441	2442	2443	2444	2445	2446	2447	2448	2449	2450	2451	2452	2453	2454	2455	2456	2457	2458	2459	2460	2461	2462	2463	2464	2465	2466	2467	2468	2469	2470	2471	2472	2473	2474	2475	2476	2477	2478	2479	2480	2481	2482	2483	2484	2485	2486	2487	2488	2489	2490	2491	2492	2493	2494	2495	2496	2497	2498	2499	2500	2501	2502	2503	2504	2505	2506	2507	2508	2509	2510	2511	2512	2513	2514	2515	2516	2517	2518	2519	2520	2521	2522	2523	2524	2525	2526	2527	2528	2529	2530	2531	2532	2533	2534	2535	2536	2537	2538	2539	2540	2541	2542	2543	2544	2545	2546	2547	2548	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580	2581	2582	2583	2584	2585	2586	2587	2588	2589	2590	2591	2592	2593	2594	2595	2596	2597	2598	2599	2600	2601	2602	2603	2604	2605	2606	2607	2608	2609	2610	2611	2612	2613	2614	2615	2616	2617	2618	2619	2620	2621	2622	2623	2624	2625	2626	2627	2628	2629	2630	2631	2632	2633	2634	2635	2636	2637	2638	2639	2640	2641	2642	2643	2644	2645	2646	2647	2648	2649	2650	2651	2652	2653	2654	2655	2656	2657	2658	2659	2660	2661	2662	2663	2664	2665	2666	2667	2668	2669	2670	2671	2672	2673	2674	2675	2676	2677	2678	2679	2680	2681	2682	2683	2684	2685	2686	2687	2688	2689	2690	2691	2692	2693	2694	2695	2696	2697	2698	2699	2700	2701	2702	2703	2704	2705	2706	2707	2708	2709	2710	2711	2712	2713	2714	2715	2716	2717	2718	2719	2720	2721	2722	2723	2724	2725	2726	2727	2728	2729	2730	2731	2732	2733	2734	2735	2736	2737	2738	2739	2740	2741	2742	2743	2744	2745	2746	2747	2748	2749	2750	2751	2752	2753	2754	2755	2756	2757	2758	2759	2760	2761	2762	2763	2764	2765	2766	2767	2768	2769	2770	2771	2772	2773	2774	2775	2776	2777	2778	2779	2780	2781	2782	2783	2784	2785	2786	2787	2788	2789	2790	2791	2792	2793	2794	2795	2796	2797	2798	2799	2800	2801	2802	2803	2804	2805	2806	2807	2808	2809	2810	2811	2812	2813	2814	2815	2816	2817	2818	2819	2820	2821	2822	2823	2824	2825	2826	2827	2828	2829	2830	2831	2832	2833	2834	2835	2836	2837	2838	2839	2840	2841	2842	2843	2844	2845	2846	2847	2848	2849	2850	2851	2852	2853	2854	2855	2856	2857	2858	2859	2860	2861	2862	2863	2864	2865	2866	2867	2868	2869	2870	2871	2872	2873	2874	2875	2876	2877	2878	2879	2880	2881	2882	2883	2884	2885	2886	2887	2888	2889	2890	2891	2892	2893	2894	2895	2896	2897	2898	2899	2900	2901	2902	2903	2904	2905	2906	2907	2908	2909	2910	2911	2912	2913	2914	2915	2916	2917	2918	2919	2920	2921	2922	2923	2924	2925	2926	2927	2928	2929	2930	2931	2932	2933	2934	2935	2936	2937	2938	2939	2940	2941	2942	2943	2944	2945	2946	2947	2948	2949	2950	2951	2952	2953	2954	2955	2956	2957	2958	2959	2960	2961	2962	2963	2964	2965	2966	2967	2968	2969	2970	2971	2972	2973	2974	2975	2976	2977	2978	2979	2980	2981	2982	2983	2984	2985	2986	2987	2988	2989	2990	2991	2992	2993	2994	2995	2996	2997	2998	2999	3000	3001	3002	3003	3004	3005	3006	3007	3008	3009	3010	3011	3012	3013	3014	3015	3016	3017	3018	3019	3020	3021	3022	3023	3024	3025	3026	3027	3028	3029	3030	3031	3032	3033	3034	3035	3036	3037	3038	3039	3040	3041	3042	3043	3044	3045	3046	3047	3048	3049	3050	3051	3052	3053	3054	3055	3056	3057	3058	3059	3060	3061	3062	3063	3064	3065	3066	3067	3068	3069	3070	3071	3072	3073	3074	3075	3076	3077	3078	3079	3080	3081	3082	3083	3084	3085	3086	3087	3088	3089	3090	3091	3092	3093	3094	3095	3096	3097	3098	3099	3100	3101	3102	3103	3104	3105	3106	3107	3108	3109	3110	3111	3112	3113	3114	3115	3116	3117	3118	3119	3120	3121	3122	3123	3124	3125	3126	3127	3128	3129	3130	3131	3132	3133	3134	3135	3136	3137	3138	3139	3140	3141	3142	3143	3144	3145	3146	3147	3148	3149	3150	3151	3152	3153	3154	3155	3156	3157	3158	3159	3160	3161	3162	3163	3164	3165	3166	3167	3168	3169	3170	3171	3172	3173	3174	3175	3176	3177	3178	3179	3180	3181	3182	3183	3184	3185	3186	3187	3188	3189	3190	3191	3192	3193	3194	3195	3196	3197	3198	3199	3200	3201	3202	3203	3204	3205	3206	3207	3208	3209	3210	3211	3212	3213	3214	3215	3216	3217	3218	3219	3220	3221	3222	3223	3224	3225	3226	3227	3228	3229	3230	3231	3232	3233	3234	3235	3236	3237	3238	3239	3240	3241	3242	3243	3244	3245	3246	3247	3248	3249	3250	3251	3252	3253	3254	3255	3256	3257	3258	3259	3260	3261	3262	3263	3264	3265	3266	3267	3268	3269	3270	3271	3272	3273	3274	3275	3276	3277	3278	3279	3280	3281	3282	3283	3284	3285	3286	3287	3288	3289	3290	3291	3292	3293	3294	3295	3296	3297	3298	3299	3300	3301	3302	3303	3304	3305	3306	3307	3308	3309	3310	3311	3312	3313	3314	3315	3316	3317	3318	3319	3320	3321	3322	3323	3324	3325	3326	3327	3328	3329	3330	3331	3332	3333	3334	3335	3336	3337	3338	3339	3340	3341	3342	3343	3344	3345	3346	3347	3348	3349	3350	3351	3352	3353	3354	3355	3356	3357	3358	3359	3360	3361	3362	3363	3364	3365	3366	3367	3368	3369	3370	3371	3372	3373	3374
--	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------



ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISSAS DO PLANO (Impacto nas despesas)	2015							
	Plano Oficial		CPI		EJA		CEPREN, BD	
<b>Despesas necessárias</b>								
Despesas obrigatórias	7.124	35%	1	100	11.007	100	10.750	100
Despesas facultativas	18.870	35%	1	100	17.702	100	17.497	100
<b>Despesas não necessárias</b>								
Despesas não essenciais (sem plano)	20.200	100%	1	100	20.007	100%	19.750	100%
Despesas não essenciais (sem plano)	24.800	100%	1	100	20.007	81%	19.750	79%
<b>Despesas totais</b>								
Despesas obrigatórias	74	200%	144	144%	144	144%	144%	144%
Despesas facultativas	84	200%	144	144%	144	144%	144%	144%

ANÁLISE DA VARIACÃO EM PERDAS (GASTOS) SOBRE AS OBRIGAÇÕES AJUZGADAS	2015			
	Plano Unico	CTP	EXA	CEESP/PROVIDO
- Atualizado (até 30/06/2015) em R\$ mil e centavos	67.061	0	26.707	118.383
- Atualizado (até 30/06/2015) em R\$ mil e centavos e atualizado até 30/06/2016	179	0	0	11.047
- Atualizado (até 30/06/2016) em R\$ mil e centavos e atualizado até 30/06/2017	118.383	0	0	0
<b>Total até 30/06/2017</b>	<b>165.623</b>	<b>0</b>	<b>26.707</b>	<b>129.430</b>
- Atualizado em R\$ mil e centavos	0	0	11.047	0
<b>Total até 30/06/2017 em R\$ mil e centavos e atualizado até 30/06/2017</b>	<b>165.623</b>	<b>0</b>	<b>37.754</b>	<b>129.430</b>

CATEGORIAS DOS ATIVOS DO PLANO	2015	
	Plano Líquido	CCEPREV BD
Ativos de Renda Fixa	11,0%	11,0%
Ativos de Renda Fixa - Crédito Privado	1,0%	1,0%
Ativos de Renda Fixa - Crédito Público	10,0%	10,0%
Ativos de Renda Variável	4,0%	10,0%
Ativos de Renda Variável - Equities	4,0%	10,0%
Ativos de Renda Variável - Derivativos	0,0%	0,0%
Ativos de Renda Variável - Hedge	0,0%	0,0%
Ativos de Renda Variável - Outros	0,0%	0,0%
Ativos de Renda Variável - Cash	0,0%	0,0%
Totais em percentual dos ativos do plano	100,0%	100,0%

## 2.2 OBRIGAÇÕES DA CONCESSÃO

Os saldos compõem-se de

[illegible]

### 22.1. Valores Destinados à Aplicação em Recursos PEE / P&D

O PEE e o P&D são programas de investimentos, estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL, calculados com base na receita operacional líquida das empresas, que resultam em economias e benefícios diretos para o consumidor, com ações implementadas nas instalações da unidade consumidora.

Aos Programas de Eficiência Energética - PEE e de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, a Companhia destina anualmente, no mínimo, 1% da receita operacional líquida, sendo 0,50% destinados ao P&D e 0,50% ao PEE. A aplicação dos recursos, registrada no ativo circulante, perfaz o montante de R\$1.948 referente ao PEE e R\$12.139 referente ao P&D (vide notas explicativas nº 9.2 e nº 9.3).

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.

### 22.2. Conta de Desenvolvimento Energético - Quota da CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, criada através da Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, artigo 13, e alterada pelo artigo 23 da Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, é uma conta cuja arrecadação é usada para promover a competitividade da energia elétrica produzida por usinas que utilizam fontes alternativas. As distribuidoras de energia são obrigadas a recolher, mensalmente, sua quota, que, por força da legislação atual, tem que ser homologada pela Aneel. O valor da quota é proporcional ao mercado atendido por cada empresa.

### 22.3. Repactuação de Dívida - CDE

O montante de R\$153.899 no Passivo Não Circulante refere-se ao Termo de Confissão e Repactuação de Dívida Vencida com o Fundo Setorial CDE celebrado com as Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras. O valor repactuado é R\$142.716 referente às faturas inadimplidas no período de 10/02/2015 a 10/07/2015 que somam o montante de R\$215.347 compensadas dos valores a receber no montante de R\$72.631, e estabelece a remuneração sobre variação da taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC *pro rata temporis* e amortização em 60 (sessenta) meses, sendo que nos 24 (vinte e quatro) primeiros meses serão pagos apenas os encargos sobre o saldo devedor.

### 23. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS, CIVEIS E TRIBUTÁRIAS

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

	R\$ MILHÕES				R\$ MILHÕES			
	2016	2015	2014	2013	2016	2015	2014	2013
Contingências	1078	1078	178	1433	1788	1058	-	1049
Contingências	1248	1248	154	1188	1218	1008	-	1187
Total	2326	2326	332	2621	3006	2066	-	2236



### 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:

31.12.2015				
Processos	Debit	Crédito	Total	
Processos em curso				
- Saldo do período	29.999	0.000		29.999
Processos não em curso				
- Saldo do período	100.000	0.000	0.000	100.000
- Lucro e Perda Prováveis	130.789	130.789	0.000	0.000
- Depósitos Judiciais	14.999	0.000	0.000	14.999
Total não em curso	245.788	130.789	0.000	115.000
Total geral	275.787	130.789	0.000	145.000
31.12.2014				
Processos	Debit	Crédito	Total	
Processos em curso				
- Saldo do período	30.427	0.000		30.427
Processos não em curso				
- Saldo do período	145.455	0.000	0.000	145.455
- Lucro e Perda Prováveis	179.999	179.999	0.000	0.000
- Depósitos Judiciais	0.000	0.000	0.000	0.000
Total não em curso	325.454	179.999	0.000	145.455
Total geral	355.881	179.999	0.000	175.880

### 23.2. Movimentação da provisão para contingências

Movimentação da Provisão para Contingências				
Processos	Debit	Crédito	Total	
- Saldo Inicial (Debit) 2014	145.455	0.000		145.455
- Novos Ingressos	0.000	179.999	179.999	179.999
- Pagamentos	0.000	0.000	0.000	0.000
- Montantes Revertidos	0.000	0.000	0.000	0.000
- Outros Ingressos Montantes	0.000	0.000	0.000	0.000
- Montantes Depreciados	0.000	0.000	0.000	0.000
- Saldo Final (Debit) 2015	145.455	179.999	0.000	175.880

### 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 aos efeitos financeiros das contingências foram determinadas com base em julgamento da Administração, considerando o histórico de perdas em processos de mesma natureza e a expectativa de êxito de cada processo, sendo provisionados os valores prováveis de perda destes processos. As ações ingressadas contra a Companhia 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 e prêmio assiduidade e outras.

#### 17.2. Litígios

A Companhia está sendo citada em diversos processos judiciais de natureza cível para os quais foi registrada provisão dos 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 convênios de devolução, corte/religação de energia, danos morais e materiais, revisão de consumo de energia, sustação de cobrança, honorários advocatícios, contrato de compra e venda de energia, desapropriação, revisão de contratos e encargo de capacidade emergencial e outras.

#### 17.2.1. Fundos de Garantia

A CEEE D obteve êxito na ação judicial de Compensação de Créditos derivados da demanda do Fundo de Assistência e Previdência do Trabalhador Rural – FUNRURAL, processo judicial nº 98.00.26268-7. Assim, no exercício de 2006, o contribuinte efetuou o reconhecimento do crédito no valor de R\$10.812, referente aos pagamentos indevidos do período de setembro de 1989 a junho de 1991. Até o final do exercício de 2007 a Companhia compensou o montante do crédito, todavia, em dezembro de 2007, o contribuinte recebeu Notificação de Lançamento de Débito oriundo da Fiscalização previdenciária do INSS referente aos valores compensados a título de FUNRURAL. A Companhia vem discutindo no âmbito administrativo essa matéria, cujo valor da cobrança perfaz atualmente cerca de R\$8.215 e, segundo parecer da área jurídica, o desfecho negativo é considerado como possível.

No que tange ao Imposto Sobre Circulação de Mercadorias – ICMS a CEEE-D possui contingências que se relacionam, em síntese, a um eventual recolhimento a menor do referido tributo. Esses contingentes perfazem cerca de R\$11.633 e conforme parecer jurídico a causa de desfecho negativo destas demandas é considerada possível.

#### 24. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDO

A Companhia, em consonância com o Pronunciamento Técnico CPC 32 (IAS 12) contabiliza seu passivo fiscal diferido referente a Imposto de Renda e Contribuição Social calculado à alíquota de 34%. Esse passivo refere-se ao valor do tributo sobre o lucro que será devido em período futuro relacionado a diferenças temporárias entre a base fiscal e a base societária da Companhia.

