

**Caixa de Administração da Dívida
Pública Estadual S.A.
CADIP**

Caixa de Administração da Dívida Pública Estadual S.A. - CADIP

**Demonstrações Contábeis em
31 de dezembro de 2015 e de 2014.**

Caixa de Administração da Dívida Pública Estadual S.A. - CADIP

Balanço Patrimonial em 31 de dezembro
Em milhares de reais

Ativo	2015	2014	Passivo e patrimônio líquido	2015	2014
Circulante			Não circulante		
Caixa e equivalentes de caixa (Nota 4)	22.253	22.673	Provisão para riscos fiscais (Nota 8)	398	370
	22.253	22.673		398	370
Não circulante			Patrimônio líquido (Nota 6)		
Impostos diferidos (Nota 3)	135	126	Capital social	10.200	10.200
Depósitos judiciais	121	110	Reservas de lucros	12.339	12.339
	256	236	(-) Prejuízos acumulados	(428)	-
				22.111	22.539
Total do ativo	22.509	22.909	Total do passivo e do patrimônio líquido	22.509	22.909

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

Caixa de Administração da Dívida Pública Estadual S.A. - CADIP
Demonstrações do Resultado
Exercícios findos em 31 de dezembro
Em milhares de reais, exceto quando indicado

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Despesas operacionais		
Perda pela não recuperabilidade de Ativos (Nota 9)	(3.705)	-
Despesas gerais e administrativas (Nota 10)	(248)	(324)
Provisão para riscos fiscais (Nota 8)	<u>(28)</u>	<u>(23)</u>
Prejuízo antes das receitas e despesas financeiras	(3.981)	(347)
Receitas financeiras	3.716	77
Tributos sobre receitas financeiras	(172)	-
Prejuízo antes da contribuição social e do imposto de renda	(437)	(270)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	<u>9</u>	<u>8</u>
Prejuízo líquido do exercício	<u>(428)</u>	<u>(262)</u>
Prejuízo líquido por ação ordinária		
- Básico e Diluído - R\$	<u>(0,00629)</u>	<u>(0,00385)</u>

As notas explicativas da Administração são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

Caixa de Administração da Dívida Pública Estadual S.A. - CADIP
Demonstração do Resultado Abrangente
Exercícios findos em 31 de dezembro
Em milhares de reais, exceto quando indicado

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Prejuízo líquido do exercício	(428)	(262)
Atribuível a:		
Controladores	(427)	(261)
Não Controladores	(1)	(1)
Outros componentes do resultado abrangente	0	0
Resultado abrangente do período	(428)	(262)
Atribuível a:		
Controladores	(427)	(261)
Não Controladores	(1)	(1)

As notas explicativas da Administração são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

Caixa de Administração da Dívida Pública Estadual S.A. - CADIP

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

Em milhares de reais

	Reservas de lucros				
	Capital Social	Legal	Retenção de Lucros	Prejuízos Acumulados	Total
Em 1º de janeiro de 2014	10.200	2.040	10.561		22.801
Prejuízo líquido do exercício				(262)	(262)
Reversão reserva de dividendos			(262)	262	
Destinação do resultado					
Em 31 de dezembro de 2014	10.200	2.040	10.299		22.539
Aumento de capital social	310.127				310.127
Cancelamento de Ações	(310.127)				(310.127)
Prejuízo líquido do exercício				(428)	(428)
Reservas de Lucros			(428)	428	-
Em 31 de dezembro de 2015	10.200	2.040	9.871	-	22.111

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

Caixa de Administração da Dívida Pública Estadual S.A. - CADIP
Demonstração dos Fluxos de Caixa – Método Indireto
Exercícios findos em 31 de dezembro
Em milhares de reais

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Fluxo de caixa das atividades operacionais:		
Prejuízo líquido do exercício:	(437)	(270)
Ajustes para conciliar o prejuízo ao caixa e equivalentes de caixa aplicados nas atividades operacionais:		
Provisão para riscos fiscais	<u>28</u>	<u>23</u>
	(409)	(247)
Variações de ativos e passivos operacionais:		
Aumento em créditos a receber	-	940
Aumento em depósitos judiciais	<u>(11)</u>	<u>(10)</u>
	<u>(11)</u>	<u>930</u>
Caixa líquido aplicado nas atividades operacionais	<u>(420)</u>	<u>683</u>
Redução / Aumento no caixa e equivalentes de caixa	<u>(420)</u>	<u>683</u>
Demonstração da redução no caixa e equivalentes de caixa:		
No fim do exercício	22.253	22.673
No início do exercício	<u>22.673</u>	<u>21.990</u>
Redução /Aumento no caixa e equivalentes de caixa	<u>(420)</u>	<u>683</u>

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

Caixa de Administração da Dívida Pública Estadual S.A. - CADIP
Demonstração do Valor Adicionado
Exercícios findos em 31 de dezembro
Em milhares de reais

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	<u>3.716</u>	<u>77</u>
Valor adicionado a distribuir	<u>3.716</u>	<u>77</u>
Distribuição do valor adicionado		
Serviços de terceiros, impostos taxas e emolumentos	239	316
Despesas tributárias	172	-
Provisão para riscos fiscais	28	23
Perda pela não recuperabilidade de ativos	3.705	-
Prejuízos absorvidos	<u>(428)</u>	<u>(262)</u>
Valor adicionado distribuído	<u>3.716</u>	<u>77</u>

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

Caixa de Administração da Dívida Pública Estadual S.A. - CADIP
Notas Explicativas da Administração às Demonstrações Contábeis em 31 de
dezembro de 2015 e de 2014
Em milhares de reais

1 Informações gerais

A Caixa de Administração da Dívida Pública Estadual S.A. - CADIP é uma sociedade de economia mista, supervisionada pela Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul, com sede em Porto Alegre - RS. A Companhia tem como objetivo implementar ações que visem contribuir na administração da dívida pública do Estado, podendo, para tanto, emitir e colocar, no mercado, obrigações e adquirir, alienar e dar em garantia: ativos, créditos, precatórios, títulos e valores mobiliários.

As demonstrações financeiras foram liberadas pela Diretoria para exame da auditoria em 4 de janeiro de 2016.

2 Resumo das principais políticas contábeis

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras estão definidas a seguir. Essas políticas vêm sendo aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados, salvo disposição em contrário.

2.1 Base de preparação

As demonstrações financeiras da Companhia foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as políticas contábeis adotadas no Brasil, as quais abrangem a legislação societária, os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo IASB, e as Normas emitidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e também o exercício de julgamento por parte da Administração da Companhia no processo de aplicação das suas políticas contábeis. Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras, estão divulgadas na Nota 3.

2.2 Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem os depósitos bancários e outros investimentos de curto prazo de alta liquidez, com vencimentos originais de até três meses, ou menos e com risco insignificante de mudança de valor.

2.3 Instrumentos financeiros derivativos e atividades de *hedge*

Caixa de Administração da Dívida Pública Estadual S.A. - CADIP
Notas Explicativas da Administração às Demonstrações Contábeis em 31 de
dezembro de 2015 e de 2014
Em milhares de reais

A Administração informa que a Companhia não possui nenhuma operação que possa ser caracterizada como instrumento financeiro derivativo ou operações de *hedge*, na forma do disposto na Deliberação CVM nº 550, de 17 de outubro de 2008.

Os instrumentos financeiros destinados a alcançar o objeto social da Companhia estão representados, substancialmente, por caixa e equivalentes de caixa e por créditos a receber. Em função das suas características, a Administração da Companhia entende que os valores contábeis se situam em níveis líquidos de mercado.

2.4 Provisões

As provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente (legal ou não formalizada) em consequência de um evento passado, com a probabilidade de que recursos econômicos sejam requeridos para liquidar a obrigação e uma estimativa confiável do valor da mesma possa ser feita. Quando a Companhia espera que o valor de uma provisão seja reembolsado, no todo ou em parte, o reembolso é reconhecido como um ativo em separado, mas apenas quando o valor for praticamente certo. A despesa relativa a qualquer provisão é apresentada na demonstração do resultado, líquida de qualquer reembolso.

2.5 Reconhecimento da receita

A Companhia reconhece a receita quando o seu valor pode ser mensurado com segurança. É provável que recursos financeiros futuros possam fluir para a Companhia, quando critérios específicos tiverem sido atendidos para cada uma das suas atividades.

Caixa de Administração da Dívida Pública Estadual S.A. - CADIP
Notas Explicativas da Administração às Demonstrações Contábeis em 31 de
dezembro de 2015 e de 2014
Em milhares de reais

3 Estimativas e julgamentos contábeis críticos

As estimativas e os julgamentos contábeis são continuamente avaliados e baseiam-se na experiência histórica e em outros fatores, incluindo expectativas de eventos futuros, consideradas razoáveis para as circunstâncias.

Com base em premissas, a Companhia faz estimativas com relação ao futuro. Por definição, as estimativas contábeis resultantes raramente serão iguais aos respectivos resultados reais. As estimativas e premissas que apresentam risco significativo, com probabilidade de causar ajuste relevante nos valores contábeis de ativos e passivos para o próximo exercício social, estão contempladas a seguir.

Imposto de renda e Contribuição social sobre o lucro

A Companhia possui, em 31 de dezembro de 2015, base negativa de contribuição social, no montante de R\$ 22.592 (2014 - R\$ 22.183), e prejuízos fiscais, no montante de R\$ 22.592 (2014 - R\$ 22.183), sem prazo de prescrição, cujos créditos tributários, conservadoramente, não foram contabilizados, no montante de R\$ 7.681 (2014 - R\$ 7.542), uma vez que serão utilizados na proporção da geração futura de lucros tributáveis. A Companhia contabilizou créditos tributários decorrentes de adições temporárias compensáveis com lucros tributários futuros, no montante de R\$ 135 (2014 - R\$ 126).

4 Caixa e equivalentes de caixa

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Bancos - conta movimento	118	188
Aplicações financeiras	<u>22.135</u>	<u>22.485</u>
	<u>22.253</u>	<u>22.673</u>

As aplicações financeiras referem-se a recursos disponibilizados ao Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC, cuja remuneração tem, a partir de 1º de janeiro de 2005, o tratamento previsto no art. 1º do Decreto Estadual nº 38.113, de 22 de janeiro de 1998.

Caixa de Administração da Dívida Pública Estadual S.A. - CADIP
Notas Explicativas da Administração às Demonstrações Contábeis em 31 de
dezembro de 2015 e de 2014
Em milhares de reais

5 Partes relacionadas

Em 31 de dezembro de 2015 e de 2014, as transações com partes relacionadas estão representadas pelas aplicações financeiras, descritas na Nota 4.

6 Patrimônio líquido

(a) Capital social

Por deliberações dos Órgãos da Administração, decorreram, neste exercício social, as seguintes alterações no Capital Social:

- a) Grupamento de Ações:** foi efetuado o grupamento de ações da Companhia de 1 (uma) para cada grupo de 10 (dez) possuídas;
- b) Aumento de Capital Social:** em outubro foi aumentado o Capital Social da Companhia no valor de R\$ 310.127.175,60, com a emissão privada de 93.977.932 de ações ordinárias, integralizadas mediante cessão de Direitos Creditórios na forma prevista no § 2º do Artigo 3º da Lei Estadual nº 10.600 de 26 de dezembro de 1995.
- c) Cancelamento de Ações:** em dezembro foram canceladas 93.977.932 ações ordinárias nominativas sem valor nominal de emissão da Companhia.

(b) Reservas de lucros

(i) Reserva legal

É constituída à razão de 5% do lucro líquido apurado em cada exercício social nos termos do art. 193 da Lei nº 6.404/76 e art. 20 do Estatuto Social.

(ii) Reserva de retenção de lucros

A reserva de retenção de lucros está representada pelo saldo remanescente de lucro líquido, após as destinações legais e estatutárias.