##### 24.1. Passivo Fiscal Diferido

Ativo e passivo líquido do Ativo Financeiro Disponível para venda

Exercícios Anteriores

Ativo líquido do Ativo Financeiro

Base de cálculo

30% da Base Negativa de Exercícios Anteriores

Base de cálculo líquido compensado

Alíquota Aplicável – 34%

Total do Passivo Fiscal Diferido

31.12.2008	31.12.2007
-	19.742
170.694	219.661
79.401	79.403
249.117	290.842
79.735	-
170.382	290.842
58%	34%
99.221	99.884

#### 24.2. Estimativa de Liquidação – Passivo Fiscal Diferido

A Administração estimou a realização do passivo fiscal diferido nos exercícios futuros:

	31.12.2015	31.12.2014
Exercício de 2016		887,7
Exercício de 2016	42,430	1.926
Exercício de 2017	1.167	8.928
Exercício de 2018	1.167	8.928
Acumulando Exercício de 2019	13.168	8.928
	<u>15.865</u>	<u>28.689</u>

#### 24.3. Prejuízo Fiscal de IRPJ e Base Negativa de Contribuição Social

Até 31 de dezembro de 2015, a Companhia acumulou prejuízos fiscais de Imposto de Renda e base negativa de Contribuição Social sobre o lucro nos valores de R\$2.492.195 (R\$1.770.826 em 31 de dezembro de 2014) e R\$2.492.195 (R\$1.770.826 em 31 de dezembro de 2014), respectivamente. Conforme a legislação tributária vigente, o limite de compensação destes prejuízos é de 30% do lucro real apurado em cada exercício, tendo natureza imprescritível.

O CPC 32 – Tributos sobre o Lucro descreve as condições para o reconhecimento de ativo fiscal diferido originado de diferenças temporárias, assim como de prejuízos fiscais e base negativa. Essas condições incluem expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, que comprovem a realização desse crédito fiscal. A Companhia revisa anualmente o estudo técnico de realização do crédito. O ativo fiscal diferido sobre diferenças temporárias e sobre prejuízos fiscais e base negativa não está reconhecido, na medida em que as condições para o seu registro não estão asseguradas. O valor do crédito não reconhecido totaliza, em 31 de dezembro de 2015, R\$1.090.058 (R\$877.265 de 31 de dezembro de 2014).

#### 25. OUTROS PASSIVOS

Os saldos compõem-se de:

DEBITANTE	Nota Explicativa	31.12.2015	31.12.2014
Reserva de Despesa de Emergência		1.884	1.888
Contribuição para o Fundo de Investimento Público - FIP		7.147	8.147
Programa de Retenção nos Resultados - PRR			138
Consumíveis	25.1	13.780	13.811
Recebimento ANEEL - Auto Inflação	25.2	1.690	-
Adicionalidade Recembentado Trabalhador	25.3	1.341	8.708
Adicionalidade Livre	25.4	8.600	14.908
Conta Gráfica	25.5	13.130	13.780
CCB Resoluto homologado pela ANEEL nº 834/2014 - nota explicativa nº 27		-	-8.690
CCB Resoluto homologado pela ANEEL nº 870/2015 - nota explicativa nº 33		10.704	-
Lucro e Minus para Entregas Tribuadas		9.781	14.908
Consumíveis		14.898	28.108
Total		<u>58.420</u>	<u>74.941</u>
MAIOR DEBITANTE			
Reserva de Despesa			1.108
Provisão Auto Inflação	25.6	10.811	13.604
Adicionalidade Recembentado Trabalhador	25.7		1.341
Adicionalidade Livre	25.8		1.341
Consumíveis de Emergência CCEE	25.9	10.474	13.888
Mutuo CEEB-DF	25.10	142.448	214.881
Total		<u>163.733</u>	<u>240.962</u>

#### 25.1. Consumidores

O valor de R\$18.793 (R\$20.532 em 31 de dezembro de 2014) refere-se aos créditos devido ao consumidor relativo a pagamento em duplicidade ou faturamento a maior.

#### 25.2. Parcelamento ANEEL – Auto de Infração

A Concessionária efetuou parcelamento junto à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL referente ao Auto de Infração nº 0094/2014-SFE, cujo montante acordado na data de adesão era de R\$ 1.956, e será pago em 12 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidadas 2 (duas) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$1.630:

Data do Evento	HISTÓRICO	Valor
04/10/2015	Parcelamento ANEEL	1.956
31/10/2015	Atualização até 31/10/2015	3
31/10/2015	Parcelas Pagas até 31/10/2015	1.329
	Saldo a Pagar	1.630
DIFERENTE		1.630
		1.630

#### 25.3. Acordo Judicial Reclamatoria Trabalhista

A Companhia efetuou acordo judicial relativo à reclamatória trabalhista impetrada pelo 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. O processo de conciliação foi efetivado em maio de 2011. O valor inicial da obrigação de responsabilidade da Companhia perfaz R\$22.451. O montante acordado será pago em 60 parcelas mensais e consecutivas, sendo as 10 (dez) primeiras no valor de R\$694 e as demais no valor de R\$310, corrigidas mensalmente pelo IGP-M, já tendo sido liquidadas 56 (cinquenta e seis) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$1.241 (R\$4.964 em 31 de dezembro de 2014):

Data do Evento	HISTÓRICO	Valor
15/05/2011	Acordo Reclamatoria Trabalhista SENERGISUL	22.451
31/10/2015	Parcelas Pagas até 31/10/2015	10.210
	Saldo a Pagar	1.241
DIFERENTE		1.241
NÃO DIFERENTE		1.241
		1.241

#### 25.4. Acordo Judicial Civil

A Concessionária efetuou acordo judicial civil referente à demanda impetrada pela ELETROSUL CENTRAIS ELETRICAS S.A. O processo de conciliação foi efetivado em setembro de 2014, e o valor da obrigação perfaz R\$ 22.173. O montante acordado será pago em 18 parcelas mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pelo IGP-M, já tendo sido liquidadas 14 (quatorze) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$5.603 (R\$20.160 em 31 de dezembro de 2014):

Data do Evento	Histórico	Saldo
29.09.2014	Acórdão Judicial Civil ELETROCEL	20.160
31.10.2015	Atualização até 31.10.2015	1.595
31.10.2015	Parcelas Pagas até 31.10.2015	15.155
	Saldo a Pagar	5.600
DIFERENTE		5.600
NÃO DIFERENTE		0
		5.600

#### 25.5. Provisão Autos de Infração

O valor de R\$23.801 (R\$18.604 em 31 de dezembro de 2014) no passivo não circulante refere-se a Autos de Infração que têm por objeto a aplicação de penalidades quanto a não conformidade dos índices de qualidade de atendimento e quanto às interrupções no fornecimento de energia elétrica e demora no restabelecimento do atendimento.

#### 25.6. Comercialização de Energia na CCEE

O valor de R\$15.464 (R\$13.989 em 31 de dezembro de 2014) 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, restando 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.

#### 25.7. Mútuo CEE GT

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 – CEEGT (mutuante) e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEED (mutuária) no valor de até R\$150.000 (cento e cinquenta milhões de reais) com regramento contratual de devolução em 24 (vinte e quatro) meses. 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 alterando o valor para R\$ 300.000 (trezentos milhões de reais) e mantendo o prazo de 24 (vinte e quatro) meses, cujo objeto foi a alteração de sua Cláusula Primeira. A administração da companhia autorizou a postergação do prazo do contrato de mútuo para maio de 2018. As parcelas liberadas, corrigidas mensalmente pela CDI, perfazem o montante de R\$342.448.

Data do Evento	Histórico	Saldo
31.10.2015	Parcelas Liberadas até 31.10.2015	342.448
31.10.2015	Atualização até 31.10.2015	0
	Saldo a Pagar	342.448
NÃO DIFERENTE		342.448
		342.448

## 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\$23.703, com a seguinte composição:

	31.12.2011				31.12.2010			
	Ordinárias		Preferenciais		Total		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
Capital Social	380.669.270	97,99	6.560.558	1,66	387.229.828	99,99	387.229.828	99,99
Reserva de Capital	380.669.270	97,99	6.560.558	1,66	387.229.828	99,99	387.229.828	99,99
Reserva de Lucros	380.669.270	97,99	6.560.558	1,66	387.229.828	99,99	387.229.828	99,99
Reserva de Incentivos Fiscais	380.669.270	97,99	6.560.558	1,66	387.229.828	99,99	387.229.828	99,99
Total	380.669.270	97,99	6.560.558	1,66	387.229.828	99,99	387.229.828	99,99

### 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\$1.592.060 correspondente à Conta de Resultados a Compensar - CRC contabilizada no resultado do exercício de 2009 no montante de R\$1.730.530, e posteriormente transferida para Reserva de Incentivos Fiscais até o limite do lucro líquido do exercício.

Considerando que a reserva constituída é inferior às subvenções registradas nos resultados dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 nos montantes de R\$67.334, R\$16.092 e R\$138.470, respectivamente, a mesma deverá ser complementada a partir dos resultados futuros até o montante de R\$1.813.957, conforme determina o § 3º do art. 18 da Lei nº 11.941 de 27 de maio de 2009.

### 26.3. Outros Resultados Abrangentes

Os saldos compõem-se de:

Ativo não classificado no Ativo Financeiro não circulante e não líquido do balanço patrimonial

31.12.2011	31.12.2010
10.000	10.000
10.000	10.000
10.000	10.000

## 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

Resultado Exercício  
Determinado Básico  
Média das Ações  
Resultado Básico por Ação (R\$)

31.12.2018		
Dividendos	Preferências	Total
427.738	73.440	501.178
330.669.270	6.660.338	337.329.608
1,33	1,11	1,23

Resultado Exercício  
Determinado Básico  
Média das Ações  
Resultado Básico por Ação (R\$)

31.12.2017		
Dividendos	Preferências	Total
427.738	73.440	501.178
330.669.270	6.660.338	337.329.608
1,33	1,11	1,23

### 27.2. Diluído

Resultado Diluído  
Resultado líquido das ações ordinárias  
Resultado líquido das ações preferenciais

31.12.2018	31.12.2017
501.178	427.738
73.440	73.440
574.618	501.178
330.669.270	330.669.270
6.660.338	6.660.338
337.329.608	337.329.608
1,33	1,23

Determinado Diluído  
Ações Ordinárias  
Ações Preferenciais

Resultado líquido por Ação (R\$)

## 28.1. Fornecimento de Energia Elétrica e Disponibilização do Sistema de Distribuição

Os saldos compõem-se de:

	2018 (R\$ mil)		2017 (R\$ mil)	
	2018	2017	2018	2017
Ativo	1.074.754	1.033.851	1.074.754	1.033.851
Passivo	1.074.754	1.033.851	1.074.754	1.033.851
Saldo	0,00	0,00	0,00	0,00
Ativo	1.074.754	1.033.851	1.074.754	1.033.851
Passivo	1.074.754	1.033.851	1.074.754	1.033.851
Saldo	0,00	0,00	0,00	0,00

CEEE DISTRIBUIÇÃO

	2018 (R\$ mil)		2017 (R\$ mil)	
	2018	2017	2018	2017
Ativo	1.074.754	1.033.851	1.074.754	1.033.851
Passivo	1.074.754	1.033.851	1.074.754	1.033.851
Saldo	0,00	0,00	0,00	0,00
Ativo	1.074.754	1.033.851	1.074.754	1.033.851
Passivo	1.074.754	1.033.851	1.074.754	1.033.851
Saldo	0,00	0,00	0,00	0,00

	2018 (R\$ mil)		2017 (R\$ mil)	
	2018	2017	2018	2017
Ativo	1.074.754	1.033.851	1.074.754	1.033.851
Passivo	1.074.754	1.033.851	1.074.754	1.033.851
Saldo	0,00	0,00	0,00	0,00
Ativo	1.074.754	1.033.851	1.074.754	1.033.851
Passivo	1.074.754	1.033.851	1.074.754	1.033.851
Saldo	0,00	0,00	0,00	0,00

\*A rubrica Outros se refere principalmente ao fornecimento e disponibilização do sistema de distribuição ao Serviço Público e a Iluminação Pública.

## 28.2. Receita de Construção

A Companhia reconhece as receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica, não sendo prevista, na estrutura tarifária a remuneração com margem diferente de zero sobre os serviços de construção. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após a dedução dos recursos provenientes do ingresso das obrigações especiais.

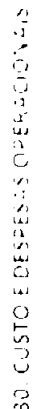
Em atendimento ao ICPC 01 (IFRIC 12) que estabelece que a concessionária de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita de serviços que presta de acordo com o CPC 17 – Contratos de Construção e CPC 30 – Receitas, a CEEE-D reconhece a receita de construção em igual valor ao custo de construção apurado no período.



**PR. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA**

	1.º SEM 2013	1.º SEM 2014
Receita Bruta		
Fornecimento de Energia Elétrica	1.852.000	1.899.000
Ativo Financeiro Letorale	274.888	25.254
Distribuição de Energia Elétrica	1.000	1.000
Disponibilização do Sistema de Distribuição	1.890.000	1.890.000
Energia Elétrica de Duto Fluido	1.000.000	1.000.000
Receita de Construção	1.000.000	1.000.000
Outras Receitas Operacionais	1.000.000	1.000.000
<b>Deduzidas da Receita</b>		
ICMS	1.000.000	999.999
PIS e COFINS	1.000.000	1.000.000
Dutos Elétricos	1.000	1.000
Energia Elétrica de Duto Fluido	1.000.000	1.000.000
Energia Elétrica de Duto Fluido - REC - UNME - FISCOT - FEE	1.000.000	1.000.000
Dutos Elétricos	1.000	1.000
Unidade Geradora - Energia Elétrica - REC	1.000.000	1.000.000
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSE	1.000	1.000
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>1.000.000</b>	<b>1.000.000</b>

A Companhia passou a efetuar a apropriação das despesas referentes à Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSE na rubrica de deduções da receita operacional, tendo em vista as instruções e orientações do órgão regulador.



Os saldos compõem-se de:

18

## 29. CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

Os saldos compõem-se de:

Energia elétrica comprada para revenda  
 Repasse CCRBT - Conta 409 - Custo de Energia  
 Energia usada no sistema

31.12.2013	31.12.2014
1.444.401	1.026.427
	237.927
238.342	1.264.354
1.682.743	1.293.481

### 29.1. Repasse Conta CCRBT - Custo de Energia

O custo de energia das distribuidoras apresentou um aumento desde o exercício de 2013 tendo em vista as condições hidro-energéticas desfavoráveis e a exposição involuntária das concessionárias no mercado de curto prazo. Por meio do decreto nº 8.401 de 05 de fevereiro de 2015 ficou regulamentado o funcionamento da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT cujo objetivo é administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Os recursos disponíveis na CCRBT serão repassados/compensados aos agentes de distribuição considerando os valores efetivamente realizados das variações referentes aos custos de geração e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo e a cobertura tarifária vigente.

### 29.2. Energia Elétrica Comprada para Revenda

#### COMPONENTES

Energia comprada Hidro  
 Energia comprada Hidro - curta  
 Energia comprada Térmica  
 Energia comprada Fontes - renováveis e Outras

31.12.2013	31.12.2014
771.223	600.087
627.870	287.824
677.697	693.000
692.601	67.992
2.469.391	1.728.903

\* Valor em reais (Repasse CCRBT 2013)

#### COMPONENTES

Energia comprada Hidro  
 Energia comprada Hidro - curta  
 Energia comprada Térmica  
 Energia comprada Fontes - renováveis e Outras

31.12.2013	31.12.2014
1.439.944	1.121.144
1.692.006	1.443.400
1.478.741	1.439.070
698.724	1.000.448
5.309.415	3.994.062





Os saldos compõem-se de:

1. Saldo de liquidação de operações em  
2. Saldo de liquidação de operações em  
3. Saldo de liquidação de operações em

2013-2014		2012-2013	
R\$	mil	R\$	mil
1.000	1.000	1.000	1.000
2.000	2.000	2.000	2.000
3.000	3.000	3.000	3.000

#### 34. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos compõem-se de:

1. Saldo de liquidação de operações em  
2. Saldo de liquidação de operações em  
3. Saldo de liquidação de operações em  
4. Saldo de liquidação de operações em  
5. Saldo de liquidação de operações em  
6. Saldo de liquidação de operações em  
7. Saldo de liquidação de operações em  
8. Saldo de liquidação de operações em  
9. Saldo de liquidação de operações em  
10. Saldo de liquidação de operações em

11. Saldo de liquidação de operações em  
12. Saldo de liquidação de operações em  
13. Saldo de liquidação de operações em  
14. Saldo de liquidação de operações em  
15. Saldo de liquidação de operações em  
16. Saldo de liquidação de operações em  
17. Saldo de liquidação de operações em  
18. Saldo de liquidação de operações em  
19. Saldo de liquidação de operações em  
20. Saldo de liquidação de operações em

21. Saldo de liquidação de operações em  
22. Saldo de liquidação de operações em  
23. Saldo de liquidação de operações em  
24. Saldo de liquidação de operações em  
25. Saldo de liquidação de operações em  
26. Saldo de liquidação de operações em  
27. Saldo de liquidação de operações em  
28. Saldo de liquidação de operações em  
29. Saldo de liquidação de operações em  
30. Saldo de liquidação de operações em

4

2013-2014		2012-2013	
R\$	mil	R\$	mil
1.000	1.000	1.000	1.000
2.000	2.000	2.000	2.000
3.000	3.000	3.000	3.000
4.000	4.000	4.000	4.000
5.000	5.000	5.000	5.000
6.000	6.000	6.000	6.000
7.000	7.000	7.000	7.000
8.000	8.000	8.000	8.000
9.000	9.000	9.000	9.000
10.000	10.000	10.000	10.000
11.000	11.000	11.000	11.000
12.000	12.000	12.000	12.000
13.000	13.000	13.000	13.000
14.000	14.000	14.000	14.000
15.000	15.000	15.000	15.000
16.000	16.000	16.000	16.000
17.000	17.000	17.000	17.000
18.000	18.000	18.000	18.000
19.000	19.000	19.000	19.000
20.000	20.000	20.000	20.000
21.000	21.000	21.000	21.000
22.000	22.000	22.000	22.000
23.000	23.000	23.000	23.000
24.000	24.000	24.000	24.000
25.000	25.000	25.000	25.000
26.000	26.000	26.000	26.000
27.000	27.000	27.000	27.000
28.000	28.000	28.000	28.000
29.000	29.000	29.000	29.000
30.000	30.000	30.000	30.000

5

6

Descrição	Unidade	2015		2014	
		Salário	Encargos	Salário	Encargos
<b>Administradores</b>					
Diretores	1	1.108	1.108	1.108	1.108
Administradores não empregados	2	1.108	1.108	1.108	1.108
Administradores empregados	3	1.108	1.108	1.108	1.108
<b>Administradores não empregados</b>					
Diretores	1	1.108	1.108	1.108	1.108
Administradores não empregados	2	1.108	1.108	1.108	1.108
<b>Administradores empregados</b>					
Diretores	1	1.108	1.108	1.108	1.108
Administradores empregados	2	1.108	1.108	1.108	1.108
<b>Total</b>		<b>3.324</b>	<b>3.324</b>	<b>3.324</b>	<b>3.324</b>
<b>Administradores não empregados</b>					
Diretores	1	1.108	1.108	1.108	1.108
Administradores não empregados	2	1.108	1.108	1.108	1.108
<b>Total</b>		<b>2.216</b>	<b>2.216</b>	<b>2.216</b>	<b>2.216</b>
<b>Administradores empregados</b>					
Diretores	1	1.108	1.108	1.108	1.108
Administradores empregados	2	1.108	1.108	1.108	1.108
<b>Total</b>		<b>2.216</b>	<b>2.216</b>	<b>2.216</b>	<b>2.216</b>

#### 34.1. 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 de Administração. O montante gasto com remuneração, encargos e benefícios dos Administradores em 31 de dezembro de 2015 foi de R\$2.108 (R\$2.078 em 31 de dezembro de 2014), possuindo 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 conforme Plano de Contas da ANEEL.

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.

#### REMUNERAÇÃO - BENEFÍCIO - ENCARGOS

Salário Integral  
Verba de Representação  
Honorários  
Encargos  
Empregado  
Diretores  
Diretores Empregados  
Total

	31.12.2015	31.12.2014
Salário Integral	1.108	1.108
Verba de Representação	1.108	1.108
Honorários	1.108	1.108
Encargos	1.108	1.108
Empregado	1.108	1.108
Diretores	1.108	1.108
Diretores Empregados	1.108	1.108
Total	<b>3.324</b>	<b>3.324</b>



### 35. 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:

	Ativo	31.12.2013	31.12.2012
Ativos Financeiros			
Menorados pelo Impacto do Método Resultado			
Devedores Financeiros de Caixa			
Títulos e Valores em Carteira	1	6.489	4.171
Aplicações Financeiras	2	1.476	1.544
Ativos Financeiros			
Títulos e Valores em Carteira	3	7.570	8.888
Contratos de Derivados	4		1.888
Aplicações Financeiras em andamento	5	1.181	4.771
Empréstimos e Financiamentos			
Contratos de Derivados e Aplicações em andamento	6	888.004	487.088
Disponibilidades			
Investimentos em Títulos do Governo, Cartão de Resseguro e Compensação (CPC)	11		4.888
Ativo Financeiro de Contratos	12	4.170	1.888.000
<b>Total</b>		<b>1.024.310</b>	<b>2.022.359</b>
Passivos Financeiros			
Menorados pelo Impacto do Método Resultado			
Empréstimos	17	488.000	381.478
Empréstimos e Financiamentos e Derivados	22	478.071	888.000
<b>Total</b>		<b>966.071</b>	<b>1.269.478</b>

#### 35.1. Gerenciamento de Riscos Financeiros

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

As contas a receber de consumo de energia elétrica de poderes públicos, federal, estadual e municipal (administração direta), e de empresas controladas por essas esferas de governo, estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$150.765. A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE D, possui também registrado nas contas patrimoniais parcelamentos com o Governo do Estado do Rio Grande do Sul no montante de R\$21.946 e com Prefeituras Municipais no montante de R\$62.858. Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia são os seguintes:

##### 35.1.1. Risco de Crédito

Risco de crédito é o risco da 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:

	Ativo Financeiro	31.12.2015	31.12.2014
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	73.962	42.703
Ativo Financeiro de Longo Prazo	5	9.751	27.446
Ativo Financeiro de Curto Prazo	5	393.024	427.056
Investimentos em Títulos do Governo (Conta de Respostas e Contas de FIDC)	10	-	24.998
Ativo Financeiro Total	15	476.737	722.203
		<u>476.737</u>	<u>722.203</u>

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.

A Companhia atua no mercado de distribuição de energia elétrica, atendendo a todos os clientes cativos na sua área de concessão conforme previsto nos contratos de concessão assinados com Poder Concedente, o risco de crédito se origina quando a Companhia incorre em perdas resultantes do não recebimento de valores faturados a seus consumidores. Para amenizar os riscos decorrentes do fornecimento de energia na distribuição, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento, caso o cliente deixe de realizar seus pagamentos.

No geral a Administração entende que não há risco de crédito significativo no qual a Companhia está exposta, considerando as características das contrapartes, níveis de concentração e relevância dos valores em relação ao faturamento.

#### I. Perdas por redução no valor recuperável - (Impairment)

A Companhia identificou evidências de perda por redução no valor recuperável nas contas a receber que já são reduzidas de provisão para crédito de liquidação duvidosa.

#### II. Garantias

A Companhia concedeu garantia quando da captação de recursos através do Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - FIDC, sendo que parte das 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.

#### 4.2. Política de Preços

As tarifas são reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e, anualmente, são reajustadas pelas variações dos custos não gerenciáveis (denominado Parcela A) e pela variação do IGP-M para custos gerenciáveis (denominado Parcela B). O Reajuste Tarifário Anual tem como objetivo restabelecer o poder de compra da receita obtida por meio das tarifas praticadas.

Outro mecanismo de atualização das tarifas é a Revisão Tarifária Periódica, realizada a cada quatro anos, que tem como principal objetivo, analisar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão

#### 4.3. Política de Contratação

A quantidade de energia comprada para atendimento à Companhia está baseada na previsão de consumo para os próximos 5 anos. A legislação (Lei nº 10.848 de março de 2004 e Decreto nº 5.163 de julho de 2004) permite que a Companhia descontrate mensalmente a energia correspondente ao atendimento de consumidores livres, quando de sua saída. Também prevê a possibilidade de descontração de energia decorrente da entrada em operação de energia contratada anteriormente a 16 de março de 2004, anualmente por variação de mercado até 4% da energia contratada nos leilões de energia existente, duas





Grande volatilidade do preço da energia liquidada no curto prazo, para atender variações sazonais de demanda, provocada por variações climáticas que interferem na disponibilidade de geração hídrica em cada mês;

Despacho de geração térmica para substituir a falta eventual de geração hídrica, o que eleva os preços dos contratos por disponibilidade na proporção do custo do combustível utilizado nesta geração;

#### 13.1.4 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 atrelado aos contratos de compra de energia de Itaipu e Empréstimos e Financiamentos, vinculados ao Dólar Americano e que não possuem dispositivos de proteção contra alterações na taxa de câmbio. As alterações cambiais provenientes dos contratos de energia de Itaipu serão repassadas à tarifa por meio do mecanismo da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A- CVA.

##### 1. Análise de sensibilidade

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 31/12/2015 cuja cotação do dólar corresponde a R\$3,90 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio prevista na mediana das expectativas de mercado do Bacen para 31/03/2016, correspondente ao dólar a R\$4,05. 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.

Item	Cenário Base em 31/12/2015	Provável	25%	50%
Exposição US\$				
Empréstimos e Financiamentos	451.072	516.568	645.710	774.851
Fornecedores - Itaipu Binacional	385.748	441.759	552.198	662.638
Fornecedores - Outros	826.820	958.326	1.197.909	1.437.489
Efeito Líquido da Variação Cambial			239.582	479.163

#### 13.1.5 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 Companhia 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 a seguir demonstra os valores esperados de liquidação em cada faixa de tempo.

Ativo/Passivo	Unidade	31/12/15	31/12/16	31/12/17	31/12/18	31/12/19
<b>Ativo Financeiro</b>						
Caixa e equivalentes	R\$ mil	1.000	1.000			
Aplicações Financeiras	R\$ mil	1.000	1.000	1.000		
Outros Ativos Financeiros	R\$ mil	1.000	1.000			
<b>Passivo Financeiro</b>						
Empréstimos e Financiamentos	R\$ mil	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Outros Passivos	R\$ mil	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000



*Atividade de Capital*

A Companhia visa uma estrutura de capital que seja coerente com o cenário macroeconômico e setorial e que também seja capaz de salvaguardar sua capacidade de continuidade a fim de que se mantenha a confiança do investidor e que seja possível a captação de novos financiamentos para garantir a execução de seus investimentos.

Por meio de uma estrutura de capital saudável é possível equilibrar o saldo de dívidas e de patrimônio e para manter ou ajustar a sua estrutura de capital, a Companhia tem a possibilidade de revisar a sua prática de pagamento de dividendos, de alongar o perfil de sua dívida bem como de alienar os ativos alheios à concessão.

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora a sua estrutura de capital por meio do endividamento do patrimônio líquido. Esse índice corresponde à dívida líquida expressa como percentual do capital próprio. A dívida líquida corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazo), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e de investimentos em títulos do governo. O capital próprio corresponde ao patrimônio líquido.

	Nota Explanatória	31/12/2015	31/12/2014
Endividamento			
Empréstimos e financiamentos	44	4.117.178	3.715.411
Caixa e equivalentes de caixa	5	(1.796.411)	(42.711)
Investimentos em títulos do governo	10	(40.998)	(60.998)
Dívida líquida		3.879.769	3.611.692
Patrimônio líquido		4.835.961	3.810.194
Endividamento em relação ao patrimônio líquido		79,9%	94,8%

Do endividamento total de empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2015, 0,86% (30,86% em 31 de dezembro de 2014) estão registrados no passivo circulante e 99,14% (69,14% em 31 de dezembro de 2014) no passivo não circulante.

#### *15.1.3 Risco de Juros 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 Companhia 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 31/12/2015 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação dos indicadores CDI e IPCA previstos na mediana das expectativas do Relatório Focus, do Bacen, de 31/12/2015. 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.

			cenário atual	cenário 1	cenário 2	cenário 3
Ativos						
Ativos não financeiros						
Ativos financeiros						
Passivos						
Passivos não financeiros						
Passivos financeiros						

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 passivos financeiros tendo em vista os riscos avaliados na data das Demonstrações Financeiras conforme sugerido no CPC 40 e IFRS7. 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.

#### 3.1.2 - Valor justo

Os valores justos dos ativos e passivos financeiros, juntamente com os valores contábeis apresentados no balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2015, são os seguintes:

		Valor Contábil	Valor Justo
Ativos			
Ativos não financeiros			
Ativos financeiros			
Passivos			
Passivos não financeiros			
Passivos financeiros			

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

#### 3.1.3 - Instrumentos de valor justo

Os diferentes níveis foram definidos como a seguir:

- Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos
- Inputs, exceto preços cotados, incluídas no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços)
- Premissas, para o ativo ou passivo, que não são baseadas em dados observáveis de mercado (inputs não observáveis).

A tabela abaixo apresenta instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo utilizando um método de avaliação e classificados conforme tabela a seguir:

	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
Ativo Financeiro			
Ativo financeiro líquido			
- Ativo financeiro	1.400	1.400	
- Ativo financeiro	1.400		1.400
Ativo financeiro líquido			
- Ativo financeiro	1.400		1.400
- Ativo financeiro	1.400		1.400
Ativo financeiro líquido	1.400		1.400
	<u>1.400</u>	<u>1.400</u>	<u>1.400</u>

	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2013
Ativo Financeiro			
Ativo financeiro líquido			
- Ativo financeiro	1.400	1.400	
- Ativo financeiro	1.400		1.400
Ativo financeiro líquido			
- Ativo financeiro	1.400		1.400
- Ativo financeiro	1.400		1.400
Ativo financeiro líquido	1.400		1.400
Ativo financeiro líquido	1.400	1.400	
Ativo financeiro líquido	1.400	1.400	
	<u>1.400</u>	<u>1.400</u>	<u>1.400</u>

De 1 a 10 - Continuação do balanço patrimonial

**Nível 1** – O valor justo das quotas subordinadas do FIDC, Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata e dos Investimentos em Títulos do Governo 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 das aplicações financeiras vinculadas, aplicação SIAC/BANRISUL, 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. SEGUROS

Os ativos com cobertura para incêndio, queda de raio, explosões e danos elétricos foram aqueles considerados essenciais, em que ocorrendo o sinistro, implicará a possibilidade de comprometer a garantia e a confiabilidade na continuidade da prestação de serviço. O seguro patrimonial foi contratado com a TOKIO MARINE BRASIL SEGURADORA S.A., contrato 9947698, e tem vigência de 11/04/2015 à 11/04/2016. O valor do ativo segurado é de R\$43.976 e o valor do prêmio é de R\$96.