Caixa de Administração da Dívida Pública Estadual S.A. - CADIP
Notas Explicativas da Administração às Demonstrações Contábeis em 31 de
dezembro de 2015 e de 2014
Em milhares de reais

(c) Apropriação do lucro líquido do exercício

De acordo com o estatuto da Companhia, o lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, terá as seguintes destinações:

- (i)** 5% para constituição da Reserva legal, limitado a 20% do capital social; e
- (ii)** 25% será distribuído como dividendo mínimo obrigatório.

7 Remuneração dos administradores

Na forma do artigo 6º da Lei Estadual nº 10.600/95, de 26 de dezembro de 1995, e atendendo ao estabelecido pela Junta Comercial do Estado do Rio Grande do Sul, os Conselheiros e Diretores da Companhia são remunerados, simbolicamente, com a importância de R\$ 1,00 (um real), por reunião e por mês, respectivamente, uma vez que os trabalhos por eles desenvolvidos são considerados, por Lei, como de serviço público relevante.

8 Provisão para riscos fiscais

A Administração da Companhia tomou a decisão, conservadoramente, de constituir provisão para perda de processos administrativos perante a Delegacia da Receita Federal de Porto Alegre - RS, referente à Manifestação de Inconformidade em relação à compensação de créditos tributários, no valor de R\$ 277, em 31 de dezembro de 2015, (2014 - R\$ 260) e, frente à Comissão de Valores Mobiliários - CVM, referente ao questionamento quanto à aplicação de multa cominatória por alegado atraso de envio de documentos, no montante de R\$ 121, em 31 de dezembro de 2015, (2014 - R\$ 110), estas com decisão favorável à Companhia em 1ª Instância, junto a Justiça Federal.

Caixa de Administração da Dívida Pública Estadual S.A. - CADIP
Notas Explicativas da Administração às Demonstrações Contábeis em 31 de
dezembro de 2015 e de 2014
Em milhares de reais

9 Perda pela não recuperabilidade de ativos

No exercício findo em 31 de dezembro de 2015, a Companhia, registrou perda pela não recuperabilidade de ativos no valor de R\$ 3.705 mil, na cessão de Direitos Creditórios.

10 Despesas gerais e administrativas

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014, a Companhia possuía registradas as seguintes despesas administrativas:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Serviços de terceiros	183	185
Impostos taxas e emolumentos	13	87
Publicações	<u>52</u>	<u>52</u>
	<u>248</u>	<u>324</u>

* * *

Leonildo Migon
Presidente

Carlos Eduardo Provenzano
Diretor de Relações com Investidores

Olavo Cesar Dias Medeiros
Diretor Técnico

Paulo Cesar Santana Nunes
Contador
CRCRS 034346/0-4
CPF 139198490-00

**Companhia de Gás do
Estado do RS
SULGÁS**

BALANÇO PATRIMONIAL DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31/12/2015 e 31/12/2014

Em Reais

ATIVO

	NOTA EXPLICATIVA	31/12/2015	31/12/2014
Ativo Circulante		112.898.256,95	110.757.125,62
Disponível		61.319.899,18	40.184.764,89
Caixa e equivalentes de caixa	NOTA 4	61.319.899,18	40.184.764,89
Direitos realizáveis até o exercício seguinte		51.578.357,77	70.572.360,73
Contas a receber de clientes e outras	NOTA 5	44.251.969,68	59.931.910,93
Estoques	NOTA 6	4.460.497,80	4.092.506,70
Impostos a Recuperar	NOTA 14	1.874.075,58	5.644.330,94
Despesas Antecipadas		293.855,75	197.979,43
Outros Ativos		697.958,96	705.632,73
Ativo Não Circulante		201.759.748,61	178.113.462,53
Relizável a longo prazo		41.663.618,47	34.558.562,23
Impostos Diferidos Ativos	NOTA 14	2.153.373,76	1.609.256,40
Impostos a Recuperar	NOTA 14	4.566.662,36	1.233.567,27
Depósitos Judiciais		2.808.482,95	3.118.865,08
Créditos nas operações de venda e aquisição de gás	NOTA 20	182.422,05	182.422,05
Crédito referente arbitragem internacional	NOTA 5	28.360.671,88	28.360.671,88
Outros Ativos		3.592.005,47	53.779,55
Investimentos		13.772,40	48.772,40
Investimentos		13.772,40	48.772,40
Intangível	NOTA 07	160.082.357,74	143.506.127,90
Imobilizado da Concessão - Terrenos		147.400,00	147.400,00
Imobilizado da Concessão - Equipamentos e Instalações Operacionais		279.353.826,79	245.409.601,31
Imobilizado da Concessão - Equipamentos e Instalações de Escritório		4.700.432,38	3.985.975,49
Imobilizado da Concessão - Equipamentos para Processamento de Dados		6.014.162,58	5.872.943,22
Imobilizado da Concessão - Veículos		752.809,00	752.809,00
Imobilizado da Concessão - Pesquisa e Desenvolvimento		28.836,88	21.786,88
Imobilizado da Concessão em Andamento		41.589.410,76	42.766.844,53
(-) Amortização Acumulada		(172.504.520,65)	(155.451.232,53)
TOTAL DO ATIVO		314.658.005,56	288.870.588,15

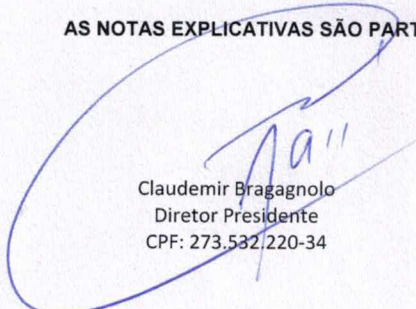
AS NOTAS EXPLICATIVAS SÃO PARTE INTEGRANTE DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

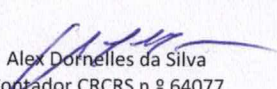
BALANÇO PATRIMONIAL DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31/12/2015 e 31/12/2014
Em Reais

PASSIVO

	NOTA EXPLICATIVA	31/12/2015	31/12/2014
Passivo Circulante		111.501.262,63	138.737.294,90
Fornecedores	NOTA 08	85.146.138,29	96.498.336,05
Empréstimos e Financiamentos	NOTA 09	211.625,28	8.000.000,00
Provisão trabalhista e encargos sociais a pagar		3.480.215,94	2.780.567,26
Impostos a pagar	NOTA 14	3.077.608,17	829.480,06
Imposto de renda e contribuição social a pagar	NOTA 14	150.432,18	-
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar		14.930.759,31	11.623.107,22
Débitos nas operações de venda e aquisição de gás		1.560.232,49	16.992.014,75
Outros passivos		2.944.250,97	2.013.789,56
Passivo Não Circulante		68.734.976,54	29.061.361,89
Empréstimos e Financiamentos	NOTA 09	38.899.270,45	-
Provisão para Contingências	NOTA 15	1.475.034,42	700.690,22
Arbitragem internacional AES/YPF	NOTA 08	28.360.671,67	28.360.671,67
Patrimônio Líquido		134.421.766,39	121.071.931,15
Capital Social		81.186.711,84	81.186.711,84
Capital Subscrito e Integralizado	NOTA 11	81.186.711,84	81.186.711,84
Reserva de Lucros		8.442.776,61	5.015.897,65
Reserva Legal	NOTA 11	8.442.776,61	5.015.897,65
Dividendos à disposição da assembléia		44.792.277,94	34.869.321,66
Dividendos Adicionais Propostos	NOTA 12	44.792.277,94	34.869.321,66
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		314.658.005,56	288.870.587,94

AS NOTAS EXPLICATIVAS SÃO PARTE INTEGRANTE DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS


Claudemir Bragagnolo
Diretor Presidente
CPF: 273.532.220-34


Alex Dornelles da Silva
Contador CRCRS n.º 64077
CPF: 676.831.420-34

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31/12/2015 e 31/12/2014

Em Reais

		2015	2014
	NOTA EXPLICATIVA		
Receita Líquida - Venda de Gás e Serviços	NOTA 13	1.181.521.424,44	863.177.711,29
Custo dos Produtos Vendidos e Serviços Prestados	NOTA 17	(997.751.437,17)	(728.293.271,88)
Lucro Bruto	NOTA 17	183.769.987,27	134.884.439,41
Despesas e Receitas Operacionais		(81.775.934,14)	(59.264.640,72)
Despesas Comerciais	NOTA 17	(8.595.100,70)	(8.256.498,85)
Despesas Gerais Administrativas	NOTA 17	(73.715.621,65)	(51.605.535,33)
Outras Despesas e Receitas Operacionais		534.788,21	597.393,46
Receita de Construção - CPC 17	NOTA 22	32.473.424,71	26.398.252,49
Custos de Construção - CPC 17	NOTA 22	(32.473.424,71)	(26.398.252,49)
Lucro Operacional antes do Resultado Financeiro		101.994.053,13	75.619.798,69
Receitas Financeiras	NOTA 18	8.164.742,92	4.110.424,90
Despesas Financeiras	NOTA 18	(11.248.620,13)	(2.319.456,89)
Lucro antes do Imposto de Renda e da Contribuição Social		98.910.175,92	77.410.766,70
Imposto de Renda	NOTA 14	(21.829.222,71)	(17.376.512,72)
Contribuição Social	NOTA 14	(8.543.373,92)	(6.698.233,68)
Lucro Líquido do Exercício		68.537.579,29	53.336.020,30
Lucro por ação de Capital Social		3,18	2,47

AS NOTAS EXPLICATIVAS SÃO PARTE INTEGRANTE DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS ABRANGENTES FINDOS EM 31/12/2015 e 31/12/2014

Em Reais

		2015	2014
	EXPLICATIVA		
Lucro líquido do exercício		68.537.579,29	53.336.020,30
Outros resultados abrangentes		-	-
Resultado abrangente total	NOTA 2	68.537.579,29	53.336.020,30
Atribuível ao sócio Estado do Rio Grande do Sul		34.954.165,44	27.201.370,35
Atribuível ao sócio Petrobrás		33.583.413,85	26.134.649,95

AS NOTAS EXPLICATIVAS SÃO PARTE INTEGRANTE DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Claudemir Bragagnolo
Diretor Presidente
CPF: 273.532.220-34

Alex Dornelles da Silva
Contador CRCRS n.º 64077
CPF: 676.831.420-34

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido - Exercícios Findos em 31/12/2015 e 31/12/2014

EVENTOS	NOTA EXPLICATIVA	CAPITAL SOCIAL	RESERVA DE LUCROS		LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	TOTAL
			RESERVA LEGAL	DIVIDENDO ADICIONAL PROPOSTO		
SALDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013		81.186.711,84	2.349.096,64	30.430.125,44	0,00	113.965.933,92
Dividendos adicionais aprovados				(30.430.125,44)		(30.430.125,44)
Lucro Líquido do exercício					53.336.020,30	53.336.020,30
Destinações do lucro líquido do exercício:						
Constituição da Reserva Legal			2.666.801,01		(2.666.801,01)	-
Dividendos Obrigatórios					(11.623.107,22)	(11.623.107,22)
Dividendo Adicional sujeito a aprovação				34.869.321,66	(34.869.321,66)	-
Juros sobre o Capital Próprio					(4.176.790,41)	(4.176.790,41)
SALDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014		81.186.711,84	5.015.897,65	34.869.321,66	0,00	121.071.931,15
Dividendos adicionais aprovados				(34.869.321,66)		(34.869.321,66)
Lucro líquido do exercício					68.537.579,29	68.537.579,29
Destinações do lucro líquido do exercício:						
Reserva legal	Nota 11		3.426.878,96		(3.426.878,96)	-
Dividendos Obrigatórios	Nota 12				(14.930.759,31)	(14.930.759,31)
Dividendo Adicional sujeito a aprovação	Nota 12			44.792.277,94	(44.792.277,94)	-
Juros sobre o Capital Próprio	Nota 12				(5.387.663,08)	(5.387.663,08)
SALDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015		81.186.711,84	8.442.776,61	44.792.277,94	0,00	134.421.766,39