### 37. ASSUNTOS REGULATORIOS

#### 37.1 Investimentos

O montante de R\$215.408 refere-se a todos os dispêndios realizados no exercício de 2015 a título de Investimentos.

	31/12/2014	Adições	Baixas	Depreciação	Obrigações Especiais	31/12/2015
Em Subestações	27.192	227.477	27.192	27.192	25.652	201.698
<b>Total</b>	<b>1.935.826</b>	<b>215.408</b>	<b>(10.538)</b>	<b>97.199</b>	<b>(36.652)</b>	<b>2.016.698</b>

\*Informações não auditadas

Destacam-se, entre os principais projetos nos quais foram aplicados recursos (adições) no exercício de 2015, os seguintes:

	Adições
<b>Em Subestações</b>	<b>66.384</b>
Em Subestações 138kV	20.845
Em Subestações 138kV	1.441
Em Subestações 138kV	4.243
Em Subestações 138kV	374
Em Subestações 138kV	1.717
Em Subestações 138kV	4.211
Em Subestações 138kV	1.441
Em Subestações 138kV	14.129
<b>Em Redes</b>	<b>46.465</b>
<b>Em Linhas</b>	<b>8.160</b>
<b>Concessionárias</b>	<b>21.540</b>
<b>Em Outros</b>	<b>21.540</b>
<b>Total</b>	<b>16.813</b>

**PAULO DE TARSO GASPARI PINHEIRO MACHADO**

Diretor Presidente

**ROBERTO BALAU CALAZANS**

Diretor

**CÉSAR LUIS BAUMGRATZ**

Diretor

**LEONARDO HOFF**

Diretor

**CARLOS RONALDO VIEIRA FERNANDES**

Diretor

**LUIS CARLOS SACILOTO TADIELLO**

Diretor

**JÚLIO ELÓI HOFER**

Diretor

**ELISANGELA MOURA RODRIGUES**

Contadora CRCRS 62384



## RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

### Aos Administradores e Acionistas

#### Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica S.A.

CEEE D (a "Companhia") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do passivo a descoberto 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.

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 21.6 às demonstrações financeiras, a Companhia através da Fundação CEEE de Seguridade Social - Eletrocee 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 2015 este plano apresentava déficit atuarial no montante de R\$ 221.320 mil (2014 - R\$ 130.140 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 2015, a Companhia reconheceu uma provisão para fazer frente ao referido passivo atuarial

no montante de R\$ 110.660 mil (2014 – R\$ 65.070 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\$ 110.660 mil (2014 – R\$ 65.070 mil) em 31 de dezembro de 2015 e o prejuízo do exercício está apresentado a menor em R\$ 4.397 mil (2014 – R\$ 5.317 mil).

#### **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 Distribuição de Energia Elétrica S.A. - CEEE D em 31 de dezembro de 2015, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

#### **Ênfase**

Chamamos a atenção para as Nota 1.4 às demonstrações financeiras, que descreve que a Companhia tem apurado sucessivos prejuízos e apresentou passivo a descoberto e excesso de passivos sobre ativos circulantes no encerramento do exercício nos montantes de R\$ 483.596 mil e R\$ 475.335 mil, respectivamente. Essa situação suscita dúvida substancial sobre a sua continuidade operacional. Conforme descrito na Nota 1.3 às demonstrações financeiras, a administração elaborou o "Plano de Ajuste Estrutural da CEEE-D", que estabelece as diretrizes, ações e metas para o saneamento da situação econômica e financeira da Companhia. As demonstrações financeiras não incluem quaisquer ajustes em virtude dessas incertezas. Nossa opinião não está ressalvada em função desses assuntos.

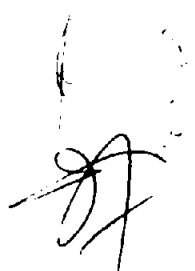
#### **Outros assuntos**

##### **Informação suplementar - demonstração do valor adicionado**

Examinamos também a Demonstração do Valor Adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, preparada 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. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, exceto pelo efeito do assunto descrito no parágrafo "Base para opinião com ressalva", está adequadamente apresentada, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Porto Alegre, 28 de março de 2016.

PricewaterhouseCoopers  
Auditores Independentes  
CRC 25P000160/O-5 "F" 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 Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, 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 08.467.115/0001-00, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da CEEE D relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2015.

Porto Alegre, 28 de março de 2016

  
**PAULO DE TARSO GASPÁR PINHEIRO MACHADO**  
Diretor Presidente

  
**ROBERTO BALAU CALAZANS**  
Diretor

  
**CÉSAR LUIS BAUMGRATZ**  
Diretor

  
**LEONARDO HOFF**  
Diretor

  
**CARLOS RONALDO VIEIRA FERNANDES**  
Diretor

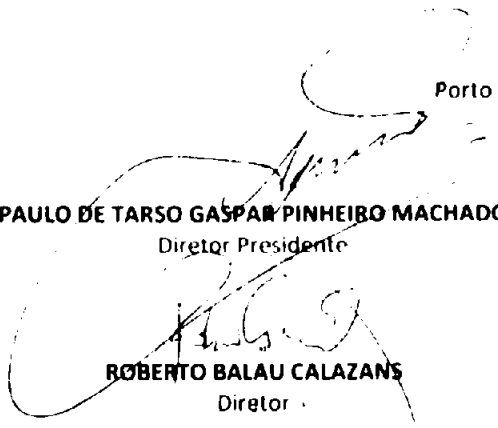
  
**LUIS CARLOS SACILOTTO TADIELLO**  
Diretor

  
**JÚLIO ELÓI HOFER**  
Diretor

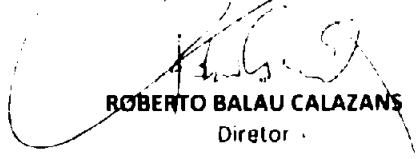
**DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA SOBRE O RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES**

Em atendimento a Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, 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 08.467.115/0001-00, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no Relatório da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes relativamente às Demonstrações Financeiras da CEEE-D referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2015, exceto quanto à ressalva apontada, conforme o conteúdo da nota explicativa nº 21.6.

Porto Alegre, 28 de março de 2016.



**PAULO DE TARSO GASPARI PINHEIRO MACHADO**  
Diretor Presidente



**ROBERTO BALAU CALAZANS**  
Diretor




**CÉSAR LUIS BAUMGRATZ**  
Diretor



**LEONARDO HOFF**  
Diretor



**CARLOS RONALDO VIEIRA FERNANDES**  
Diretor



**LUIS CARLOS SACHETTO TADIELLO**  
Diretor



**JÚLIO ELÓI HOFER**  
Diretor

**PARECER DO CONSELHO FISCAL**

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, em cumprimento às disposições legais e estatutárias, tendo analisado no decorrer do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2015, 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, 28 de março de 2016.

Humberto Brandão Canuso  
Presidente do Conselho Fiscal

Vladia Viana Regis  
Conselheira

Leandro Sonne  
Conselheiro

Olmiro Cavazzola  
Conselheiro

Adriana Furlanetto  
Conselheira

### 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 2015, encerrado em 31 de dezembro de 2015, 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 a apreciação dos Acionistas.

Porto Alegre, 28 de março de 2016.

Artur José de Lemos Júnior  
Presidente do Conselho de Administração

Paulo de Tarso Pinheiro Machado

Vera Inêz Salgueiro Lermen

Ivan Jorge Bechara Filho

Vicente José Rauber

Ademir Baretta

Daniel Vargas de Farias

Sidney do Lago Júnior



**DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**  
**INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS**

**DEZEMBRO 2015**

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 2015 e 2014.

Valores expressos em milhares de reais.

**SUMARIO****Relatorio de Administração**

Relatório de Administração	03
----------------------------	----

**Demonstrações Financeiras**

Balancos Patrimoniais	24
Demonstração dos Resultados	25
Demonstração dos Resultados Abrangentes	25
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido	26
Demonstração dos Fluxos de Caixa	27
Demonstração dos Valores Adicionados	28

**Notas Explicativas**

Notas Explicativas	29
--------------------	----

**Relatórios**

Relatório dos Auditores Independentes	100
Declaração dos Diretores	102
Parecer do Conselho Fiscal	104
Manifestação do Conselho de Administração	105

*[Handwritten signatures and initials]*

#### 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 2015, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes, do Conselho Fiscal e da manifestação do Conselho de Administração.

#### 1. MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Ao iniciarmos essa gestão, em janeiro de 2015, confirmamos a impressão que sempre tivemos como cidadãos e consumidores. Tratava-se de um grande grupo empresarial que abriga na sua estrutura uma robusta cadeia produtiva do setor elétrico com seus três elos: Geração, Transmissão e Distribuição. Encontramos um cenário de grandes oportunidades, mas também um ambiente de muitas ameaças. Neste contexto, adotamos fortes medidas de gestão, primando pela transparência e atuando com prontidão e preventivamente. Dentre as principais medidas já tomadas, criamos o Comitê de Racionalização de Gastos e a Sala de Monitoramento para acompanhar de perto os principais projetos e obras. Reestruturamos a dívida e estamos investindo no incremento da receita.

No ano de 2015 a CEEE GT priorizou os projetos dispostos no Acordo de Resultados celebrado junto ao Governo do Estado do RS e definiu seus indicadores operacionais em aderência as metas expostas nos contratos de concessão, o que favoreceu a consolidação de uma gestão técnica, contribuindo para o equilíbrio econômico-financeiro da Companhia. Neste interim, cabe destacar que no exercício em referência, a CEEE-GT conseguiu reverter o resultado negativo apresentado nas suas três últimas Demonstrações Financeiras, gerando lucro em 2015.

A CEEE-GT além de suas iniciativas próprias, no campo da expansão de transmissão, participa de empreendimentos concedidos em parceria com outras empresas, através de (Sociedades de Propósitos Específicos) SPE's, em leilões realizados pela ANEEL: TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia, com a TESB - Transmissora de Energia Sul-Brasil LTDA e com a FOTE - Fronteira Oeste Transmissora de Energia.

Na área de meio ambiente, merece destaque o fato de que em 2015, pelo segundo ano consecutivo, a empresa conseguiu obter todos os licenciamentos junto aos Órgãos Ambientais.

Ainda em 2015, evoluímos consideravelmente no desenvolvimento do novo sistema corporativo SAP, denominado CONVEX. O novo ERP (Enterprise Resource Planning) permitirá que a Companhia trabalhe de forma integrada, consolidada e otimizando os processos. Este projeto, no seu cronograma de trabalho, possui a previsão de implantação projetada para o final do primeiro semestre de 2016.

Cabe destacar que no ano de 2016 a CEEE-GT deverá definir os norteadores estratégicos para o quinquênio 2016-2020, focar sua atuação estratégica nos projetos dispostos no Plano de Ajuste Estrutural, onde serão priorizadas as ações que visam à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da Companhia e, com relação a sua Política de Investimento deverá concluir as obras contratadas pelo consórcio TESB o Complexo Eólico Povo Novo, primeiro parque de geração eólica da empresa e analisará a possibilidade de renovar a concessão, antecipadamente, da Usina Hidrelétrica de Itaúba, que representa aproximadamente 50% (cinquenta por cento) da capacidade de geração de energia elétrica da CEEE-GT.

#### 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.

## 2.1 Composição Acionária

A composição acionária da empresa, em 31 de dezembro de 2015 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
ELETRONBRAS	122.681.434	32,23	3.505.584	53,44	126.187.018	32,59
MUNICIPIOS	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
<b>TOTAL</b>	<b>380.669.270</b>	<b>100</b>	<b>6.560.558</b>	<b>100</b>	<b>387.229.828</b>	<b>100</b>

## 2.2. Reconhecimentos

### Prêmio 500 Maiores do Sul

O Grupo CEEE ocupou a 10ª colocação no ranking do Rio Grande do Sul e a 29ª posição na região Sul do Brasil, em 2015. O ranking Grandes & Líderes - 500 Maiores do Sul é elaborado pela Revista Amanhã em conjunto com a PwC, com dados coletados no balanço financeiro das empresas (ou grupos). A publicação também apurou que, de acordo com a receita líquida (receita bruta menos os abatimentos, devoluções e tributos), o Grupo CEEE é o 5º maior no setor de energia da Região Sul e o 8º maior do RS.

### Medalha Tiradentes

O presidente Paulo de Tarso Pinheiro Machado recebeu, no dia 03 de dezembro, no Palácio da Polícia, a Medalha Tiradentes, concedida pela Polícia Civil do RS. O presidente do Grupo CEEE foi indicado pela importante parceria com a instituição.

### Ranking Estadão Empresas Mais

No estudo elaborado pelo jornal O Estado de São Paulo, a CEEE também conquista posição de destaque entre as 1500 maiores companhias do Brasil. Com metodologia diferente da aplicada pela revista Amanhã, o Ranking Estadão classificou a CEEE-GT como a 725ª empresa com maior receita líquida.

### Prêmio Qualidade da Transparência Contábil

A CEEE-GT recebeu o Prêmio Qualidade da Transparência Contábil, conferido pela Abraconee - Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica. O Diploma pelo 3º lugar obtido como "Melhor Divulgação das Demonstrações Financeiras", na categoria Companhia de Médio Porte, do exercício de 2014, foi entregue no XXXI Encontro Nacional dos Contadores do Setor de Energia Elétrica realizado, de 21 a 25 de novembro, em Uberlândia (MG).

## 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 Normalização 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 e Conselho de Consumidores. 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.

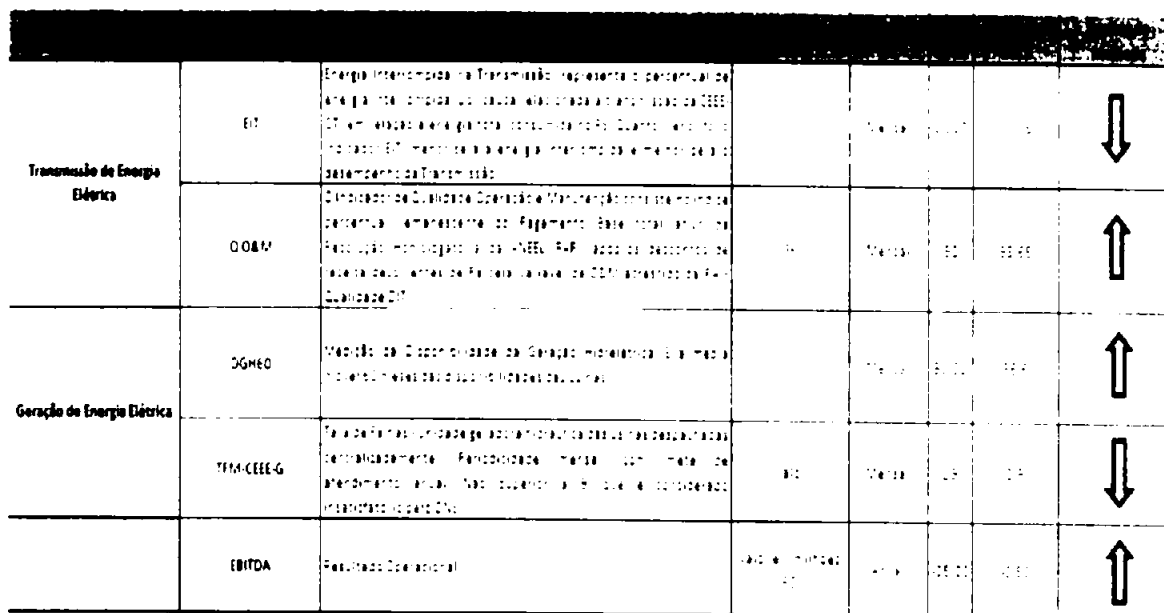
### 3.4. Tecnologia da Informação

Em 2016 teremos a implantação do novo Sistema Integrado de Gestão Empresarial (ERP) que deverá ocorrer a partir de maio de 2016. O Sistema de gestão empresarial adquirido pelo Grupo CEEE é o mesmo utilizado em 90% das empresas do setor elétrico nacional que trabalham com ERP e trará vários benefícios como: otimização e centralização dos processos alinhando-os às melhores práticas de mercado; processos claros, integrados e sem retrabalho; confiabilidade das informações, devido a forte integração entre os Sistemas; maior alinhamento entre estratégias e operações; maior controle, produtividade e acesso imediato às informações para tomada de decisão; possibilidade de reestruturação organizacional.

### 3.5. Acordo de Resultados

Em 2015, a Companhia celebrou junto a Secretaria de Minas e Energia do Governo do Estado do RS o **Acordo de Resultados**. Este acordo formaliza os principais compromissos das empresas estatais vinculadas ao Governo do Estado do Rio Grande do Sul e a Sociedade, estabelecendo um conjunto de ações, indicadores e metas a serem alcançadas no ano.

Os resultados alcançados confirmam o compromisso da gestão com a eficiência operacional, a racionalização dos gastos e assertividade nos investimentos. Cabe destacar que todos os indicadores técnicos e financeiros constantes no referido Acordo lograram êxito, superando as metas propostas, conforme demonstrado no quadro que segue:



Através da 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

6 | 7

14

Garantia Física e Potência às distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN, sendo a Companhia remunerada pela operação e manutenção destas usinas.

A CEEE-GT comercializou em 2015, além dos montantes entregues na forma de Cotas, entre contratos de compra e venda, um total de 262 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).

Em 9 de dezembro de 2015 foi publicada a Lei nº 13.203 que dispõe, entre outros temas, sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. A partir das determinações desta Lei e do contido na Resolução Normativa ANEEL nº 684/2015, a qual estabelece os critérios de anuência da ANEEL e demais condições para repactuação, a Administração decidiu por não aderir à proposta, mantendo a ação judicial que limita a redução, via Fator de Ajuste do MRE (GSF), a 5% da Garantia Física.

#### 4.1 Aspectos Regulatórios

A remuneração dos investimentos das usinas com as concessões renovadas foi definida pela Resolução Normativa ANEEL nº 642, de 16 de dezembro de 2014, que estabelece critérios e procedimentos para realização de investimentos que serão considerados nas tarifas de aproveitamentos hidrelétricos alcançados pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, desta forma, as intervenções de maior valor (Grupo 2) dependem de aprovação de um plano de investimento pela agência reguladora e definição de receita adicional para remuneração dos investimentos. Os serviços de menor valor (Grupo 1) podem ser realizados sem autorização prévia da ANEEL e serão remunerados na revisão tarifária subsequente, até o limite aprovado no plano de investimento da usina.

Por meio da Nota Técnica nº 042/2015-SRG-SFF/Anel - Análise dos investimentos que serão considerados no reajuste da receita das usinas da CEEE-GT, de 01 de junho de 2015, resultado da análise do plano de investimentos das usinas encaminhado pela CEEE-GT em abril de 2015, a Anel definiu os valores da remuneração dos investimentos de menor valor (Grupo 1) que demandarão receita a partir de 2015, ou seja, estes valores foram incorporados na Receita Anual de Geração (RAG).

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

#### 4.1.1 Indicadores de Desempenho Operacional e de Produtividade

##### 4.1.1.1 Disponibilidade e Produtividade

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 2015, que corresponde à média acumulada no ano, ficou em 96,6%.

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 2015 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.

**DMHA - Indicador PPR**  
Disponibilidade Média Móvel (60 meses, ponderada pela capacidade física das Usinas) - Usinas Hidroelétricas (UHE's)

	jan/15	fev/15	mar/15	abr/15	mai/15	jun/15	jul/15	ago/15	set/15	out/15	nov/15	dez/15	desvio da meta	folga em dias (1UG)	Limite	Observações
Itaúba	97,55%	97,55%	97,55%	97,02%	97,20%	97,21%	97,02%	96,94%	96,89%	96,78%	96,42%	96,33%	7,97%	574	89,58%	referência ANEEL
Passo Real	95,04%	95,03%	94,97%	94,97%	94,96%	94,97%	94,98%	95,58%	96,42%	97,04%	97,13%	97,13%	5,47%	197	89,58%	referência ANEEL
Jariá	96,20%	96,21%	96,15%	96,07%	96,02%	96,09%	96,20%	96,12%	96,06%	96,04%	96,05%	96,05%	2,19%	244	93,87%	referência ANEEL
Média no ano	96,79%	96,79%	96,77%	96,69%	96,52%	96,54%	96,43%	96,51%	96,62%	96,67%	96,48%	96,43%	6,47%		96,32%	referência ANEEL

71

1



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.

a) 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 2015 a CEEE-GT concluiu a implantação de novos transformadores em 4 Subestações, aumentando em 233 MVA a potência instalada ao sistema de transmissão, totalizando 9.713 MVA. Houve um aumento de 2,46% de capacidade instalada em relação a 2014. Os principais empreendimentos que entraram em operação comercial que contribuíram para esse aumento na capacidade instalada foram nas subestações de Pelotas3, Santo Ângelo 2, São Vicente do Sul e Scharlau.

b) 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 2010 e 2015.

Valores do Indicador IIT

Indicador	2010	2011	2012	2013	2014	2015
IIT Geral (%)	0,0060	0,0071	0,0049	0,0060	0,0066	0,0057
IIT Transmissão (%)	0,0039	0,0060	0,0047	0,0058	0,0041	0,0049

**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 2015 e a EDT Média é o resultado da média dos doze meses do ano de 2015.

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

Valores do Indicador EDT

Indicador	2010	2011	2012	2013	2014	2015
EDT Total - Geral (MWh)	1866,11	2217,98	1580,51	2002,44	2379,69	1540,15
EDT Total - Transmissão (MWh)	1206,78	1885,27	1504	2100,59	1429,31	1809,27
EDT Média - Geral (MWh)	155,51	184,83	131,71	175,05	198,31	128,35
EDT Média - Transmissão (MWh)	100,56	157,11	125,62	166,87	119,11	150,77

## 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 2015, totalizaram cerca de R\$383,289 milhões. Para 2016 está previsto um investimento de R\$253,2 milhões.

O quadro abaixo resume a forma como recursos foram aportados:

Investimento CEEE-GT	2015
	R\$ Mil
Expansão, manutenção & operação de USINAS	11.162
Expansão, Manutenção & Operação de SUBESTAÇÕES e LINHAS	91.762
Participações em Geração e Transmissão	280.060
Apoio Administrativo e Qualificação da Infraestrutura	305
<b>Total</b>	<b>383.289</b>

**Fonte:** Valores realizados em 2015, conforme relatórios do Sistema de Informações Econômico-Financeiras – Módulo Orçamentário (SIEF-O).

### 5.1. Geração

#### 5.1.1. Expansão e Modernização da Geração

Tendo como objetivo de aumentar sua participação no mercado através da renovação e ampliação do parque existente, bem como participações em novos projetos das diversas fontes de energia, em especial as Pequenas Centrais Hidrelétricas, biomassa e a energia eólica através da qual a companhia expandirá em 52,5 MW (Megawatt) a sua capacidade de geração. Destacadas abaixo, as principais realizações no âmbito da expansão da geração:

- Ampliação da capacidade de produção de energia através da implantação de parques eólicos e participações em Sociedades de Propósito Específico – SPE's. Tendo sido concluída a aquisição de 10% das SPE's: Parques Eólicos Palmares, Ventos da Lagoa, Ventos do Litoral, Ventos do Sul e Ventos dos Índios, localizados na região de Osório e Palmares, conforme acordo de Investimentos firmado em 2012. Todos os parques eólicos já estão em operação, com potência total de 375,40 MW;
- Implantação do Complexo Eólico de Povo Novo no município de Rio Grande, com potência total de 52,5 MW. Este Complexo é constituído por três SPE's, pertencentes à CEEE-GT, denominadas Centrais Geradoras Eólicas Ventos de Curupira, Ventos de Povo Novo e Ventos da Fazenda Vera Cruz, estando a entrada em operação prevista para setembro de 2016.

#### 5.1.2. Manutenção e Operação da Geração

A ação de **Manutenção e Operação da Geração** objetiva manter o percentual ótimo de disponibilidade do fornecimento de energia elétrica. No ano de 2015, a Companhia superou a meta estabelecida para o parâmetro Energia Disponibilizada, alcançando o percentual de 96,5%, resultado da soma de esforços operacionais e da aplicação de recursos da ordem de R\$ 181,15 milhões (sendo R\$1,25 milhões em despesas de capital e R\$179,90 milhões em despesas correntes) em manutenção e operação da geração, promovendo a modernização e adequação das usinas existentes e também a melhoria da confiabilidade, qualidade, segurança e rentabilidade da produção de energia elétrica.

#### 5.1.3. Atividade nas unidades de geração

As principais obras de **Expansão da Geração** que iniciarão ou terão continuidade em 2016 são:

91

Handwritten signature and initials.



- UHE Bugres: A ampliação da UHE Bugres, autorizada pela ANEEL, possui previsão de início das obras no 2º Semestre de 2016, projetando aumento da capacidade de produção de energia através da ampliação do parque existente. A potência instalada da UHE Bugres passará de 11,12 MW para 19,20 MW, com entrada em operação prevista para o 1º semestre de 2018.
- Povo Novo: A implantação do Complexo Eólico de Povo Novo no município de Rio Grande de 03 Centrais Geradoras Eólicas, sendo elas:
  - CGE Ventos de Curupira, com Potência Instalada de 23,1 MW.
  - CGE Ventos de Povo Novo, de 8,4 MW.
  - CGE Ventos da Fazenda Vera Cruz, com Potência de 21,0 MW.

Este empreendimento integra a matriz de produção de energia sustentável, ampliando a produção eólica do Estado do Rio Grande do Sul, prevê um montante de investimento na ordem de R\$300 Milhões, em valores atuais, com entrada em operação prevista para setembro de 2016. Sua potência é suficiente para fornecer energia para cerca de 90 mil residências e gera em torno de 800 empregos diretos.

Para a ação de **Manutenção e Operação da Geração** será dada continuidade as manutenções das Usinas com vistas a manter a disponibilidade e qualidade da produção de energia. Os principais projetos que preveem novos investimentos em modernização e automação do parque gerador são:

- Usinas UHE Ernestina, previsão de automatização em Janeiro de 2017;
- Usinas UHE Guarita, previsão de automatização em Abril de 2017;
- Usinas G2 UHE Capigui, previsão de automatização em Junho de 2017;
- Usina UHE Passo Real, previsão de automatização em Novembro de 2017

## 5.2. Transmissão

### 5.2.1. Expansão da Transmissão

A ação **Expansão da Transmissão** tem foco na construção e na ampliação de linhas de transmissão e de subestações de energia elétrica. No ano de 2015, foram aplicados R\$ 353,08 milhões (sendo R\$293,61 milhões em despesas de capital e R\$59,47 milhões em despesas correntes) na expansão da transmissão da companhia, tendo a sua capacidade sido ampliada em 233 MVA (Megavolt-ampere).

Na Tabela a seguir temos as principais Obras com suas localizações, com foco na expansão da transmissão da CEEE-GT através obras da ampliação de Subestações:

Expansão da Transmissão - Obras e Serviços em Subestações			
COREDE	Subestação	Especificação	Situação
Alto Jacuí	SE Passo Real	Ampliação	Em andamento
Campanha	SE Bagé 2	Ampliação	Concluído
Fronteira Noroeste	SE Santa Rosa	Ampliação	Em andamento
Fronteira Oeste	SE Livramento 2	Ampliação	Concluído
Fronteira Oeste	SE Uruguaiana 5	Ampliação	Concluído
Fronteira Oeste	SE São Borja 2	Ampliação	Em andamento

Médio Alto Uruguai	SE Guarita	Ampliação	Em andamento
Metropolitano Delta do Jacui	SE Eldorado do Sul	Ampliação	Em andamento
Metropolitano Delta do Jacui	SE Guaíba 2	Ampliação	Em andamento
Missões	SE Santo Ângelo 2	Ampliação	Em andamento
Noroeste Colonial	SE Ijuí	Ampliação	Em andamento
Sul	SE Pelotas 3	Ampliação	Em andamento
Sul	SE Quinta	Ampliação	Em andamento
Vale do Jaguarí	SE São Vicente	Ampliação	Concluído
Vale do Rio dos Sinos	SE Scharlau	Ampliação	Em andamento
Vale do Rio dos Sinos	SE Canoas 1	Ampliação	Em andamento

A CEEE-GT além de suas iniciativas próprias, no campo da expansão de transmissão, participa de empreendimentos de transmissão concedidos em parceria com outras empresa, através de (Sociedades de Propósitos Específicos) SPE's, em leilões realizados pela ANEEL: TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia, com a TESB - Transmissora de Energia Sul-Brasil LTDA e com a FOTE - Fronteira Oeste Transmissora de Energia. A seguir estão discriminados os empreendimentos viabilizados em cada uma das participações, sendo elas:

**TSLE** - Consórcio formado entre CEEE-GT com participação de 49% e Eletrosul com 51%. O valor do empreendimento é estimado em R\$709 milhões e viabilizará a conexão dos Parques Eólicos de Santa Vitória do Palmar, bem como possibilitará a interligação de novos Parques Eólicos que estão em estudos. Os principais empreendimentos deste Consórcio são: LT Nova Santa Rita - Povo Novo; LT Povo Novo - Marmeleiro; LT Marmeleiro - Santa Vitória do Palmar; SE Povo Novo; SE Marmeleiro e SE Santa Vitória do Palmar. Obras concluídas.

**TESB** - Consórcio formado pela CEEE-GT, PROCABLE e INSIGMA, onde a CEEE - GT possui 90,4% de participação. O valor em Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC's) aplicados pela CEEE-GT em 2015 foi de R\$195,64 milhões. Este investimento possibilitará a interligação de novos Parques Eólicos que estão em estudos. Os principais empreendimentos deste Consórcio são: LT Porto Alegre 9 x Porto Alegre 8; LT Porto Alegre 9 x Nova Santa Rita; LT Campo Bom x Taquara; LT Restinga x Viamão 3; LT Restinga x Porto Alegre 13; SE Jardim Botânico; SE Viamão 3; SE Restinga; SE Candelária 2.

**Fonte:** Consórcio formado entre CEEE-GT com participação de 49% e Eletrosul com 51%. O valor do empreendimento é estimado em R\$ 222 milhões. Os principais empreendimentos, no Rio Grande do Sul, são: LT Santo Angelo x Maçambará; SE Santa Maria 3.