AS NOTAS EXPLICATIVAS SÃO PARTE INTEGRANTE DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Claudemir Bragagnolo
Diretor Presidente
CPF: 273.532.220-34

Alex Donelles da Silva
Contador CRCRS n.º 64077
CPF: 676.831.420-34

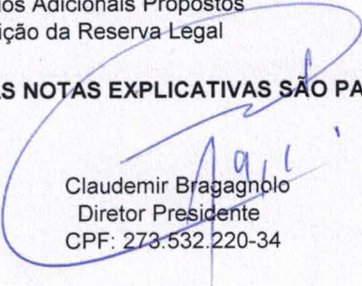


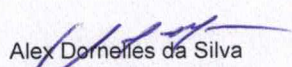
COMPANHIA DE GÁS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL - SULGÁS
CNPJ Nº 72.300.122/0001-04 NIRE: 43.300.033.104

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31/12/2015 e 31/12/2014
Em Reais

	2015	2014
1 - Receitas		
1.1. Vendas de mercadoria, produtos e serviços	1.391.617.929,88	1.040.353.170,08
1.2. Devoluções de venda	(1.195.494,35)	-
1.3. Outras receitas operacionais	574.692,80	631.396,21
1.4. Perdas estimadas com créditos de liquidação duvidosa	(283.163,27)	264.768,08
2 - Insumos adquiridos de terceiros		
2.1. Custo dos produtos vendidos e serviços prestados	1.135.231.497,35	845.205.251,63
2.2. Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	39.307.697,53	30.689.149,41
3 - Retenções		
3.1. Amortizações	17.315.523,20	14.992.337,54
4 - Valor adicionado líquido produzido pela Companhia	198.859.246,98	149.833.059,63
5 - Valor adicionado recebido em transferência		
5.1. Receitas financeiras	8.164.742,92	4.110.424,90
6 - Valor adicionado total a distribuir	207.023.989,90	153.943.484,53
7 - Distribuição do valor adicionado	207.023.989,90	153.943.484,53
7.1. Pessoal		
Remuneração direta	21.413.454,55	18.096.883,24
Benefícios	7.247.166,23	6.370.128,07
FGTS	1.331.259,37	1.167.169,64
7.2. Impostos, taxas e contribuições		
Federais	79.054.764,45	51.852.644,60
Estaduais	25.058.602,26	20.957.130,70
Municipais	64.904,50	58.378,93
7.3. Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	2.498.496,82	284.600,68
Aluguéis	1.817.762,43	1.820.528,37
7.4. Remuneração de capitais próprios		
Juros sobre o Capital Próprio	5.387.663,08	4.176.790,41
Dividendos Mínimo Obrigatório	14.930.759,31	11.623.107,22
Dividendos Adicionais Propostos	44.792.277,94	34.869.321,66
Constituição da Reserva Legal	3.426.878,96	2.666.801,01

AS NOTAS EXPLICATIVAS SÃO PARTE INTEGRANTE DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS


Claudemir Bragagnolo
Diretor Presidente
CPF: 273.532.220-34


Alex Dornelles da Silva
Contador CRCRS n.º 64077
CPF: 676.831.420-34

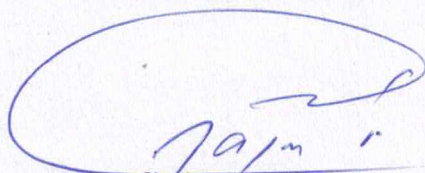


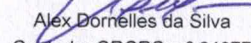
COMPANHIA DE GÁS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL - SULGÁS
RUA SETE DE SETEMBRO 1069 5.º ANDAR
PORTO ALEGRE - RS
CNPJ Nº 72.300.122/0001-04 NIRE: 43.300.033.104

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA - MÉTODO INDIRETO
Em Reais

	2015	2014
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Lucro líquido do exercício	68.537.579,29	53.336.020,30
Ajustes para reconciliar o lucro líquido:		
Perdas estimadas com créditos de liquidação duvidosa	283.163,27	214.887,33
Amortização	17.315.523,20	14.992.337,54
	86.136.265,76	68.543.245,17
(Aumento) redução nos ativos operacionais		
(Aumento) redução de contas a receber de clientes de outras	15.396.777,77	(11.441.878,06)
Redução (aumento) de estoques	(367.991,10)	258.966,87
Redução (aumento) de outros ativos	(3.388.003,43)	3.618.008,97
Aumento (redução) de fornecedores	(11.352.197,76)	(3.218.981,40)
Imposto de renda e contribuição social pagos	150.432,18	(339.315,36)
Aumento (redução) outros passivos	(10.779.199,86)	15.077.871,26
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais	75.796.083,56	72.497.917,45
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Aquisição de Intangível	(34.119.011,72)	(27.845.068,97)
Baixa de intangível	227.258,68	496.359,62
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(33.891.753,04)	(27.348.709,35)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Dividendos pagos	(46.492.428,88)	(40.573.500,59)
Juros sobre o Capital Próprio	(5.387.663,08)	(4.176.790,41)
Recebimento/Amortizações de Empréstimo	31.110.895,73	8.000.000,00
Caixa líquido gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	(20.769.196,23)	(36.750.291,00)
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	21.135.134,29	8.398.917,10
Caixa e equivalente de caixa no início do exercício	40.184.764,89	31.785.847,79
Caixa e equivalente de caixa no final do exercício	61.319.899,18	40.184.764,89

AS NOTAS EXPLICATIVAS SÃO PARTE INTEGRANTE DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS


Claudemir Bragagnolo
Diretor Presidente
CPF: 273.532.220-34


Alex Dornelles da Silva
Contador CRCRS n.º 64077
CPF: 676.831.420-34



COMPANHIA DE GÁS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL - SULGÁS
RUA SETE DE SETEMBRO 1069 5.º ANDAR
PORTO ALEGRE - RS
CNPJ Nº 72.300.122/0001-04 NIRE: 43.300.033.104

Notas Explicativas da Administração às Demonstrações Contábeis

1) Contexto Operacional

A Companhia é uma sociedade de economia mista (sociedade anônima de capital fechado), autorizada pela Lei Estadual n.º 9.128 de 07/08/1990, alterada pela Lei n.º 9.705 de 24/07/1992, tendo concessão para exploração do gás natural no Estado do Rio Grande do Sul por prazo de 50 (cinquenta) anos conforme Contrato de Concessão firmado em 19/04/1994. A Companhia tem por objetivo executar serviços relativos à pesquisa tecnológica, produção, aquisição, armazenamento, distribuição e comercialização de gás natural e seus subprodutos e derivados, de acordo com a evolução tecnológica, o desenvolvimento econômico e as necessidades sociais. Poderá, subsidiariamente, efetuar a aquisição, montagem e eventual fabricação de equipamentos e componentes, otimizando o uso do gás natural e seus subprodutos e derivados, bem como executar os serviços. Atende consumidores dos setores industrial, cogeração, veicular, comercial, residencial e termoeletrico.

2) Base de preparação e apresentação das demonstrações contábeis

As demonstrações contábeis foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais abrangem a legislação societária, os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), além das normas emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC).

a. Moeda Funcional e Moeda de Apresentação

Essas demonstrações contábeis são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia.

b. Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações contábeis de acordo com os CPC's exige que a Administração faça julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir destas estimativas. Estimativas e premissas são revistos de uma maneira contínua. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas são revisadas e em quaisquer períodos futuros afetados. As informações sobre julgamentos críticos, referente às políticas contábeis adotadas, apresentam efeitos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações contábeis e estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- Nota 5 - Perdas estimadas com créditos de liquidação duvidosa
- Nota 7 - Intangíveis
- Nota 15 - Provisões para contingências

c. Demonstração do resultado abrangente

Na demonstração do resultado abrangente não há valores a serem expostos sobre esse conceito, ou seja, o resultado do exercício é igual ao abrangente total.

3) Resumo das principais políticas contábeis

a. Resultado das operações

O resultado é apurado pelo regime de competência, sendo observado o princípio da realização da receita e de confrontação das despesas.

• Venda de gás

A receita de venda de gás é medida pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita de venda de gás é reconhecida quando existe evidência convincente de que os riscos e benefícios mais significativos inerentes à propriedade dos bens foram transferidos para o comprador, de que for provável que os benefícios econômicos financeiros fruirão para a entidade, de que os custos associados e a possível devolução de mercadorias podem ser estimados de maneira confiável, de que não haja envolvimento contínuo com os bens vendidos, e de que o valor da receita operacional possa ser mensurado de maneira confiável. Caso seja provável que descontos serão concedidos e o valor possa ser mensurado de maneira confiável, então o desconto é reconhecido como uma redução da receita operacional conforme as vendas são reconhecidas.

• Receitas e custos de construção

A orientação OCPC 05 - Contratos de Concessão - determina que as empresas concessionárias de serviços de distribuição são, mesmo que indiretamente, responsáveis pela construção das redes. Por isso é obrigatório o registro das receitas e custos de construção.

A Sulgás não tem a construção de gasodutos como atividade fim nem auferir receitas com essa operação. Para viabilizar a distribuição de gás natural, a companhia realiza licitações públicas para contratação de terceiros, nas quais são contratados os proponentes que apresentarem a melhor proposta para a realização das obras. Desse modo, a construção da Rede de Distribuição de Gás Natural apresenta-se integralmente como um custo de alocação de ativos para o cumprimento do contrato de concessão para a Sulgás.

Assim, em virtude do descrito acima, a companhia registrou receita de construção, tendo como contrapartida custos de construção no mesmo valor.

b. Receitas financeiras e despesas financeiras

As receitas financeiras abrangem rendimentos sobre aplicações financeiras e variações no valor justo de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado. A receita de juros é reconhecida no resultado, através do método dos juros efetivos. As despesas financeiras abrangem despesas com juros sobre empréstimos, variações no valor justo de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado e perdas por redução ao valor recuperável (*impairment*) reconhecidas nos ativos financeiros. Custos de empréstimo que não são diretamente atribuíveis à aquisição, construção ou produção de um ativo qualificável são mensurados no resultado através do método de juros efetivos.

c. Moeda estrangeira

Transações em moeda estrangeira são convertidas para a moeda funcional utilizada pela Companhia, pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data de apresentação são convertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio vigente naquela data. O ganho ou perda cambial em itens monetários é a diferença entre o valor da moeda funcional no começo do período, ajustado por juros e pagamentos efetivos durante o período, e o valor em moeda estrangeira à taxa de câmbio no final do período de apresentação. As diferenças de moedas estrangeiras resultantes na conversão são reconhecidas no resultado.

d. Caixa e Equivalentes de Caixa

Estão representadas por depósitos em conta corrente e as aplicações financeiras estão registradas ao custo, acrescidas dos rendimentos auferidos até a data do balanço, que não supera o valor de mercado.

e. Redução ao valor recuperável (*impairment*)

A administração da Companhia monitora e avalia eventos e/ou indicativos que possam levar à não recuperação do valor contábil dos ativos imobilizados. Caso seja identificado algum indicativo de perda do valor, um teste de redução ao valor recuperável será aplicado.

f. Instrumentos Financeiros Não Derivativos

A Companhia reconhece os empréstimos e recebíveis e depósitos inicialmente na data em que foram originados. Todos os outros ativos financeiros (incluindo os ativos designados pelo valor justo por meio do resultado) são reconhecidos inicialmente na data da negociação na qual a Companhia se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento.

A Companhia baixa um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando a Companhia transfere os direitos ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação no qual essencialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. Eventual participação que seja criada ou retida pela Companhia nos ativos financeiros é reconhecida como um ativo ou passivo individual. Os ativos ou passivos financeiros são compensados e o valor líquido apresentado no balanço patrimonial somente quando a Companhia tenha o direito legal de compensar os valores e tenha a intenção de liquidar em uma base líquida ou de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

Caixa e equivalentes de caixa

Abrangem os saldos de caixa e investimentos financeiros com liquidez imediata junto à instituição emitente, os quais são sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor, e são utilizados na gestão das obrigações de curto prazo.

Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros com pagamentos fixos ou calculáveis que não são cotados no mercado ativo. Tais 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.

Os empréstimos e recebíveis abrangem contas a receber de clientes, títulos e valores mobiliários, ativos financeiros de concessão e outros créditos, incluindo os recebíveis oriundos de acordos de concessão de serviços.

Contas a receber de clientes

As contas a receber de clientes estão registradas pelo valor faturado incluindo os respectivos impostos. As perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa é constituída quando identificados consumidores inadimplentes ou com pedido de falência e concordata. A Companhia impetra ações administrativas e judiciais contra os consumidores nessa situação, sendo o fornecimento de gás interrompido se necessário.

ii - Passivos financeiros não derivativos

A Companhia reconhece outros passivos financeiros (incluindo passivos designados pelo valor justo registrado no resultado) inicialmente na data de negociação na qual a Companhia se torna uma parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia baixa um passivo financeiro quando tem suas obrigações contratuais retiradas, canceladas ou vencidas.

A Companhia classifica os passivos financeiros não derivativos na categoria de outros passivos financeiros. Tais passivos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, esses passivos financeiros são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos.

A Companhia tem os seguintes passivos financeiros não derivativos: fornecedores, obrigações especiais e outras contas a pagar.

iii - Capital Social

As ações ordinárias são classificadas como patrimônio líquido. Os dividendos mínimos obrigatórios, conforme definido em estatuto, são reconhecidos como passivo.

g. Instrumentos Financeiros Derivativos

A companhia não operou com instrumentos derivativos nos exercícios findos de 2015 e 2014.

h. Intangível

A Sulgás possui Contrato de Concessão com o Estado do Rio Grande do Sul com prazo de 50 anos a contar de 19/04/1994. O contrato prevê que todos os bens da Companhia (Concessionária) serão revertidos ao poder concedente ao término do contrato, sendo que o Concedente indenizará a Companhia sobre os investimentos realizados nos 10 anos anteriores ao término da concessão (atualizados monetariamente).

i. 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.

j. Benefícios a Empregados

A empresa apresenta uma série de benefícios aos empregados, bem como plano de contribuição definida conforme explicado na nota 10.

l. Investimentos

Os investimentos não relevantes são avaliados ao custo de aquisição deduzido de provisão para desvalorização, quando aplicável.

m. Imposto de Renda e Contribuição Social

Foram provisionados com base na legislação atual, sendo o Imposto de Renda com base nas alíquotas de 15% mais 10% sobre adicional e a Contribuição Social com base de 9% sobre o lucro real, conforme demonstramos na nota 14.

n. Estimativas Contábeis

As estimativas contábeis foram baseadas em fatores direta ou indiretamente observáveis, baseados no entendimento da administração sobre a mensuração do valor adequado a ser registrado nas demonstrações contábeis. As perdas estimadas para créditos com devedores duvidosos, bem como provisões para imposto de renda/contribuição social e contingências são constituídas por valores considerados suficientes pela Administração. A liquidação/ocorrência das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores divergentes devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Companhia revisa suas estimativas e premissas trimestralmente.

o. Demonstração do Valor Adicionado

A Companhia elaborou demonstrações do valor adicionado (DVA) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações contábeis, aplicável às companhias abertas. Para as companhias de capital fechado, como é o caso da Sulgás, representam informação financeira adicional.

4) Caixas e Equivalentes de Caixas

Cliente	31/12/2015	31/12/2014
Caixa	5.447,13	4.409,36
Banco Conta Movimento	8.565.870,94	14.538.458,79
Aplicações Financeiras	52.748.581,11	25.641.896,74
TOTAL	61.319.899,18	40.184.764,89

As aplicações financeiras foram no mercado de renda fixa (CDI) com taxa anual de aproximadamente 14,14%.

5) Contas a Receber de Clientes e PDD

a) Contas e Receber de Clientes

	31/12/2015	31/12/2014
Petrobras Petróleo Brasileiro S/A	7.960.355,49	14.554.689,39
Petrobras Distrib S/A	1.091.488,56	1.042.291,71
CMPC Celulose Riograndense Ltda.	3.863.691,17	832.285,78
Ipiranga Produtos de Petróleo S/A	1.564.316,85	1.411.608,71
Gerdau S/A	1.201.999,77	3.098.189,17
Braskem S/A	10.702.608,80	4.772.007,02
Outros	20.025.655,40	36.095.822,03
Perdas Estimadas com Créditos de Liquidação Duvidosa	-3.478.059,11	-3.194.895,84
TOTAL	42.932.056,94	58.611.997,98

Confissão de Dívida

	31/12/2015	31/12/2014
Confissão de Dívida de Curto Prazo	2.700.271,50	2.700.271,50
Perdas Estimadas com Créditos de Liquidação Duvidosa	-1.380.358,76	-1.380.358,76
TOTAL	1.319.912,75	1.319.912,75

Detalhe - Clientes

	31/12/2015	31/12/2014
Vencidas até 30 dias	1.244.368,65	1.249.296,70
De 31 a 60 dias	139.556,33	92.006,81
De 61 a 90 dias	84.650,87	42.157,72
Mais de 90 dias	6.262.445,99	7.481.881,32
Clientes Vencidos	7.731.021,84	8.865.342,55
A Vencer até 30 dias	39.726.933,13	54.011.056,80
De 31 a 60 dias	1.582.893,35	1.630.765,96
De 61 a 90 dias	8.036,25	-
Mais de 90 dias	61.502,97	-
Clientes a Vencer	41.379.365,70	55.641.822,76
Total de Clientes Vencidos e a Vencer	49.110.387,54	64.507.165,31

Há um valor de R\$ 28.360.671 registrado à conta específica no Ativo Não Circulante que se refere às operações de importação/faturamento do gás do segmento termoeletrico entre as empresas YPF S/A e AES Uruguiana Empreendimentos S/A, realizadas até o ano de 2008. Este valor encontra-se registrado também à conta específica do Passivo Não Circulante, pois depende de decisão judicial de litígio entre as duas empresas sobre os valores das transações que ora se encontram sob arbitragem internacional.

b) Perdas Estimadas com Devedores Duvidosos - PDD

PDD em 31/12/2014	4.575.254,59
Adições em 2015	283.163,27
PDD em 31/12/2015	4.858.417,86

São computados na formação da PDD títulos em atraso, sob protesto ou cobrança judicial. O montante de R\$ 4.858.417,56 é considerado suficiente pela Administração para fazer face a eventuais perdas no recebimento de créditos

6) Estoques

Os saldos compõem-se de:

Estoques	31/12/2015	31/12/2014
Materiais de Manutenção	3.155.257,09	2.852.087,73
Materiais de Conversão	1.305.240,71	1.240.418,97
Total	4.460.497,80	4.092.506,70

7) Ativos intangíveis

Os valores reconhecidos no Intangível, como o direito de cobrar dos usuários pelo fornecimento de gás, são constituídos pelos custos relativos à construção de infraestrutura para a prestação de serviços de distribuição de gás.

Devido à característica das atividades operacionais, a amortização do intangível tem início quando o bem que lhe deu origem entra em atividade.

A amortização foi calculada com base na vida-útil dos ativos em conformidade com o contrato de concessão e reconhecida no resultado do exercício.

Contas	Taxa Anual de Amortização	31/12/2015	31/12/2014
Terrenos	-	147.400,00	147.400,00
Gasoduto Gás Natural - Uruguiana	10%	2.658.860,96	2.658.860,96
Gasoduto Gás Natural	10%	262.519.180,01	228.647.006,62
Máquina e Equipamentos Técnicos	10%	2.856.031,18	3.319.125,98
Ferramentas	20%	60.418,56	32.414,06
Equipamentos de Segurança	10%	402.447,55	368.077,62
Estoque de Cilindros GNV	10%	18.875,93	29.629,03
Cilindros GNV	10%	419.914,75	409.161,65
Sistema Supervisório - Externo	10%	10.149.557,32	9.682.582,04
Sistema Supervisório - Interno	10%	268.540,53	262.743,35
Móveis e Utensílios	10%	1.144.179,77	1.168.972,58
Instalações	10%	2.558.747,82	1.787.662,13
Equipamentos de Escritórios	10%	311.320,68	317.589,16
Equipamentos Telefônicos	10%	611.973,77	638.135,28
Equipamentos Transmissores	20%	8.983,00	8.389,00
Equip. Processamento de Dados	20%	2.835.865,51	2.816.357,75
Software	20%	3.178.297,07	3.056.585,47
Veículos	20%	752.809,00	752.809,00
Pesquisa e Desenvolvimento	10%	28.836,88	21.786,88
Outros	10%	65.227,34	65.227,34
Imobilizado da Concessão em Andamento	-	41.589.410,76	42.766.844,53
(-) Amortização Acumulada		-172.504.520,65	-155.451.232,53
Total		160.082.357,74	143.506.127,90

Contas	31/12/2014	Aquisições	Amortizações	Baixas	Transferências	31/12/2015
Terrenos	147.400,00	0,00		0,00	0,00	147.400,00
Equipamentos e Instalações Operacionais	245.409.601,31	2.718.228,13		-126.756,64	31.363.507,09	279.353.826,79
Equipamentos e Instalações de Escritório	3.985.975,49	759.989,99		-48.370,37	2.837,27	4.700.432,38
Equipamentos para Processamento de Dados	5.872.943,22	299.208,57		-156.374,97	-1.614,24	6.014.162,58
Veículos	752.809,00	0,00		0,00	0,00	752.809,00
Imobilizado da Concessão em Andamento	42.788.631,41	30.341.585,03		-157.991,78	-31.364.730,12	41.618.247,64
Total do Custo	298.957.360,43	34.119.011,72		-489.493,76	0,00	332.586.878,39
(-) Amortização Acumulada	-155.451.232,53	-	-17.315.523,20	262.235,08	-	-172.504.520,65
Total Geral	143.506.127,90	34.119.011,72	-17.315.523,20	-227.258,68	-	160.082.357,74

Do total R\$ 489.493,76 de bens baixados, R\$ 84.452,49 são referentes baixas do sistema supervisório que foram convertidas em créditos de PIS/COFINS. Tais créditos foram aproveitados após parecer jurídico favorável.

8) Fornecedores

	31/12/2015	31/12/2014
Fornecedores de Gás Natural	78.855.146,70	89.766.461,92
Fornecedores de Frete de Gás Natural	741.682,49	686.841,58
Fornecedores de Materiais e Serviços Gasoduto	4.066.689,71	2.799.153,42
Fornecedores de Outros Materiais	340.371,94	925.815,71
Fornecedores de Serviços	1.142.247,45	2.320.063,42
	85.146.138,29	96.498.336,05

Detalhe - Fornecedores

	31/12/2015	31/12/2014
A Vencer até 30 dias	58.232.531,52	63.829.579,83
De 31 a 60 dias	26.913.606,77	32.651.190,88
De 61 a 90 dias	-	17.565,34
Mais de 90 dias	-	-
Fornecedores a Vencer	85.146.138,29	96.498.336,05

Há um valor de R\$ 28.360.671 registrado à conta específica no Passivo Não Circulante que se refere às operações de importação/faturamento do gás do segmento termoeletrico entre as empresas YPF S/A e AES Uruguiana Empreendimentos S/A, realizadas até o ano de 2008. Este valor encontra-se registrado também à conta específica do Ativo Não Circulante, pois depende de decisão judicial de litígio entre as duas empresas sobre os valores das transações que ora se encontram sob arbitragem internacional.