#### 4.2.1 Manutenção e Operação da Transmissão

A ação **Manutenção e Operação da Transmissão** estão focadas nas atividades de manutenção da garantia do bom desempenho e disponibilidade do sistema. No ano de 2015, a CEEE-GT aplicou R\$79,73 milhões (sendo R\$13,86 milhões em despesas de capital e R\$65,87 milhões em despesas correntes) em obras nas diversas Subestações e Linhas do Sistema de Transmissão, alcançando a marca de 99,85% para o desempenho e disponibilidade do sistema. As atividades contidas no escopo da ação envolvem investimentos em obras e serviços no sistema, incluindo subestações, linhas de transmissão e serviços de telecomunicação visando o atendimento dos parâmetros definidos pelo ONS - Operador Nacional do Sistema e pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

11

8

### 5.2.2 Modernização de Instalações de Transmissão

As principais obras com andamento em 2016 para a ação **Expansão da Transmissão** são:

Obra	Descrição	Previsão de Conclusão
SE Scharlau	Adequação do setor de 230 kV - 2EL + 1 CT (TR5 230/23 kV existente).	jan-16
LT 230 KV CIN - GUA 2	LT 230 kV Cidade Industrial Guaíba 2 - Instalação de 38,2 km de cabo OPGW com 24 fibras.	fev-16
SE Santo Ângelo 2	Instalação do segundo TR 69/23 kV - 25 MVA e substituição do pátio de 23 kV existente.	fev-16
SE Guarita	Adequação do Módulo Geral: 3º TR - 230/69 kV - 83 MVA; Instalação TR 69/23 kV - 25 MVA e adequação do setor de 23 kV.	mar-16
SE São Borja 2	Banco de Capacitores - 230 kV - 30 MVAR; Banco de Capacitores de 3,6 MVAR - 23 kV; Adequação do Módulo Geral, 3º TR - 230/69 kV - 50 MVA.	fev-16
SE Passo Real	Adequação do Módulo Geral, TR - 230/138 kV - 3X50 MVA.	mai-17
SE Santa Rosa 1	Instalação do 2º TR 69/23 kV e conexões associadas, adequação do setor 23 kV.	mar-16
LT 138 KV UPF - ERE	Recapacitação para 167 MVA - 42 km.	set-16
SE Ijuí	Novo barramento 23 kV e adequação e ampliação do Módulo Geral; Instalação de um módulo de CCP 23 kV para o BC 23 kV de 3,6 MVAR.	abr-16
SE Quinta	Terceiro Transformador Trifásico 230/138 kV, de 50 MVA.	mai-16
SE Taquara	Adequação do Setor 138 kV.	nov-16
SE Canoas 1	TR2 - 230/23 kV - 50 MVA; Dois Bancos de Capacitores 3,6 MVAR - 23 kV; Seccionamento da LT PAL 9 - CIN.	nov-16
SE Eldorado	Seccionamento LT 230 kV Porto Alegre 9 - Camaquã; Banco de Capacitores 23 kV - 3,6 MVAR e conexões; Instalação de módulo de interligação de barramentos 23 kV.	nov-16

Para a ação de **Manutenção e Operação da Transmissão** será dada continuidade as manutenções das Subestações e Linhas visando manter o bom desempenho e disponibilidade do sistema.

O **Lançamento de Fibra Ótica** é uma atividade necessária para a interligação das diversas subestações da CEEE GT e visa melhorar a comunicação e o envio de dados para os Centros de Operação do Sistema da empresa e do Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro - ONS. O trecho de lançamento projetado, apresentado no quadro adiante, encontra-se na fase de obra civil com previsão de conclusão para março de 2016:

#### Lançamento de Fibra Ótica - Cabo OPGW

Linha Transmissão	Trecho	Extensão	Situação
LT Canoas	LT 230 kV Cidade Industrial (Canoas) x Guaíba 2	38,2 km	Em andamento

Outra realização da Companhia diz respeito à **Modernização de Instalações de Transmissão**. Esta realização consiste em investimentos para atender a modernização de Subestações existentes, definidas pelos organismos do Setor elétrico: EPE - Empresa de Pesquisa Energética, ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico e ANEEL.



Agência Nacional de Energia Elétrica, sendo necessárias para o bom funcionamento das instalações de Transmissão, onde temos a seguinte Obra concluída em 2015:

### Modernização de Instalações de Transmissão

Corede	Subestação	Situação
Metropolitano Delta do Jacui	SE Porto Alegre 9	Concluído

Esta subestação foi objeto de reforma da central de manobra e circuitos de proteção e controle do TR1. Substituição do Pannel de serviços Auxiliares de CA e CC, Substituição de 2 Bancos de Baterias e 2 Retificadores e adequação do setor de 13,8 kV (13 módulos). Os serviços foram concluídos e totalizaram mais de R\$3,38 milhões.

### 5.2. Participação no Mercado de Energia Elétrica

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

Empreendimentos	Participação CEEE
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 Chapeiro (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 a 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)

14 |

9.

## 6.1 Indicadores Sociais

### 6.1.1 Composição Demográfica

A força de trabalho da Empresa é formada, majoritariamente, por eletricitistas, técnicos e engenheiros, profissões que, historicamente, são exercidas por homens. Isso se reflete diretamente no quadro de empregados, dos quais 15,25% são mulheres e 84,75% são homens.

Temos ainda sobre o quadro de empregados que, a maior parte destes (40,23%) se encontra na faixa de idade entre 31 e 41 anos. Referente ao grau de instrução, 30,66% tem nível superior e 15,49% tem algum tipo de pós-graduação (especialização, mestrado, doutorado), tem-se ainda que 19,69% tem ensino médio, 30,27% ensino técnico e 2,49% concluíram o ensino fundamental. A CEEE-GT encerrou o ano de 2015 com 1.285 empregados.

A CEEE-GT acompanha a composição dos grupos de empregados por categoria, de acordo com gênero e faixa etária, no sentido de mapear oportunidades de melhoria em programas destinados garantir o princípio de igualdade de oportunidades.

Em 2015, 95 estudantes estagiaram na CEEE-GT. Em 31 de dezembro de 2015 a Empresa contou com um total de 95 estagiários (7,39% em relação ao total de empregados), dos quais 24 cursavam ensino superior, 51 cursavam ensino médio e 20 cursavam ensino técnico.

A taxa de rotatividade (turnover) é historicamente baixa e como nos anos anteriores manteve este padrão ficando em 0,15% como taxa média do ano de 2015.

Por se tratar de uma Empresa de economia mista, há a necessidade legal de realização de concursos públicos para a contratação de novos empregados na CEEE-GT. Por isto, não existe uma diretriz para contratados locais.

### 6.1.2 Diversidade e Inclusão

A Empresa respeita a diversidade e não permite qualquer tipo de discriminação por razão de raça, cor, sexo, ideologia, nacionalidade, religião ou qualquer outra condição pessoal, física ou social de seus profissionais. Em 2015, não houve casos de discriminação encaminhados por meio dos canais de comunicação relativos ao Código de Ética.

Em seus concursos públicos, a CEEE-GT faz a reserva de 10% do total de vagas cabíveis para pessoas portadoras de necessidades especiais. Há no quadro de pessoal, 26 empregados portadores de deficiência o que representa 2,02%.

Durante o ano, a Empresa realizou diversas ações para difundir o seu compromisso da diversidade entre todos os empregados, utilizando os meios de comunicação interna e eventos presenciais para envolvê-los na temática.

No período de abrangência do presente relatório não ocorreram na Empresa, registros de demissão, suspensão ou advertência, de empregado por corrupção ou discriminação. Não ocorreram da mesma forma registros de violação de direito dos povos indígenas.

### 6.1.3 Remuneração

A CEEE-GT conta com um Plano de Cargos e Salário (PCS) que prevê promoções por antiguidade em anos pares e por merecimento em anos ímpares.

As promoções por desenvolvimento profissional ocorrem mensalmente, de acordo com a existência de vagas e as demais exigências estabelecidas em seu regulamento.

Os empregados podem acompanhar sua situação funcional, relativa às promoções, pelo sistema corporativo. No ano de 2015 foram promovidos 54 empregados, conforme segue:

A CEEE-GT adota o modelo de remuneração flexível que relaciona o desempenho dos empregados ao alcance de metas e resultados estabelecidos para um determinado período de tempo.

A política de remuneração da CEEE-GT não diferencia homens e mulheres. As diferenças de remuneração estão relacionadas à dinâmica estabelecida no PCS. Para acompanhar este indicador e a referida dinâmica, a Empresa utiliza o sistema corporativo, verificando a proporção do salário base entre homens e mulheres, por categoria funcional.



#### *6.1.1 Avaliação de desempenho*

O indicador de avaliação de desempenho é monitorado através do sistema corporativo, considerando o número de avaliações satisfatórias e insatisfatórias para um determinado período.

A Empresa tem interesse que todos realizem avaliação de desempenho, uma vez que isto contribui para o crescimento da organização e gera oportunidades de identificação de melhorias.

A avaliação de desempenho é um dos critérios obrigatórios para que os empregados habilitem-se às promoções.

O processo de avaliação de desempenho ocorre em datas fixas e pré-estabelecidas. Aqueles empregados que se encontram afastados (licenças de saúde, maternidade, acidente de trabalho) realizam suas avaliações quando do retorno às suas atividades.

#### *6.1.2 Programa de Desligamento Incentivado (PDI)*

Este Programa visa contribuir com a adequação dos recursos humanos às necessidades da Empresa, auxiliando no equilíbrio da maturidade profissional. A iniciativa também atende àqueles empregados que ansiavam por novas oportunidades fora da CEEE-GT, proporcionando incentivo financeiro aos empregados que aderirem.

Em 2015 foram desligados através do PDI, 37 empregados, distribuídos entre as áreas da Empresa.

A tabela e os gráficos a seguir retratam a distribuição de custo por área e o número de empregados desligados pelo Programa, distribuídos por Carreira.

O valor despendido com o Programa de Desligamento Incentivado foi de R\$7 milhões e engloba valores de incentivo, verbas de rescisão e respectivos encargos.

#### *6.1.3 Relações Sindicais*

A CEEE-GT reconhece que as entidades sindicais são representantes legítimas de seus empregados, respeita as opções de filiação de seus empregados e mantém uma interação constante com as entidades sindicais por meio de uma gerência instituída para esta finalidade.

A CEEE-GT possui empregados representados pelo Sindicato dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul, Sindicato dos Engenheiros no Estado do Rio Grande do Sul e outros. A totalidade dos empregados é abrangida pelos acordos coletivos firmados entre a Empresa e essas entidades. Também estão previstas liberações permanentes e esporádicas de dirigentes e representantes sindicais para as atividades sindicais permitidas e o procedimento para que se realizem nas instalações da Empresa, dentre outras questões. São garantidas atividades sindicais dentro das instalações da Empresa, desde que seja feita solicitação, com exposição de motivos e pauta, com antecedência, à Diretoria Administrativa.

Além dos benefícios determinados pela legislação trabalhista, o acordo coletivo prevê auxílio-creche, assistência aos empregados com filhos portadores de necessidades especiais, previdência complementar, patrocínio de cursos de pós-graduação a empregados enquadrados em cargos de nível superior, plano de saúde, plano odontológico, 180 dias de licença maternidade e participação nos lucros e resultados.

Anualmente a CEEE-GT realiza a negociação do acordo coletivo de trabalho abrangendo todos os empregados ativos e inativos. As negociações ocorrem entre a Diretoria da Empresa e os sindicatos, que, conforme demonstrativo abaixo, representam, no corrente ano, 1.285 empregados ativos.

Em 2015, a CEEE-GT realizou inúmeras reuniões com as entidades sindicais, visando à celebração do acordo coletivo de trabalho e do acordo coletivo específico relativo à participação nos lucros e resultados. As questões envolvendo os demais acordos específicos também foram discutidas, possibilitando a renovação dos mesmos.

No que concerne ao direito de greve, numa área de atuação cujos serviços são considerados essenciais à população, deve haver uma comunicação formal pelas entidades sindicais ou pelos trabalhadores com 72 horas de antecedência ao evento, conforme estabelecido pela Lei nº 7.783/99.

#### 6.1. Investimentos em capacitação de Recursos Humanos

A CEEE-GT utiliza o conceito de Educação Corporativa, promovendo a capacitação profissional dos seus empregados através da realização de treinamentos voltados para o desenvolvimento das competências (conhecimentos, habilidades e atitudes) necessárias para a execução das atividades da Empresa.

A Companhia, através do Centro Técnico de Aperfeiçoamento e Formação-CETAF, possui uma parceria com a Universidade Estadual do Rio Grande do Sul-UERGS, disponibilizando seu espaço ocioso à Universidade mediante o pagamento mensal das despesas de manutenção do imóvel e o fornecimento de cursos para o desenvolvimento de seus empregados, como pós-graduação, promovendo uma capacitação atualizada e de qualidade.

Em 2015, a CEEE-GT atingiu 31,20 horas de treinamento por empregado com foco nos eixos temáticos Regulatório, Legal e Estratégico, totalizando 39.882 horas. O investimento direcionado para melhoria dos indicadores operacionais, técnicos e de saúde e segurança, em consonância com as exigências dos diferentes órgãos reguladores e fiscalizadores, representou um total de R\$805,532 mil.

#### 6.2. Pesquisa e Desenvolvimento

A Pesquisa e Desenvolvimento busca incentivar processos e projetos inovadores que venham fazer frente aos desafios tecnológicos do setor elétrico tendo como base a regulamentação do Programa de P&D do segmento. O investimento total em 2015 foi de mais de R\$1,09 milhões, destacando-se entre os projetos o de:

##### 6.2.1. Inserção da geração Solar Fotovoltaica

Tem por objetivo instalar a usina projetada conectada à rede de distribuição com capacidade de 550kWp, utilizando como fonte de Geração de Energia Painéis Fotovoltaicos. A proposição de arranjos técnicos e comerciais para projeto de geração de energia elétrica através de tecnologia solar fotovoltaica, de forma integrada e sustentável, buscando criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica e infraestrutura técnica e tecnológica para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética nacional. Público Alvo: GRUPO CEEE - TRENSURB - AEROMÓVEL - PREFEITURA DE PORTO ALEGRE. Justificativa: Projeto de P&D em atendimento a Lei nº 9.991/2000. Considerado como Estratégico pela ANEEL, se dá para intuito de fomentar a inserção de projetos de geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira. Previsão de conclusão: 2016. Em fase de elaboração e convalidação do Edital de Licitação para execução da obra da Usina, bem como, aguardando assinatura do Termo Aditivo de Prazo do Projeto, prorrogando para 31/12/16, junto à TRENSURB.

#### 7. DESEMPENHO ECONÔMICO E FINANCEIRO

Preliminarmente ressalta-se que o resultado do Grupo CEEE no exercício de 2015 foi de R\$(429,2) milhões ante R\$(725,4) milhões registrados em 2014. Houve redução de 40,83% do prejuízo no exercício, com a reversão de prejuízo no montante de R\$ 296,1 milhões.

No que pertine o segmento de geração e transmissão, a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT registrou lucro líquido de 84,9 milhões no exercício de 2015, em alta de 130,32%, mediante reversão de um prejuízo apresentado no exercício de 2014 de R\$(280,1) milhões. Ressalte-se que tal resultado não era atingido desde o exercício de 2011.

O Ebitda (lucro antes de juros, depreciação e impostos) foi de R\$(567) mil, em alta de 99,88% ante o ebitda do exercício de 2014 R\$(473,9) milhões, sinalizando a convergência para o equilíbrio econômico financeiro da Companhia, revertendo os resultados negativos verificados nos exercícios de 2013 e 2014 neste indicador.

A receita operacional líquida da Geração e Transmissão no exercício de 2015 foi de R\$ 542,7 milhões, em queda de 7,89% ante os R\$ 589,2 milhões do exercício de 2014.

O Custo do serviço de energia elétrica apresentou redução de 48,48%, foi de R\$ 387,3 milhões em 2015, ante 751,8 milhões no exercício de 2014.

Os Custos gerenciáveis (Despesas Operacionais) apresentaram redução de 48,29% no atual exercício, totalizando R\$ 187,7 milhões em 2015, ante R\$ 363,1 milhões em 2014.