9) Financiamentos

A Companhia firmou contrato junto ao BNDES para o financiamento de 50% do portfólio de investimentos previstos para o quinquênio 2014-2018, às taxas SELIC + 2,48% ao ano (50% do valor previsto) e TJLP + 2,48% ao ano (50% do valor previsto). A data de assinatura do contrato foi 20 de abril de 2015 no valor total previsto de R\$ 138,2 milhões. No dia 26 de novembro ocorreu o primeiro ingresso no valor de R\$ 38,8 milhões, efetuado no Banrisul, referentes a 50% dos investimentos realizados pela Companhia no último quadrimestre de 2013, todo o ano de 2014 e os primeiros sete meses de 2015. Portanto, um valor com caráter de ressarcimento de investimentos já realizados. O financiamento possui prazo de carência até julho de 2017, com pagamentos trimestrais de juros que ocorrerão nos dias quinze dos meses de março, junho, setembro e dezembro de cada ano. A partir de agosto de 2017 os pagamentos ocorrerão mensalmente, nos dias quinze de cada mês, dando início à amortização do principal que deverá ocorrer até janeiro de 2022. Os saldos em 31 de dezembro de 2015 referentes aos financiamentos são os seguintes:

	31/12/2015	31/12/2014
BNDES I - TJLP	19.678.310,22	-
BNDES II - SELIC	19.432.585,51	-
	39.110.895,73	-

10) Benefícios a empregados

Benefícios de curto prazo a empregados

Além da remuneração e demais vantagens previstas na Consolidação das Leis Trabalhistas - CLT, como por exemplo, periculosidade e horas extras, a Companhia oferece um conjunto de benefícios de curto prazo formalizados em acordo coletivo, são eles: Participação nos Lucros, Planos de Saúde e Odontológicos, Plano de Previdência complementar, Auxílio Creche, Auxílio Ensino Fundamental, Auxílio Educação, Auxílio Atividade Física, Vale Rancho, Vale Alimentação/Refeição, Vale Natal, Seguro de Vida, Auxílio Funeral, Auxílio ao Filho Excepcional, Auxílio Instrutor de Treinamento, Auxílio Despesa de Transferência, Complemento Auxílio Doença, Reembolso Anestesia. Tais benefícios quando ocorrem são reconhecidos no resultado seguindo o princípio de competência de acordo com o valor apurado ou por estimativas confiáveis.

Planos de contribuição definida

O Plano SulgasPrev é um plano de benefícios previdenciários, estruturado na modalidade de Contribuição Definida, administrado pela Fundação Petrobras de Seguridade Social – Petros (art. 1º do Regulamento do SulgasPrev):

I - Quanto aos Participantes:

- Renda de Aposentadoria Normal;
- Renda Proporcional Diferida;
- Renda de Aposentadoria por Invalidez;
- Abono Anual.

II - Quanto aos Beneficiários:

- Renda de Pensão por Morte;
- Pecúlio por Morte;
- Abono Anual.

Participação nos Lucros ou Resultados

A participação dos empregados nos Lucros ou Resultados, conforme disposto na lei n.º 10.101/2000 e na política de Participação nos Lucros e Resultados aprovada pelo Conselho de Administração, ocorreu em acordo coletivo com os empregados e suas entidades sindicais, num montante de R\$ 2.923.914,84 (dois milhões, novecentos e vinte e três mil, novecentos e quatorze reais com oitenta e quatro centavos) relativo ao exercício findo em 2015, sendo que foram pagos em adiantamento R\$ 1.230.644,99 (um milhão, duzentos e trinta mil, seiscentos e quarenta e quatro reais com noventa e nove centavos) em dezembro de 2015, assim restando e R\$ 1.693.369,85 (um milhão, seiscentos e noventa e três mil duzentos e sessenta e nove reais com oitenta e cinco centavos) a serem pagos em 2016.

11) Patrimônio Líquido

a) Capital Social

O Capital Social totalmente integralizado é de R\$ 81.186.711,84, representado por 21.562.644 ações ordinárias, todas de classe única sem valor nominal.

Acionista	Ações Ordinárias	%	Capital Social
GASPETRO	10.565.696	49%	39.781.488,80
GOV. DO ESTADO DO RS	10.996.948	51%	41.405.223,04
	21.562.644	100%	81.186.711,84

b) Reserva legal

Constituída mediante apropriação de 5% do lucro líquido de cada exercício, em conformidade com o artigo 193 da Lei nº 6.404/76 e artigo 29 do Estatuto da Companhia, até o limite de 20% do capital social. Em 2013 a Reserva Legal acumulada de R\$ 13.531.118,64 foi incorporada ao Capital Social e, com isso, voltou a ser constituída. Em 31/12/2015 o saldo acumulado da Reserva Legal é de R\$ 8.442.776,61.

c) Lucro por Ação

O Lucro por ação (R\$ por ação) da Companhia em 2015 foi o seguinte:

	2015	2014
Lucro Líquido	68.537.579,29	53.336.020,30
Quantidade de ações ordinárias	21.562.644	21.562.644
Lucro líquido básico diluído por ação ordinária	3,18	2,47

12) Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio

a) Dividendos

O artigo 30 do Estatuto da Companhia garante aos acionistas a percepção do dividendo mínimo obrigatório de 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado em termos da lei em cada exercício.

	31/12/2015 VALORES (R\$)	31/12/2014 VALORES (R\$)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	68.537.579,29	53.336.020,30
RESERVA LEGAL	-3.426.878,96	-2.666.801,01
JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO	-5.387.663,08	-4.176.790,41
TOTAL DOS DIVIDENDOS A DISTRIBUIR	59.723.037,25	46.492.428,88
DIVIDENDO MÍNIMO OBRIGATÓRIO GOV. ESTADO RS (25%)	7.614.687,25	5.927.784,68
DIVIDENDO MÍNIMO OBRIGATÓRIO GASPETRO (25%)	7.316.072,06	5.695.322,54
DIVIDENDO ADICIONAIS PROPOSTOS GOV. ESTADO RS	22.844.061,75	17.783.354,04
DIVIDENDO ADICIONAIS PROPOSTOS GASPETRO	21.948.216,19	17.085.967,62
TOTAL	59.723.037,25	46.492.428,88

b) Juros Sobre o Capital Próprio

Em 31/12/2015, a Companhia, conforme prevê a legislação fiscal, optou por efetuar a título de remuneração de seus acionistas o crédito de juros sobre o capital próprio, apurado com base na variação da TJLP sobre o patrimônio líquido, cujo montante no exercício, totalizou o valor bruto de R\$ 5.387.663,08 e distribuído conforme quadro abaixo:

JSCP por Acionista	Valor Bruto	IRRF	Valor Líquido
Estado Rio Grande do Sul	2.747.708,17	-	2.747.708,17
Petrobrás Gás S/A	2.639.954,91	395.993,24	2.243.961,67
TOTAL	5.387.663,08	395.993,24	4.991.669,85

13) Receita

Em atendimento ao CPC 26, a demonstração do resultado do exercício é apresentada a partir da receita líquida. Os valores decorrentes das deduções da receita bruta estão demonstrados a seguir:

	2015	2014
RECEITA DE VENDAS DE GÁS	1.391.617.929,88	1.040.353.170,08
RECEITA DE GÁS RESIDENCIAL	7.536.995,90	5.412.799,62
RECEITA DE GÁS COMERCIAL	18.428.270,48	17.145.355,04
RECEITA DE GÁS INDUSTRIAL	802.984.611,87	675.410.293,12
RECEITA DE GÁS COGERAÇÃO	70.637.593,38	53.115.280,77
RECEITA DE GÁS VEICULAR	84.534.637,04	84.388.637,16
RECEITA DE GÁS CLIMATIZAÇÃO	1.123.147,94	1.111.673,29
RECEITA DE SERVICO DE DISTRIBUIÇÃO	1.058.319,01	99.452,88
RECEITA DE GÁS TERMOELÉTRICA	405.314.354,26	203.669.678,20
(-) DEDUÇÕES SOBRE RECEITA	210.096.505,44	177.175.458,79
DEVOLUÇÕES DE VENDA	1.195.494,35	0,00
PIS SOBRE VENDA DE GÁS	16.235.061,55	13.787.519,72
COFINS SOBRE VENDA DE GÁS	74.779.676,69	63.506.150,96
ICMS SOBRE VENDA DE GÁS	117.857.219,30	99.877.809,99
ISS SOBRE SERVICO	29.053,55	3.978,12
RECEITA LÍQUIDA	1.181.521.424,44	863.177.711,29

14) Impostos e Contribuições Sociais

Conforme quadros abaixo, a companhia registra Impostos e Contribuições a compensar e a recolher. O imposto de renda e a contribuição social diferidos são registrados para refletir os efeitos fiscais futuros atribuíveis às diferenças temporárias entre a base fiscal de ativos e passivos e seu respectivo valor contábil.

a) Impostos e Contribuições Sociais a Compensar

Ativo Circulante	31/12/2015	31/12/2014
ICMS a Compensar	1.371.205,42	1.453.280,76
Imposto de Renda e Contribuição Social	226.006,30	4.049.405,30
PIS/COFINS a Compensar	276.863,86	141.644,88
TOTAL	1.874.075,58	5.644.330,94

Ativo Não-Circulante	31/12/2015	31/12/2014
ICMS a compensar	1.378.097,33	1.233.567,27
PIS/COFINS a compensar	3.188.565,03	0,00
IR/CSLL Diferidos	2.153.373,76	1.609.256,40
TOTAL	6.720.036,12	2.842.823,67

b) Reconciliação do Imposto de Renda e Contribuição Social

Descrição	2015	2014
Resultado antes dos impostos	98.910.175,92	77.410.766,70
	98.910.175,92	77.410.766,70
Adições:		
Provisões trabalhistas	679.470,93	106.639,65
Provisões cíveis	258.855,99	6.424,02
Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD	283.163,27	214.887,33
Participação dos administradores	77.537,24	71.033,02
Incentivos estaduais e federais	1.797.620,25	1.218.065,00
Outras despesas não dedutíveis	71.544,30	48.357,13
Total das adições	3.168.191,98	1.665.406,15
Exclusões:		
Reversão de provisões	163.982,72	248.659,71
Juros sobre capital próprio	5.387.663,08	4.176.790,41
Outras receitas dedutíveis	0,00	4.592,66
Total das exclusões	5.551.645,80	4.430.042,78
Base de cálculo da CSLL e IRPJ:	96.526.722,10	74.646.130,07
Cálculo da Contribuição Social		
Alíquota de 9%	8.687.404,99	6.718.151,71
CSLL diferida sobre provisões	-144.031,07	-19.918,02
Contribuição social do exercício	8.543.373,92	6.698.233,68
Cálculo do Imposto de Renda		
Alíquota de 15%	14.479.008,32	11.196.919,51
Adicional de 10% (menos parcela isenta de R\$ 240.000,00)	9.628.672,21	7.440.613,01
Incentivos federais aproveitados no exercício	-1.878.371,52	-1.205.691,96
IR diferido sobre provisões	-400.086,30	-55.327,84
Imposto de renda do exercício	21.829.222,71	17.376.512,72
Alíquota efetiva de Imposto de Renda e Contribuição Social	30,71%	31,10%

c) Impostos e Contribuições Sociais a Recolher

Passivo Circulante	31/12/2015	31/12/2014
ICMS	48.343,95	31.878,62
COFINS	1.246.690,00	176.380,88
PIS	268.732,29	38.293,21
IRPJ e CSLL	150.432,18	0,00
Outras Obrigações	1.513.841,93	582.927,35
TOTAL	3.228.040,35	829.480,06

d) Impostos e Contribuições Diferidos Ativos (Não Circulante)

IRPJ e CSLL Diferido sobre:	31/12/2015	31/12/2014
Provisão Devedores Duvidosos	4.858.417,86	4.575.254,58
Provisões Cíveis e Trabalhistas	1.475.034,42	157.852,49
Base de Cálculo	6.333.452,28	4.733.107,07
Impostos Diferidos (34% IRPJ e CSLL)	2.153.373,76	1.609.256,41

15) Provisões para Contingências

A provisão para contingências foi constituída com base no relatório da Gerência Executiva Jurídica da empresa, datado de 31/12/2015, onde classifica os processos judiciais conforme o risco de perda (remota perda, possível perda ou provável perda).

O termo provável em relação a possível indica que há maior probabilidade de o fato ocorrer. Geralmente, em um processo, cujo prognóstico é provável perda, há elementos, dados ou outros indicativos que possibilitam tal classificação, como por exemplo: a tendência jurisprudencial dos tribunais ou a tese já apreciada em tribunais superiores para questões que envolvam matéria de direito, e a produção ou a facilidade de se dispor de provas (documental, testemunhal - principalmente em questões trabalhistas - ou periciais) para questões que envolvam matéria de fato. Os processos considerados como provável perda são provisionados no passivo.

Por sua vez, se o prognóstico for possível perda, esta pode acontecer; todavia, esse prognóstico não foi, necessariamente, fundamentado em elementos ou dados que permitam tal informação. Ou, ainda, em um prognóstico possível, os elementos disponíveis não são suficientes ou claros de tal forma que permitam concluir que a tendência será perda ou ganho no processo. Os processos classificados como de possível perda não são provisionados, mas tem seus totais mencionados nesta nota explicativa.

Por fim, a perda classificada como remota, como o próprio nome diz, remotamente trará perdas ou prejuízos para a entidade, ou são insignificantes as chances de que existam perdas. Os processos avaliados como de remota perda não são provisionados e nem destacados em nota explicativa.

	Cíveis	Trabalhistas	Total
Processos com Possível Perda (Não Provisionados)	6.860.663,78	2.313.149,82	9.173.813,60
Processos com Provável Perda (Provisionados)	411.692,43	1.063.341,99	1.475.034,42
TOTAL	7.272.356,21	3.376.491,81	10.648.848,02

Dentre as causas classificadas como possíveis (não provisionadas) está o processo cível de valor relevante movido pela empresa Qualysolda RS Engenharia Ltda. contra a Companhia. O valor da causa atualmente está em R\$ 6.000.000,00 (seis milhões de reais).

A provisão é revisada e formada com base na evolução dos processos que são classificados como provável perda:

	Saldo Final 31/12/2014	Reversões 31/12/2015	Adições 31/12/2015	Saldo Final 31/12/2015
Provisões Trabalhistas	542.837,73	-158.966,67	679.470,93	1.063.341,99
Provisões Cíveis	157.852,49	-5.016,05	258.855,99	411.692,43
TOTAL	700.690,22	-163.982,72	938.326,92	1.475.034,42

16) Transações com partes relacionadas

a) A Companhia mantém operações comerciais de compra e venda de gás natural com o Grupo Petrobras S/A.:

Composição dos Saldos	31/12/2015	31/12/2014
Ativo Circulante		
Contas a Receber BR Distribuidora	1.063.441,11	1.042.291,71
Contas a Receber Petrobras	<u>7.960.355,49</u>	<u>14.554.689,39</u>
Passivo Circulante		
Fornecedor de Gás - Petrobras	<u>78.858.610,20</u>	<u>89.766.461,92</u>

Composição dos Saldos	31/12/2015	31/12/2014
Receitas com partes relacionadas		
BR Distribuidora S/A	24.500.578,44	27.029.800,05
Petrobras S/A	<u>356.711.555,82</u>	<u>252.387.817,57</u>
Compra de Gás Natural		
Petrobras Global Trading	240.261.709,43	145.289.123,81
Petróleo Brasileiro S/A	<u>597.918.055,45</u>	<u>512.005.645,30</u>

b) Remuneração – Diretores e Conselhos de Administração e Fiscal:

	2015	2014
Administradores	415.139,43	397.161,06
Conselho de Administração	118.742,39	142.636,65
Conselho Fiscal	<u>74.202,79</u>	<u>47.481,88</u>
Total	<u>608.084,61</u>	<u>587.279,59</u>

17) Despesas por Natureza

Conforme estabelece o CPC 26, segue a abertura das despesas por natureza:

	2015	2014
Compra de Gás e demais insumos	-970.857.216,00	-705.430.637,15
Custos de Operação e Manutenção da Rede	-10.664.633,62	-8.901.697,69
Amortização Operacional	-16.229.587,55	-13.960.937,04
Amortização Administrativa	-1.085.935,65	-1.031.400,50
Despesas com Materias e Serviços	-22.544.632,10	-22.338.826,44
Despesas com Pessoal	-33.871.252,69	-29.243.158,23
Despesas Tributárias	-24.808.901,91	-7.248.649,01
Outras Receitas e Despesas Operacionais	534.788,21	597.393,46
Total	-1.079.527.371,31	-787.557.912,60

	2015	2014
Classificadas como:		
Custo dos Produtos Vendidos	-997.751.437,17	-728.293.271,88
Despesas comerciais, administrativas e gerais	-78.852.019,30	-57.080.794,98
Participação nos Lucros ou Resultados	-2.923.914,84	-2.183.845,74
Total	-1.079.527.371,31	-787.557.912,60

18) Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro da Companhia apresenta a seguinte composição:

	2015	2014
Receitas Financeiras		
Aplicações Financeiras	3.293.236,36	2.627.868,18
Descontos Obtidos	267.285,92	231.065,51
Juros Recebidos	1.026.441,39	784.125,28
Multa Contratual	781.071,26	290.213,03
Variação Cambial	2.365.022,66	0,00
Variação Monetárias Ativa	431.685,33	177.152,90
Total	8.164.742,92	4.110.424,90

	2015	2014
Despesas Financeiras		
Descontos Concedidos	-28.954,40	-25.075,26
Despesas Bancárias	-1.406.312,78	-212.649,63
Despesas com Empréstimos	-424.405,99	-5.479,25
Despesas de Cobrança	-225,58	-238,04
Juros Pagos	-824.078,74	-16.245,04
Juros sobre Empréstimos	-1.674.418,08	-268.355,64
Multa por Atraso de Pagamento	-72.883,03	-27.864,98
Variação Monetária Passiva	-71.098,44	-5.119,07
Variação Cambial Passiva	-6.746.243,09	-1.758.429,98
Total	-11.248.620,13	-2.319.456,89

Do valor lançado como Despesas Bancárias, R\$ 1.386 mil se refere à operação da UTE Uruguiana, bem como todo o valor lançado como Variação Cambial. Tais valores foram reembolsados à Companhia durante o exercício.

19) Seguros

A companhia possui a cobertura pelos principais seguros:

SEGURADORA	TIPO DE SEGURO	VIGÊNCIA	VALOR
Mafre Vera Cruz	Patrimonial	até abril/2016	R\$ 12.500,00
Liberty	Veículos	até maio/2016	R\$ 15.906,09
Ace Seguradora	Responsabilidade Civil	até agosto/2016	R\$ 47.325,28

Há também seguros prediais que estão vinculados aos contratos de locação dos imóveis, bem como seguros automotivo decorrentes do IPVA.

20) Créditos nas operações de venda e aquisição de gás

O Take or Pay é cláusula contratual que estabelece a regra de que o agente (Sulgás na condição de cliente) está obrigado a consumir determinado volume de gás junto ao fornecedor Petrobras, sendo que, se consumir volume inferior ao contratado, deverá pagar penalidade que poderá ser recuperada em até 07 (sete) anos, sendo que foi registrado o valor R\$ 182.422,05 referente operação ocorrida no exercício de 2011.

21) Gerenciamento de risco e instrumentos financeiros

A Companhia possui exposições para os seguintes riscos de instrumentos financeiros:

- **Risco de crédito:** Risco decorrente da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores. Este risco está relacionado com fatores internos e externos à Sulgás.

O risco com clientes é mitigado mediante a manutenção de uma base de clientes sólida. O gerenciamento das contas a receber é realizado através da identificação dos recebimentos, detectando possibilidades de inadimplência e suspendendo o fornecimento de gás caso ela ocorra, e implementando políticas específicas de cobrança atreladas a garantias reais, sempre que possível.

- **Risco de mercado:** Esse risco decorre da possibilidade de a Companhia computar prejuízos derivados de flutuações no preço de gás decorrente da variação no valor da “cesta de óleos” e das taxas de câmbio, aumentando os saldos das contas a pagar relativas ao gás adquirido.

Os riscos cambiais relacionam-se com a possibilidade de a Companhia computar queda significativa nas suas margens decorrente de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando o valor em reais (R\$) do custo sobre o gás adquirido da Petrobras. Este risco é mitigado pelo monitoramento e repasse da variação de preços aos clientes, quando possível.

- **Risco de liquidez:** Risco de liquidez é inerente a descasamentos entre pagamentos e recebimentos que possam afetar a capacidade de pagamentos da Companhia. A Sulgás administra o risco de liquidez através de premissas de recebimentos e desembolsos monitoradas diariamente pela área financeira, mantendo seus ativos financeiros em depósitos de curto prazo com liquidez imediata em instituições de primeira linha, além da manutenção de linhas de crédito adequadas aos seus compromissos.

22) Receitas e Custos de Construção

Conforme preceitua o CPC 17, bem como a ICPC 01 e a OCPC 05 a Sulgás reconhece as seguintes Receitas e Custos de Construção:

	31/12/2015	31/12/2014
RECEITA DE CONSTRUÇÃO	32.473.424,71	26.398.252,49
CUSTOS DE CONSTRUÇÃO	32.473.424,71	26.398.252,49
MARGEM	0	0

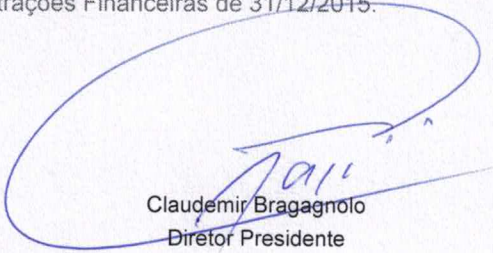
23) Nota referente Lei 12.973/2014:

A Medida Provisória nº 627, de 11 de novembro de 2013, convertida na Lei 12.973, de 13 de maio de 2014 e regulamentada pelas Instruções Normativas RFB nº 1.515/2014, 1.492/2014 e nº 1.397/2013, alterada pela Instrução Normativa RFB nº 1.492, de 17 de setembro de 2014, trouxeram mudanças relevantes para as regras tributárias federais, entre elas: (i) integração da legislação tributária às normas societárias, (ii) revogação do Regime Tributário de Transição – RTT, e (iii) não incidência de IRPJ sobre dividendos distribuídos durante os anos calendários de 2008 a 2013. Os dispositivos da Lei entraram em vigor obrigatoriamente a partir do ano-calendário de 2015, sendo dada a opção de aplicação antecipada a partir do ano-calendário de 2014. A sua adoção antecipada para 2014 eliminava potenciais efeitos tributários, especialmente relacionados ao pagamento de dividendos, correspondentes ao ano calendário de 2014.

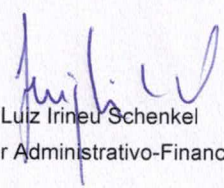
A Administração, baseada em análises sobre os efeitos decorrentes da aplicação da referida lei, entendeu que não haveria elevação de carga tributária em relação a legislação vigente e risco de tributação adicional sobre os dividendos distribuídos no ano-calendário de 2014 e, com isso, optou pela aplicação do referido dispositivo legal no exercício de 2015.

24) Eventos Subsequentes

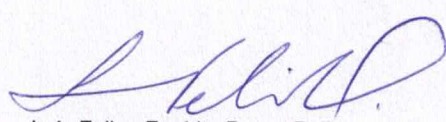
A Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul – Sulgás, avaliou os eventos subsequentes até 27 de janeiro de 2016, que é a data da aprovação das demonstrações contábeis pela Diretoria da empresa, não evidenciando fato subsequente que afete as Demonstrações Financeiras de 31/12/2015.