A Companhia reportou investimentos de R\$ 115,8 milhões, divididos entre ativos da concessão e ativos da concessionária. Destacam-se do montante aplicado em investimento, os principais projetos de Melhorias e Reforços da área de Transmissão, os quais incrementaram a RAP do período, finalizados no exercício de 2015 nas Subestações Pelotas 3, Santo Ângelo 2, Scharlau, Bagé 2 e Livramento 2.

Os Investimentos aplicados nas participações societárias da CEEE GT totalizaram em 2015 R\$ 275,1 milhões. Neste montante, estão os incluídos os valores destinados aos empreendimentos de Complexo Eólico Povo Novo R\$ 57,6 milhões, TESB - Transmissora de Energia Sul Brasil R\$ 185,4, TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A R\$ 19,6 milhões e FOTE - Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A R\$ 12,5 milhões.

Registram-se as principais ações tomadas pela Geração e Transmissão no exercício de 2015, as quais buscaram recuperação dos resultados, otimizando os Custos e Despesas Operacionais:

- **Comitê de Racionalização de Gastos** - criado no primeiro trimestre de 2015, com objetivo essencial de dar fluidez, priorização e assertividade nos gastos com investimento e custeio, buscando atingir o máximo de economicidade e eficiência. Verifica-se o impacto desta medida, em parte, na redução da rubrica de Despesas Operacionais.
- **Reprogramação Orçamentária** - Estabelecimento de orçamento conciso, ante a evolução dos métodos de construção do mesmo. Dentre as ações iniciais, houve a suspensão dos recursos administrados através do Sistema de Planejamento e Controle Financeiro (PCF), aplicação de premissas reais para a política de investimentos na elaboração do Plano Plurianual de 2016-2019, mais aderentes com as possibilidades financeiras da Companhia.
- **Manutenção do Adimplemento das Obrigações Fiscais e Regulatórias** - A CEEE-GT encontra-se adimplente com todas as suas obrigações regulatórias e fiscais.
- **Manutenção do atual Plano de Desligamento Incentivado - PDI** - Manutenção da política de incentivo àqueles empregados que conquistem as carências para aposentadoria e se desliguem de forma espontânea.
- **Equalização dos Custos Judiciais** - Trabalho de identificação de nichos de litígios institucionalizados em setores da área de concessão, passíveis de realizar trabalho combinado entre as áreas jurídica e técnica de atendimento ao consumidor. Tal esforço permite programar ações pró-ativas e antecipadas de forma a mitigar novas ações cíveis e indenizatórias, bem como reduzir o valor de eventuais condenações.
- **Novas Captações Financeiras** - Apesar de todo o esforço em racionalizar os gastos da empresa, buscando seu equilíbrio, vislumbra-se a captação junto a agentes financeiros públicos ou privados (nacionais ou internacionais), através de operações estruturadas e lastreadas em recebíveis, como é praxe de mercado. Nessa linha, já houve aproximação com instituições financeiras sólidas, tais como Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), Agência Francesa de Desenvolvimento (AFD) e CAIXA.
- **Liquidação de Dívidas** - no exercício de 2015 foi quitado o empréstimo ponte junto ao Goldman Sachs, registrado em nome da TESB, no montante de R\$ 120 milhões, garantidos por Notas de Tesouro Nacional - série B (NTN-Bs) da CEEE-GT. Em 22 de junho de 2015, a CEEE GT liquidou a operação financeira de empréstimo junto ao Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A, o qual havia emitido cédula de crédito bancário para financiar a infraestrutura da Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda. - TESB. A liquidação foi realizada mediante alienação de Notas do Tesouro Nacional série b (NTN-B) que a Companhia havia aportado em garantia a operação. Além disso, em outubro de 2014 a CEEE GT assinou contrato de financiamento na modalidade de notas promissórias com o Banco ABC S/A. Todo montante foi investido no empreendimento Complexo Eólico Povo Novo, sendo que este financiamento também será quitado integralmente em novembro de 2015, no valor de R\$ 74 milhões.
- **Processo de apropriação dos ativos (unitização)** - Esforço cooperativo da área financeira com a área fim da Geração e Transmissão, visando à unitização plena das obras já concluídas, possibilitando o

retorno regulatório de tais investimentos. O Montante relativo às unitizações incluídas neste processo, no exercício de 2015 é de R\$ 165,3 milhões.

Ainda no exercício de 2015, ressalta-se a conclusão do Relatório de Avaliação Patrimonial para Indenização da Rede Básica da CEEE-GT, do qual obteve-se como montante líquido a ser indenizado R\$ 836,2 milhões, conforme Termo de Notificação nº 0015/2016-SFF emitido pela ANEEL. Este valor é relativo aos bens da RBSE não totalmente depreciados e existentes em 31 de maio de 2000, na data base de 31 de dezembro de 2012.

#### 7.1. Resultados do Exercício

A receita operacional bruta é o valor faturado pela empresa em suas operações, antes das deduções com impostos e encargos do setor. A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT encerrou o exercício de 2015 com uma receita operacional bruta de R\$671,2 milhões, representando um incremento médio de 6,62% em relação ao mesmo período do ano anterior, que foi de R\$629,5 milhões.

Segregando por atividade a Receita Bruta Operacional, verifica-se que no segmento de **Geração** houve uma redução de 7,56% no montante total desta rubrica, variando para R\$ 346,3 milhões em 2015 ante R\$ 320,1 milhões no exercício de 2014. Esta redução verifica-se na Receita de Suprimento de Energia e deve-se ao menor montante de energia vendido, devido à redução do montante contratado.

Já no segmento de **Transmissão**, ocorre uma variação positiva da Receita Bruta, em 23,94%, totalizando R\$ 353,2 milhões em 2015, ante R\$ 285,0 milhões no exercício de 2014. Parte desta variação deve-se ao reajuste anual da transmissora, homologado pela Resolução Nº 1.918 de 23 de junho de 2015, onde foi apresentada a nova RAP para o ciclo 2015-2016. Contribuíram ainda para essa variação positiva, a entrada em operação de projetos de Melhorias e Reforços de alta relevância para a Transmissora, finalizadas no restante do ano de 2015, tais como os realizados nas Subestações Pelotas 3, Santo Ângelo 2 e Scharlau.

As deduções da receita operacional são os valores descontados diretamente do faturamento, tais como os impostos sobre venda e os encargos intra-setoriais. Houve acréscimo nas deduções operacionais de 218,44%. Parte deste acréscimo justifica-se pelo aumento dos tributos PIS e COFINS incidentes sobre o faturamento, tendo em vista a redução significativa do custo com compra de energia elétrica, sobre o qual eram calculados os créditos para abatimento do PIS e COFINS final a recolher, desta forma no exercício de 2015, houve um montante reduzido de créditos relativos a estes tributos.

A Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSE e a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH, passaram a ser contabilizadas como dedução da receita operacional, de acordo com as instruções e orientações do órgão regulador ANEEL, contribuindo para o acréscimo no montante final das deduções.

A receita líquida em 2014 foi de R\$589,2 milhões, sendo que em 2015 foi de R\$542,7 milhões, refletindo uma redução de 7,89%. Essa redução deve-se a combinação das variações apresentadas na receita operacional bruta e nas deduções da receita operacional, conforme identificado anteriormente.

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, divide-se:

- **Custo com Energia Elétrica:** O custo com energia elétrica reduziu 74,5%, apresentando em 2015 o montante de R\$ 115,2 milhões, comparados aos R\$ 451,7 milhões em 2014. Os valores estão sensivelmente inferiores em 2015, devido à redução da necessidade de compra de energia pelas geradoras, resultante da Lei Nº 12.783/13.
- **Custo de Operação:** Com relação ao custo de operação, a redução apresentada em 2015 em relação ao mesmo período do ano anterior foi de 9,34%, registrando no exercício de 2015 R\$ 272,1 milhões, ante os R\$ 300,1 milhões de 2014. Esta redução é verificada principalmente na rubrica de Custo com Pessoal e Administradores, relacionados à atividade fim da empresa.



As despesas operacionais representam os gastos para a manutenção da atividade da empresa, incluem as despesas com vendas, administrativas e outras despesas operacionais. As despesas operacionais apresentaram uma redução de 48,29%, registrando-se no exercício de 2015 R\$ 187,7 milhões comparados aos R\$ 363,1 milhões em 2014. O fator impactante nesta redução é a Provisão para Devedores Duvidosos, relativos à Energia Livre.

Além disso, incluídas nas despesas operacionais, estão as despesas com serviços de terceiros, utilizadas na manutenção de toda a parte de administrativa. Nesta rubrica foi apresentada uma redução de 24% em relação ao exercício de 2014. Destaca-se a implantação do Comitê de Racionalização de Gastos criado no exercício de 2015 com o objetivo de dar assertividade nos gastos com investimento e custeio, buscando economicidade e eficiência para as operações.

O resultado restou influenciado pela redução do Custo com Energia, que totalizava R\$ 451,6 milhões em 2014 e reduziu para R\$115,2 milhões neste exercício. O maior impacto foi verificado no segmento de Geração, na rubrica de Custo com Energia Elétrica comprada de Terceiros, refere-se à aquisição de energia de terceiros, negociados no Ambiente de Contratação Livre. Os valores são afetados pelo fim da necessidade de compra resultante da Lei Nº 12.783/13, a partir da qual a CEEE-GT teve usinas com a concessão prorrogada, de forma antecipada, alocando a totalidade de suas garantias físicas na forma de cotas para as distribuidoras, pelo prazo de 30 anos.

Outro fator que impactou o resultado do exercício foi a redução das despesas operacionais, especialmente a Provisão com Devedores Duvidosos, relativos à energia livre comercializada no Mercado Atacadista de Energia (MAE), durante o período de racionamento entre os anos 2001 e 2002. Em 2014, a partir da análise dos devedores e considerando o contexto econômico e financeiro à época, foi provisionado o valor estipulado no Despacho nº 2517 da ANEEL, o qual informou os montantes relativos à CEEE geradora que deveriam ser registrados contabilmente como direito ou obrigação das Distribuidoras, e atualizados monetariamente até serem solucionados os litígios judiciais. A Companhia constituiu provisão desses créditos no montante de R\$149,7 milhões no exercício de 2014, o que elevou o valor da despesa com devedores duvidosos naquele exercício, não havendo a necessidade de provisionamento em 2015, refletindo na queda brusca do número, em análise comparativa entre os dois últimos exercícios.

#### Demonstração dos Resultados dos períodos findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014:

	2015	2014	Variação % 2015/2014
Receita Operacional Bruta	671.279	629.570	6,92
Deduções da Receita Operacional	(129.533)	(140.360)	21,84
Receita Operacional Líquida	542.746	589.210	7,89
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(387.347)	(751.872)	49,42
Custo com Energia Elétrica	(115.200)	(451.638)	74,51
Custo de Operação	(127.147)	(120.234)	6,54
Lúcio Operacional Bruto	155.399	(162.695)	195,53
Despesas Operacionais	(187.783)	(363.131)	48,29
Outras Receitas	17.758	16.221	9,50
Outras Despesas	(12.386)	(16.128)	23,21
Resultado do Serviço	(27.012)	(155.753)	82,46
Depreciação e Amortização	(26.445)	(31.772)	16,77
Resultado das Participações Societárias	40.931	29.400	39,22
EB-TDA	567	(47.451)	99,14
Margem EB-TDA	11,10%	(7,54%)	32,74
Receita Despesa Financeira	52.500	57.854	9,15
Imposto de Renda e Contribuição Social	13.528	99.808	86,56
Resultado Líquido do Exercício	34.547	(129.173)	372,12



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

Informações e Indicadores Econômicos - Financeiros	2015	2014	Variação % 2015/2014
<b>Informações Financeiras</b>			
Ativo Total	2.928.824	2.861.460	2,33%
Passivo	2.436.870	2.427.708	0,38%
Exercícios Anteriores	1.481.384	1.441.754	2,75%
Receita Operacional Líquida	542.746	589.207	-7,89%
Resultado do Exercício EBIT	-480.896	305.753	-156,71%
Lucro Líquido do Exercício EBITDA	54.947	283.173	-80,44%
EBITDA	567	473.981	-99,88%
EBITDA	-0,10%	16,56%	-10,44%
<b>Indicadores Financeiros</b>			
Capital Total	311.507	293.536	6,13%
Capital Líquido	22.371	30.209	-25,94%
Participação Capital de Terceiros sobre Ativo Total - EBITDA	-43,20%	-49,54%	14,42%
Margem Operacional EBITDA	12,24%	64,24%	-79,43%
Margem Líquida EBITDA	15,65%	27,55%	-43,20%
Divida Líquida	-221.252	226.104	-102,72%
ROIC - ROE	-57,63%	-59,67%	3,49%
Cotação Unitária da Ação - FVM/R\$ por ação em	0,80	1,13	-29,19%
Cotação Unitária da Ação - FVM/R\$ por ação em	0,94	1,47	-35,37%

1. EBITDA = Resultado do Serviço menos Depreciação e Amortização

2. EBIT = Receita Operacional Líquida menos Impostos e Contribuições

3. Divida Total = Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

4. ROIC = Retorno sobre o Capital Empregado = Receita Operacional Líquida / Ativo Não Circulante x 100

5. Participação Capital de Terceiros sobre Ativo Total = Passivo Circulante / Passivo Não Circulante / Ativo Total x 100

6. Margem Operacional = Lucro antes do Imposto de Renda e Contribuição Social / Receita Operacional Líquida x 100

7. Margem Líquida = Lucro Líquido do Exercício / Receita Operacional Líquida

8. Capital Líquido = Empréstimos e Financiamentos - Disponibilidades

## 2.2. LAJIDA / EBITDA

O LAJIDA, usualmente denominado pelo mercado como EBITDA 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 de 99,88%, registrando R\$(567) mil em 2015 comparados aos R\$(473,9) milhões em 2014.

A margem do EBITDA apresentou uma variação positiva de 80,34%, passando de -80,44% em 2014 para -0,10% em 2015. Esta reversão da margem EBITDA deve-se essencialmente à redução dos Custos Operacionais (principalmente a Energia Elétrica Comprada de Terceiros) e às Despesas Operacionais (especialmente a Provisão para Devedores Duvidosos, como já citado acima).

Demonstrativo do Cálculo do EBITDA	2015	2014	Variação % 2015/2014
Receita Operacional Líquida - PCL	542.746	589.207	-7,89%
+ Custo do Serviço de Energia Elétrica	(387.347)	(751.872)	-48,48%
+ Despesas Operacionais	(182.411)	(743.088)	-40,63%
Resultado do Serviço - EBIT	(27.012)	(905.753)	-94,66%
+ Depreciação e Amortização	26.445	31.772	-16,77%
<b>EBITDA</b>	<b>(567)</b>	<b>(473.981)</b>	<b>-99,88%</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>-0,10%</b>	<b>-80,44%</b>	<b>80,34%</b>



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

### 7.3. Endividamento

Em 2015, o saldo da dívida da Empresa totalizou em R\$ 311,5 milhões, distribuídos conforme tabela, contemplando contratos financeiros com agentes nacionais e internacionais, demonstrados a seguir:

CEEE-GT	Indexador	Saldo (R\$ Mil)	Participação no Total (%)
<b>Saldo Devedor da Dívida Interna</b>		<b>101.788</b>	<b>32,68%</b>
Moeda Nacional - Emissão - RGR	RGR	4.164	1,34%
Moeda Nacional - FIDC	CD	28.590	9,19%
Moeda Nacional - BNDES	TLEF	69.034	22,15%
<b>Saldo Devedor da Dívida Externa</b>		<b>209.712</b>	<b>67,32%</b>
Moeda Externa - AFD	Dólar Líbor	161.118	51,73%
Moeda Externa - BID	Dólar Líbor	48.594	15,57%
<b>Saldo Devedor da Dívida</b>		<b>311.500</b>	<b>100,00%</b>

### 7.4. Ingressos Extra Operacionais

No mês de agosto de 2015, a CEEE-GT recebeu nova parcela do desembolso no valor de R\$23,9 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).