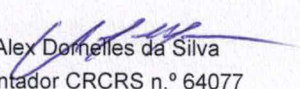
Claudemir Bragagnolo
Diretor Presidente



Luiz Irineu Schenkel
Diretor Administrativo-Financeiro



Luís Felipe Espírito Basso Poli
Diretor Técnico-Comercial



Alex Dornelles da Silva
Contador CRCRS n.º 64077

**RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES
SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**

Aos

Administradores e Acionistas da

Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - SULGÁS

Porto Alegre/RS

Examinamos as demonstrações contábeis da ***Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - SULGÁS*** ("***Companhia***"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações contábeis

A administração da ***Companhia*** é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela (administração) determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

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

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações contábeis. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis da ***Companhia*** para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados



nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da *Companhia*. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

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

Opinião

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da *Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - SULGÁS*, em 31 de dezembro de 2015, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Outros Assuntos

Demonstração do Valor Adicionado

Nossos exames foram conduzidos com o objetivo de emitir Parecer sobre as Demonstrações Contábeis referida no primeiro parágrafo, tomadas em conjunto. A Demonstração do Valor Adicionado, apresentada para propiciar mais informações sobre a *SULGÁS*, não é requerida como parte integrante das Demonstrações Contábeis, contudo foi submetida aos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, está adequadamente apresentada em todos os seus aspectos relevantes em relação às Demonstrações Contábeis tomadas em conjunto.

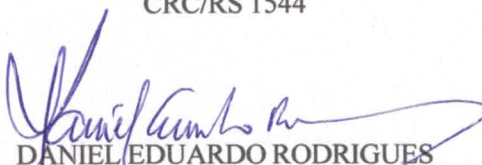
Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior

Os valores correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014, apresentados para fins de comparação, foram também por nós auditados. Emitimos relatório sem modificação em 17 de março de 2015.

Porto Alegre, 19 de fevereiro de 2016.

EXACTO AUDITORIA S/S

CRC/RS 1544



DANIEL EDUARDO RODRIGUES
CONTADOR CRC/RS 30361

**Companhia Riograndense
de Saneamento
CORSAN**



COMPANHIA RIOGRANDENSE DE SANEAMENTO - CORSAN

Companhia Aberta - CNPJ 92.802.784/0001-90
Rua Caldas Júnior, 120, 18º Andar - Ed. Banrisul - Porto Alegre
www.corsan.com.br



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Atendendo às disposições da legislação societária, normas aplicáveis e estatutárias, submetemos o Relatório da Administração à apreciação dos acionistas. O relatório demonstra as atividades desenvolvidas pela CORSAN no exercício social de 2015, acompanhado de pareceres dos auditores externos e do Conselho Fiscal, bem como de manifestação do Conselho de Administração.

1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A Companhia Riograndense de Saneamento – CORSAN, criada em 21 de dezembro de 1965 e instalada oficialmente em 28 de março de 1966, tem como objetivo fundamental promover a saúde e a qualidade de vida da população mediante a preservação dos recursos hídricos. Decorridos 49 anos, a Companhia mantém-se fiel ao seu objetivo, configurando-se como braço estratégico do Governo do Estado do Rio Grande do Sul ao executar políticas públicas de saneamento básico no âmbito da Secretaria de Obras, Saneamento e Habitação – SOP. Nesse sentido, o Governo do Estado vem fortalecendo institucionalmente a CORSAN ao fomentar o aprimoramento de técnicas de planejamento e governança corporativa, além de melhorias e expansão dos serviços de abastecimento de água e esgotamento sanitário.

2 GOVERNANÇA CORPORATIVA

No conjunto de suas práticas de gestão, a CORSAN tem por finalidade otimizar o desempenho e proteger as partes interessadas (clientes, investidores, empregados, fornecedores), primando pela transparência nas ações e prestações de contas, e pela equidade de tratamento dado aos acionistas.

2.1 Assembleias, Estrutura Acionária e Grupo de Controle

2.1.1 Assembleias Gerais de Acionistas

As assembleias gerais, as quais versam sobre temas oportunos e relevantes tanto para a Companhia quanto para os acionistas, são realizadas em condições de data e horário compatíveis com o acesso das partes, sendo precedidas por convocação dentro dos parâmetros legais, inclusive no que se refere ao detalhamento da pauta.

2.1.2 Estrutura Acionária e Grupo de Controle

A seguir, demonstramos a composição acionária do capital social da CORSAN, cujo grupo de controle está a cargo do Governo do Estado.

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA a partir de dezembro 2015					
Capital Social em R\$ 939.148.018,48					
ACIONISTA	Ações Ordinárias	Ações Preferenciais	Total Ações	Capital Total %	Capital Votante %
Estado do Rio Grande do Sul	306.756.796	306.756.796	613.513.592	99,99999348018%	99,99999348018%
Prefeitura Municipal de Estrela	5	5	10	0,00000162996%	0,00000162996%
Prefeitura Municipal de Carazinho	3	3	6	0,00000097797%	0,00000097797%
Prefeitura Municipal de São Marcos	2	2	4	0,00000065198%	0,00000065198%
Prefeitura Municipal de Muçum	2	2	4	0,00000065198%	0,00000065198%
Prefeitura Municipal de Rosário do Sul	2	2	4	0,00000065198%	0,00000065198%
Prefeitura Municipal de Lajeado	2	2	4	0,00000065198%	0,00000065198%
Prefeitura Municipal de Quaraí	2	2	4	0,00000065198%	0,00000065198%
Prefeitura Municipal de Cerro Largo	2	2	4	0,00000065198%	0,00000065198%
Totais	306.756.816	306.756.816	613.513.632	1,00000000000%	1,00000000000%

Fonte: SUCONT

2.2 Controles Internos

A CORSAN prima pelas melhores práticas de controles internos, incluindo o gerenciamento integrado dos atos de gestão e dos fatos administrativos e contábeis. Há análise e revisão contínuas, bem como o mapeamento das possíveis fragilidades da estrutura e, quando da detecção de insuficiências, estas são notificadas à Assessoria de Gestão de Risco da empresa - AGR. Além dos controles internos, setores da Companhia vêm revisando seus processos, mapeando-os e os submetendo a organismos certificadores externos.

2.3 Estrutura da Governança

2.3.1 Conselho de Administração

Órgão de deliberação colegiada, com autonomia dentro de prerrogativas e responsabilidades estabelecidas pelo Estatuto Social da CORSAN e pela legislação, o Conselho de Administração atua de forma a orientar os atos de gestão da Diretoria Executiva, proteger o patrimônio da Companhia e promover a realização do objeto social. O Conselho é composto por cinco membros efetivos e respectivos suplentes, eleitos para o mandato de dois anos pela Assembleia Geral de Acionistas, sendo permitida a reeleição. Quatro membros são eleitos pelo acionista controlador, e um é eleito pelo acionista minoritário.

2.3.2 Diretoria Executiva

Estrutura responsável por gerir os negócios da Companhia, em sintonia com a visão, missão, foco e mapas estratégicos, valores e princípios fixados pelos integrantes da gestão, a Diretoria Executiva é eleita pelo Conselho de Administração para mandatos de dois anos, com possibilidade de reeleição. Compõe-se por: diretor-presidente (membro do Conselho de Administração sem, no entanto, presidir o órgão), diretor de operações, diretor técnico, diretor financeiro e de relações com investidores, diretor comercial, diretor administrativo, diretor de expansão (o qual atualmente acumula a função de diretor de gestão do PAC).

2.3.3 Conselho Fiscal

Cabe ao Conselho Fiscal representar os acionistas em sua função fiscalizadora, acompanhando os atos dos administradores e verificando o cumprimento de seus deveres legais e estatutários, bem como defender os interesses da CORSAN e dos acionistas. Como prevê a Lei das Sociedades Anônimas, o Conselho Fiscal atua de modo permanente e independente da administração, sendo composto por, no mínimo, três e, no máximo, cinco membros efetivos, e de igual número de suplentes. Os membros são eleitos pela Assembleia Geral Ordinária, com mandatos de um ano, facultada a reeleição.

2.3.4 Auditoria Externa

A política da CORSAN junto aos auditores independentes pauta-se pelos princípios que preservam a independência do auditor. Segundo as práticas da governança, a restrição à prestação de outros serviços visa a evitar a perda dessa independência.

2.3.5 Acesso a Informações

A CORSAN disponibiliza informações ao mercado, aos acionistas e a membros do Conselho Fiscal, sem limitações referentes a exercícios anteriores, desde que tais informações tenham relação com questões atuais em análise ou se refiram a partes interessadas, observando que não seja violado o sigilo previsto em lei.

2.3.6 Informações Contábeis

A CORSAN adota os princípios de contabilidade em vigor no Brasil, convergindo para as normas internacionais de contabilidade previstas pela Comissão de Valores Mobiliários, as quais aprovam os pronunciamentos emanados pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis e submetidos à avaliação de auditores independentes.

2.3.7 Proteção a Acionistas Minoritários

No sentido de resguardar os direitos dos acionistas minoritários, proprietários de ações preferenciais e ordinárias, a gestão da CORSAN, através do Estatuto Social, assegura-lhes assento e representatividade nos Conselhos Fiscal e de Administração. A Companhia zela pela distribuição legal do pagamento dos juros sobre o capital próprio e dividendos, proporcionando tratamento igualitário a todos os acionistas.

2.3.8 Clientes

A CORSAN atua de forma segura e eficiente no atendimento às necessidades de seus usuários, oferecendo serviços de qualidade, que visam a assegurar a satisfação e a fidelização de sua base de clientes.

3 ANÁLISE CONJUNTURAL

3.1 Contexto Legal

A Constituição da República Federativa do Brasil, através do Inciso IV do artigo 200, atribui ao Sistema Único de Saúde - SUS a competência para participar da formulação da política e da execução de ações de saneamento básico. Através dessas políticas, pretende garantir o acesso universal e igualitário aos serviços de saneamento, promovendo a proteção e a recuperação da saúde dos brasileiros, uma vez que se trata de direito de todos e dever do Estado conforme previsto no artigo 196 da Carta Magna. As condições para a promoção, a proteção e a recuperação da saúde, bem como para a organização e funcionamento do sistema estão previstas na Lei nº 8.080, de 19 de setembro de 1990, mais especificamente em seu artigo 15, onde consta que a União, os Estados e os Municípios exercerão, em seu âmbito administrativo, as atribuições de participar da formulação da política e da execução das ações de saneamento básico, colaborar na proteção e recuperação do meio ambiente, bem como propor a celebração de convênios, acordos e protocolos internacionais relativos a saúde, saneamento e meio ambiente.

3.2 Ambiente Regulatório

A Lei nº 11.445 de 05 de janeiro de 2007, estabelece diretrizes nacionais para o saneamento básico, norteando a prestação dos serviços pela CORSAN, inclusive no âmbito da regulação. Os contratos de programa celebrados entre CORSAN e municípios, referentes à prestação de serviços de abastecimento de água e esgotamento sanitário, têm sua regulação a cargo das Agências Reguladoras dos Serviços Públicos, através de convênios firmados diretamente com os municípios. Ao município é atribuída a fiscalização; às agências de regulação cabem: a homologação de tarifas, a definição de padrões de qualidade dos serviços e a mediação de conflitos. Através dos contratos de programa, são asseguradas a qualidade dos serviços e as garantias de aporte de recursos financeiros para novos investimentos.

3.3 Análise de Mercado

O artigo 175 da Constituição Federal estabelece que é atribuição do Poder Público, diretamente ou sob regime de concessão ou

permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos. No Brasil, o setor de saneamento básico está concentrado principalmente em operadores públicos. No Rio Grande do Sul, a CORSAN mantém contratos de prestação de serviços de abastecimento de água em 316 municípios; em relação aos serviços de esgotamento sanitário, a Companhia possui contratos com 282 municípios.