Em dezembro de 2015 a Companhia recebeu o valor de R\$20,3 milhões em contrapartida ao contrato de empréstimo firmado com Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD e de R\$15,0 milhões referente ao contrato de empréstimo assinado com 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.

### 7.5. Resultado Financeiro

O resultado financeiro foi reduzido em 46,35% no exercício de 2015, em relação ao período de 2014. Esta redução deve-se principalmente a alta do dólar, refletindo na despesa com variação cambial dos financiamentos BID/AFD. Neste sentido, destacamos:

- **Receita Financeira** – No exercício de 2015, as receitas financeiras somaram R\$247,8 milhões, ocorrendo um aumento de 23% se comparado com o mesmo período do ano anterior, no qual as receitas somavam R\$200,9 milhões.
- **Despesa Financeira** – No exercício de 2015, as despesas financeiras somaram R\$ 195,3 milhões, verificando-se um acréscimo de 90% ante os R\$ 103,0 milhões registrados em 2014. Este incremento justifica-se pela variação cambial dos empréstimos BID/AFD, a qual em específico aumentou 174% no exercício de 2015 e também a retração ao valor justo das NTN-Bs monetizadas no mesmo período.

### 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 2015, prorrogando o prazo contratual por mais 12 meses, onde é dado ao presente contrato o valor de R\$477,8 mil e carga horária mínima de 2.997 horas/ano.

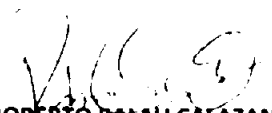

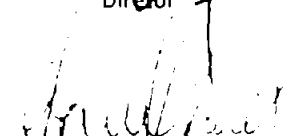
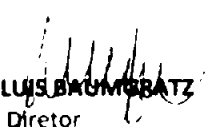
Neste contrato, além dos serviços normais de auditoria independente na elaboração de demonstrações financeiras estão contemplados os serviços de auditoria das Demonstrações Contábeis Regulatórias – DCR e auditoria do Relatório de Controle Patrimonial – RCP.

Além dos serviços prestados à transmissora, 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\$469,8 mil e uma carga de 2.947 horas/ano) e Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE – PAR (valor de R\$44,2 mil e uma carga de 277 horas/ano), que são respectivamente, Concessionária e Empresa Controladora, resultantes da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE. Ou seja, todas as empresas integrantes do Grupo CEEE.

O contrato da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT representa 48,17% em relação aos honorários totais pagos pelas empresas CEEE-D, CEEE-PAR e inclusive CEEE-GT.

A política na contratação de bens e serviços da Companhia é elaborada em observância à lei de licitações e contratos (Lei Nº 8.666/93). Além disso, são observados os 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 GASPAR PINHEIRO MACHADO**  
Diretor Presidente  
**ROBERTO BALAU CALAZANS**  
Diretor  
**JULIO ELÓI HOFER**  
Diretor  
**CARLOS RONALDO VIEIRA FERNANDES**  
Diretor  
**LEONARDO HOFF**  
Diretor  
**LUIS CARLOS SACILOTTO TADIELLO**  
Diretor  
**CÉSAR LUIS BAUMGARTZ**  
Diretor



**Balanco Patrimonial**  
(Valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2016
<b>ATIVO</b>				
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>				
Imobilizado	1.428.443	1.428.443	1.428.443	1.428.443
Investimentos	2.428.443	2.428.443	2.428.443	2.428.443
Ativo não circulante	3.856.886	3.856.886	3.856.886	3.856.886
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>				
Disponibilidades	1.428.443	1.428.443	1.428.443	1.428.443
Ativo circulante	1.428.443	1.428.443	1.428.443	1.428.443
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>5.285.329</b>	<b>5.285.329</b>	<b>5.285.329</b>	<b>5.285.329</b>
<b>PASSIVO</b>				
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>				
Capital social	1.428.443	1.428.443	1.428.443	1.428.443
Reserva de capital	2.428.443	2.428.443	2.428.443	2.428.443
Reserva de lucros	1.428.443	1.428.443	1.428.443	1.428.443
Passivo não circulante	5.285.329	5.285.329	5.285.329	5.285.329
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>				
Provisões	1.428.443	1.428.443	1.428.443	1.428.443
Passivo circulante	1.428.443	1.428.443	1.428.443	1.428.443
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>5.285.329</b>	<b>5.285.329</b>	<b>5.285.329</b>	<b>5.285.329</b>

Assinatura do responsável pela elaboração do balanço patrimonial

Assinatura do responsável pela aprovação do balanço patrimonial

### Demonstração do Resultado

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

		2014		2013	
		12 meses encerrados em 31/12/2014	12 meses encerrados em 31/12/2014	12 meses encerrados em 31/12/2013	12 meses encerrados em 31/12/2013
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	27	<b>542.746</b>	<b>580.307</b>	<b>661.254</b>	<b>670.957</b>
<b>COSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>		<b>(187.312)</b>	<b>(751.872)</b>	<b>(438.541)</b>	<b>(815.018)</b>
Consumo próprio de energia elétrica	28	5.285	25.137	47.779	27.437
Perdas técnicas	29	272.047	371.274	431.791	761.142
<b>RESULTADO OPERACIONAL BRUTO</b>		<b>355.434</b>	<b>(162.665)</b>	<b>222.713</b>	<b>(164.061)</b>
Depreciação e amortização		177.514	186.111	161.755	161.381
Provisão para contingências	30	2.943	1.417	124.111	1.417
Provisão para contingências - Impostos	31	50.705	77.213	57.491	72.411
Provisão para contingências - Outros	32	44.718	11.754	122.871	179.111
Provisão para contingências - Outros		1.127	66.221	1.111	6.221
Provisão para contingências - Outros	33	1.127	66.221	1.111	6.221
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>		<b>(27.012)</b>	<b>(505.751)</b>	<b>(20.822)</b>	<b>(508.411)</b>
Provisão para contingências - Outros	34	4.711	29.427	43.211	31.262
Provisão para contingências - Outros	35	12.567	97.851	107.811	97.545
Provisão para contingências - Outros		66.221	179.419	71.211	179.111
<b>RESULTADO ANTES DO IRECS</b>		<b>66.419</b>	<b>(178.499)</b>	<b>71.211</b>	<b>(176.054)</b>
Provisão para contingências - Outros	36	11.211	11.211	11.211	11.211
Provisão para contingências - Outros	37	11.211	11.211	11.211	11.211
Provisão para contingências - Outros	38	11.211	11.211	11.211	11.211
<b>LUCRO LÍQUIDO/PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>		<b>84.947</b>	<b>(280.171)</b>	<b>84.779</b>	<b>(280.761)</b>
Resultado líquido - Impostos - IRECS	39	11.211	11.211	11.211	11.211
Resultado líquido - Impostos - IRECS	40	11.211	11.211	11.211	11.211
Atribuído a Socos da Empresa Controladora				44.947	(280.171)
Atribuído a Socos Não Controladores				(11.8)	(590)

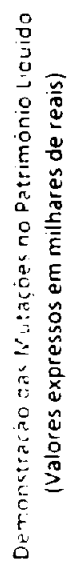
Os dados são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

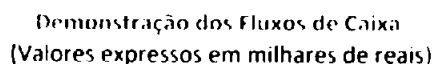
### Demonstração do Resultado Abrangente

(Valores expressos em milhares de reais)

		2014		2013	
		12 meses encerrados em 31/12/2014	12 meses encerrados em 31/12/2014	12 meses encerrados em 31/12/2013	12 meses encerrados em 31/12/2013
<b>LUCRO LÍQUIDO/PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>		<b>84.947</b>	<b>(280.171)</b>	<b>84.779</b>	<b>(280.761)</b>
<b>OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES</b>		<b>(51.514)</b>	<b>(14.292)</b>	<b>(51.514)</b>	<b>(14.847)</b>
Reversão de provisões	41	11.211	11.211	11.211	11.211
Reversão de provisões	42	11.211	11.211	11.211	11.211
Reversão de provisões	43	11.211	11.211	11.211	11.211
Reversão de provisões	44	11.211	11.211	11.211	11.211
<b>RESULTADO ABRANGENTE INTERMÉDIO</b>		<b>33.433</b>	<b>(295.170)</b>	<b>33.265</b>	<b>(295.170)</b>
Resultado líquido - Impostos - IRECS	45	11.211	11.211	11.211	11.211
Resultado líquido - Impostos - IRECS	46	11.211	11.211	11.211	11.211

Os dados são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma.

[illegible]



	2014	2013	2014	2013
	em milhões de reais	em milhões de reais	em milhões de reais	em milhões de reais
<b>ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>				
<b>Fluxo líquido (Fluxo) de Operações</b>	<b>88.687</b>	<b>(286.178)</b>	<b>88.279</b>	<b>(286.761)</b>
Atividade Operacional	10.000	1.777	10.000	2.777
Atividade de Investimento	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Financiamento	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Distribuição	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Administração	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Desenvolvimento	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Marketing	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Suporte	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Outros	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Manutenção	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Segurança	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Treinamento	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Comunicação	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Relacionamento	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Inovação	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Pesquisa e Desenvolvimento	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Produção	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Logística	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Distribuição	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Atendimento ao Cliente	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Suporte Técnico	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Manutenção de Equipamentos	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Segurança de Informação	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Treinamento de Funcionários	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Comunicação de Marketing	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Relacionamento com Clientes	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Inovação em Produtos e Serviços	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Pesquisa e Desenvolvimento em Novas Tecnologias	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Produção em Novas Fábricas	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Logística em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Distribuição em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Atendimento ao Cliente em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Suporte Técnico em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Manutenção de Equipamentos em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Segurança de Informação em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Treinamento de Funcionários em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Comunicação de Marketing em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Relacionamento com Clientes em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Inovação em Produtos e Serviços em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Pesquisa e Desenvolvimento em Novas Tecnologias em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Produção em Novas Fábricas em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Logística em Novas Regiões em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Distribuição em Novas Regiões em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Atendimento ao Cliente em Novas Regiões em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Suporte Técnico em Novas Regiões em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Manutenção de Equipamentos em Novas Regiões em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Segurança de Informação em Novas Regiões em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Treinamento de Funcionários em Novas Regiões em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Comunicação de Marketing em Novas Regiões em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Relacionamento com Clientes em Novas Regiões em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Inovação em Produtos e Serviços em Novas Regiões em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Pesquisa e Desenvolvimento em Novas Tecnologias em Novas Regiões em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Produção em Novas Fábricas em Novas Regiões em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Logística em Novas Regiões em Novas Regiões em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Distribuição em Novas Regiões em Novas Regiões em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Atendimento ao Cliente em Novas Regiões em Novas Regiões em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Suporte Técnico em Novas Regiões em Novas Regiões em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Manutenção de Equipamentos em Novas Regiões em Novas Regiões em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)
Atividade de Segurança de Informação em Novas Regiões em Novas Regiões em Novas Regiões	(10.000)	(1.777)	(10.000)	(2.777)</

© 2006 The Authors  
Journal compilation © 2006 Blackwell Publishing Ltd





Notas Explicativas  
às Demonstrações Financeiras  
em 31 de Dezembro de 2015  
(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 de 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. Ainda no exercício de 2014 foi efetuada a integralização de capital no montante de R\$25.000 e durante o exercício de 2015 foi integralizado o montante de R\$9.947 pela CEEE-GT na Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é de 90,40% 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.



A Lei nº 13.203, publicada em 9 de dezembro de 2015, e a Resolução Normativa ANEEL nº 684, publicada em 14 de dezembro de 2015, estabeleceram as condições para a repactuação do risco hidrológico suportados pelos agentes participantes do MRE, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015.

A referida regulamentação apresentou propostas distintas para a energia contratada no ano de 2015 no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL), porém ambas tinham como condição para a repactuação a retirada de qualquer ação judicial relativa ao tema, com resolução de mérito.

Devido à característica do portfólio de contratos de venda de energia em 2015, a Companhia teve quase que a totalidade de sua energia remetida à modalidade de repactuação no ACL, cuja proposta se caracteriza pela contratação de energia de reserva.

Em janeiro de 2016 a Administração decidiu por não aderir à proposta, mantendo a ação judicial em curso.

#### *1.1.3 Companhia 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.

##### *1.1.3.1 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. A Companhia submeteu à ANEEL as informações para o cálculo dos ativos não depreciados em 29/04/2015 e conforme a REN nº 589/13 no artigo 6º, a ANEEL tem um prazo de 150 dias para validar as informações. Outras informações complementares estão disponíveis na nota explicativa nº 9.5.

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.

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. Plano de Ajuste Estrutural

A Administração da Companhia instituiu um Plano de Ajuste Estrutural com o propósito de efetuar um diagnóstico da situação econômico-financeira partindo de uma análise de sustentabilidade econômico-financeira da Companhia. Uma série de ações descritas no Plano de Ajuste da CEEE-GT foi realizada, especialmente aquelas que se referem às tratativas para alongamento e repactuação dos débitos setoriais e de tributos federais, a criação do Comitê de Racionalização de Gastos, a reprogramação orçamentária e continuidade das obras da TESB e de Povo Novo.

Somam-se, ainda, as ações já em andamento para a reestruturação das dívidas contratuais, buscando-se carências e prazos mais longos de amortizações, invertendo a lógica de endividamento de curto prazo, perseguindo uma redução significativa nas despesas financeiras e a melhoria considerável do desempenho de caixa.

Combinando-se as metas de investimentos prudentes e regulatórios com o novo perfil do custo dos financiamentos, a CEEE-GT trabalha para a realização de captações financeiras vinculadas aos investimentos, com um período de carência adequado e custo compatível com a nova lógica financeira da empresa.

Dentre as ações do Plano de Ajuste, é necessário salientar também aquelas que buscam a redução do custo operacional, tais como a manutenção do Plano de Desligamento Incentivado - PDI, a implantação do novo sistema ERP (*Enterprise Resource Planning*) que juntos viabilizam a reestruturação organizacional, buscando equilibrar a relação do quanti-qualitativo de pessoal e melhorar a capacidade de atendimento dos serviços, com ganhos de produtividade e redução de despesa de pessoal.

#### 2. ATIVIDADES NÃO VINCULADAS A 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. Base de Preparação e Apresentação das Demonstrações Financeiras

As demonstrações financeiras foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards* - IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, e evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela administração na sua gestão.

As Demonstrações Financeiras compreendem:

#### 3.1.1. 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, coligadas e *joint ventures* 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.

#### 3.1.2. 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.

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

#### 3.1.3. Autorização e Emissão das Demonstrações Financeiras

A Administração da Companhia autorizou a emissão das Demonstrações Financeiras em 28/03/2016.

#### 3.1.4. 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.

#### 1.4.1. 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 das suas controladas a 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	Porcentagem de Participação	
	31/12/2015	31/12/2014
1 - Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda - TESB	90,40%	88,49%
2 - Ventos de Curupira	99,99%	99,99%
3 - Ventos de Povo Novo	99,99%	99,99%
4 - Ventos de Vera Cruz	99,99%	99,99%

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".

#### 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 Amortização

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.



#### 4.15. Ativo Não Financeiro

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