A política de subsídio cruzado viabiliza o equilíbrio econômico, permitindo não apenas a manutenção do mercado, mas tornando possível o atendimento universalizado às diferentes comunidades, principalmente àquelas menos desenvolvidas economicamente. A CORSAN, não obstante estar inserida em um ambiente de mercado que opera em regime de concessão pública, é avaliada por esse mercado no que tange à capacidade de operação e à qualidade da prestação dos serviços às comunidades. O município, no papel de poder público concedente, juntamente com a Agência Reguladora, em conformidade com o artigo 241 da Constituição, estipula o caráter especial do contrato e da prorrogação, as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão, os direitos dos usuários, a política tarifária e a obrigação de manter serviços adequados.

3.4 Concorrência

No setor de saneamento do Rio Grande do Sul, os organismos municipais são responsáveis pela prestação dos serviços em Bagé, Caxias do Sul, Novo Hamburgo, Pelotas, Porto Alegre, Santana do Livramento, São Leopoldo, Ivoti e Teutônia. As prefeituras e outros operadores independentes atuam em sistemas de abastecimento de água de 182 municípios, sendo esses serviços prestados por associações, cooperativas, e outras iniciativas, criadas a partir de programas de saneamento rural. Algumas prefeituras têm promovido processos licitatórios nos quais é permitida a participação de companhias e empresas privadas no setor de saneamento, modalidade pela qual optaram os municípios de Uruguaiana e São Gabriel. Por outro lado, algumas companhias de outras unidades da Federação estão alterando seus Estatutos, para que possam participar de licitações em outros estados, o que colabora para o crescimento da concorrência. Apesar dessa mudança gradativa no mercado, a CORSAN, pela logística dos serviços prestados, é a operadora de maior relevância no contexto estadual, atuando na maioria dos sistemas, apresentando expressiva capacidade de geração de economia em escala, mesmo diante de variados níveis de complexidade de operação em função da heterogeneidade dos aspectos geográficos das regiões. Diferentemente de outras companhias estaduais de saneamento do Brasil, a CORSAN não mantém contrato com a capital, peculiaridade esta que impõe um singular padrão de operação e comercialização. Em contrapartida, a região metropolitana de Porto Alegre é, em sua maioria, atendida pela Companhia.

4 SINOPSE DO DESEMPENHO

De acordo com a Revista Exame, *Edição Especial Melhores e Maiores de 2014* (julho/2015), a CORSAN apresentou o seguinte desempenho:

- Figurou entre as 500 maiores companhias do país no quesito vendas nacional, obtendo a posição 295 no ranking (pág. 194). Essa marca superou a classificação de 2013, quando a Companhia atingira a posição 305.
 - Com relação ao quesito vendas, mantém-se na 30ª posição na classificação das 50 maiores estatais (pág. 228).
 - No que se refere ao indicador rentabilidade, figura na 8ª posição entre as empresas de serviços do Brasil (pág. 402).
 - Dentre as empresas de vários setores do Rio Grande do Sul, detém a 5ª posição em rentabilidade, a 6ª posição em riqueza/emprego e a 10ª posição em vendas líquidas (pág. 431).
 - Dentre as 100 maiores empresas da Região Sul, atingiu a 41ª posição, (pág. 440).
- Conforme consta na pesquisa *500 Maiores do Sul – Grandes & Líderes*, realizada há 25 anos pela Revista Amanhã e pela empresa PwC (edição 2015 nº 314), a CORSAN é a segunda maior empresa na classificação por receita líquida do setor de serviços públicos da Região Sul do país, e a 14ª maior empresa gaúcha, além de estar na 38ª posição entre as 500 maiores do sul. No exercício de 2015, os serviços de abastecimento de água prestados pela Companhia foram estendidos a 107.855 novas economias beneficiando aproximadamente 203 mil pessoas. O esgotamento sanitário teve um incremento de 23.253 novas economias, beneficiando aproximadamente 52 mil pessoas.

Número de Economias			
Segmento	2015	2014	% Crescimento
Abastecimento de Água	2.695.801	2.587.946	4,17%
Esgotamento Sanitário	333.548	310.295	7,49%

Base: CCg-Cognos

5 ESTRATÉGIAS DA GESTÃO EM SANEAMENTO

A questão do saneamento é uma das pautas de maior evidência no Brasil. Hoje vivemos um novo momento no setor, quando as companhias passaram a enfrentar cobrança mais efetiva do poder concedente, e a concorrência do setor privado. Com o objetivo de fazer frente a esse cenário, a gestão revisou o planejamento estratégico, conforme segue:

Missão

Prestar serviços de excelência em saneamento básico nos segmentos e na área em que atua, cumprindo o seu papel social, ambiental e econômico, gerando valor às partes interessadas;

Visão 2016-2019

Em 2019, manter a universalização da cobertura de água e atender a 30% da população urbana mediante a utilização do sistema de esgotamento sanitário de modo sustentável e com a garantia da satisfação dos clientes;

Visão 2030

Em 2030, ser reconhecida pela universalização dos serviços de abastecimento de água, por atender a 70% da população urbana utilizando o sistema de esgotamento sanitário, pela excelência dos seus serviços e produtos e pela consolidação de novos negócios;

Valores

Sustentabilidade, responsabilidade social, ética, transparência, produtividade, segurança e eficiência, gestão compartilhada, valorização das pessoas e integração entre as áreas.

6 PREMIAÇÕES E RECONHECIMENTOS

Em 2015, a CORSAN foi reconhecida pelo trabalho desenvolvido através do *Programa Jovem Aprendiz*, promovido pela Secretaria de Inspeção do Trabalho do Ministério do Trabalho e Previdência Social.

7 FINANCIAMENTOS CORPORATIVOS E INVESTIMENTOS REALIZADOS

7.1 Financiamentos Corporativos

No exercício de 2015 o Governo do Estado, através da CORSAN, deu continuidade às obras e projetos financiados iniciados nos exercícios anteriores. Os empreendimentos no âmbito do PAC1, cujo início data do ano de 2007, encontram-se em andamento. Os valores totais dessas operações são da ordem de R\$782 milhões, sendo R\$ 697 milhões a título de financiamento/repasso e R\$85 milhões a título de contrapartida (valores originais dos contratos). Com relação ao PAC2, as operações encontram-se em andamento. Os recursos disponibilizados pela segunda fase do PAC até o exercício de 2015 somam R\$ 2.136 milhões, sendo R\$ 2.036 milhões a título de financiamento/repasso e R\$ 100 milhões de contrapartida (valores originais dos contratos). No mês de dezembro de 2015, foi realizada a contratação de recursos não onerosos, destinados à implantação de sistema de esgotamento sanitário no município de Farroupilha, no valor de R\$ 20,2 milhões, com lastro no Orçamento Geral da União – OGU, sem contrapartida. Fora do âmbito do PAC, permanecem vigentes os contratos de repasse abaixo discriminados, aguardando licenciamento ambiental e processo licitatório, para o efetivo início da execução de seus objetos:

- Junto ao Fundo de Convergência Estrutural do MERCOSUL – FOCOM, na ordem de US\$ 2,5 milhões, cujos recursos destinam-se ao sistema de esgotamento sanitário de Açu.
- Junto ao Programa de Despoluição de Bacias Hidrográficas – PRODES, promovido pela Agência Nacional de Águas – ANA, na ordem de R\$ 5,1 milhões, cujos recursos destinam-se ao sistema de esgotamento sanitário de Erechim.

7.2 Investimentos Realizados

Investimentos Realizados em 2015			
Programa	Origem do Recurso		Totais
	Próprio	Terceiros	
Abastecimento de Água	42.799	39.941	82.740
Esgotamento Sanitário	35.000	59.472	94.472
Desenvolvimento Comercial	17.414		17.414
Desenvolvimento Empresarial	19.827		19.827
Desenvolvimento Operacional	14.138	7.211	21.349
Totais	129.178	106.624	235.802

Fonte: AGE e SUCONT

8 POLÍTICAS OPERACIONAIS

8.1 Relacionamento com o Cliente

Depois do atendimento presencial, realizado nas Unidades de Saneamento da CORSAN, o *Call Center* é o principal canal de relacionamento da empresa com o cliente. No ano de 2015, a central atendeu a 423.657 pessoas, dando origem a 417.597 solicitações de 196 diferentes tipos.

O tempo médio de atendimento foi de 4 minutos e 36 segundos; o tempo médio de espera foi de 43 segundos, sendo que 87,6% dos clientes foram atendidos antes do parâmetro de 60 segundos. Como resultado desses e de diversos outros fatores relativos à gestão, o canal obteve uma nota de satisfação 80,61 (sobre 100 pontos possíveis), em envelope eletrônico realizada ao longo de todo ano, e que contou com a adesão de 60,2% de todos os clientes atendidos (na modalidade atendimento humano). No que tange à principal demanda de informação no âmbito do teleatendimento, ou seja, as informações sobre ocorrências de rede, o embasamento das comunicações da CORSAN foi obtido pelo trabalho de gerenciamento, em tempo real, dos dados relativos a 8.957 episódios de desabastecimento. Foram providas informações sobre causas, abrangência e duração dos eventos para os clientes através dos diversos canais de relacionamento e, indiretamente, pela assessoria de imprensa.

A CORSAN atuou também no monitoramento de redes sociais, atividade que gerou 1.826 contatos com clientes, bem como atendeu aos e-mails recebidos através da sessão de contatos do site corporativo e reclamações oriundas do site *Reclame Aqui*, totalizando 3.383 contatos ao longo do período. Além disso, foram estabelecidos diversos contatos com instituições representativas dos consumidores, como AGERGS e PROCON.



COMPANHIA RIOGRANDENSE DE SANEAMENTO - CORSAN

Companhia Aberta - CNPJ 92.802.784/0001-90
Rua Caldas Júnior, 120, 18º Andar - Ed. Banrisul - Porto Alegre
www.corsan.com.br



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Durante o ano de 2015, foi dada sequência aos treinamentos pertinentes à melhoria do atendimento ao cliente, quando 340 funcionários passaram por uma programação de 16 horas/aula. No ano de 2013, a CORSAN promoveu, junto à Unidade de Saneamento de Canoas, um projeto-piloto de instalação de um sistema de gerenciamento do atendimento presencial a clientes, suportado por tecnologia que inclui painel eletrônico de chamadas, emissor de senha, gerenciador de filas e emissão de relatórios gerenciais. O êxito da iniciativa deu origem a um edital para ampla adoção do sistema em outras cidades atendidas pela companhia, sendo contratado, inicialmente, para 40 Unidades de Saneamento.

Além disso, a CORSAN consolidou o novo serviço emissor de mensagem de texto para celulares (SMS), pelo qual o cliente recebe informações sobre a situação do abastecimento em seu município. O serviço funciona também como plataforma de ações proativas de comunicação por parte da empresa. Esse canal havia sido testado ainda em 2014, como piloto, e foi redimensionado e licitado em 2015, para plena utilização.

8.2 Melhorias no Tratamento dos Sistemas de Abastecimento de Água e de Esgotamento Sanitário

A CORSAN emite mensal e semestralmente relatórios sobre a qualidade da água tratada, por meio do Sistema de Informação de Vigilância da Qualidade da Água para Consumo Humano – SISAGUA, disponibilizando os dados a todos os municípios onde atua, de acordo com a orientação do Ministério da Saúde, conforme Portaria nº 2914/11. A água distribuída tem monitoramento permanente. O controle analítico, tanto da água tratada quanto da água bruta de mananciais superficiais e poços de mananciais subterrâneos, matérias-primas do processo produtivo, para atendimento do CONAMA 357/05 e 396/08, é supervisionado pelo Laboratório Central de Águas, que é acreditado pelo CGCRE/INMETRO e reconhecido pela Rede Metrológica do Rio Grande do Sul, segundo os critérios da norma de competência técnica NBR ISO/IEC 17.025. O Laboratório dispõe de equipamentos modernos e funcionários qualificados para realização dos ensaios solicitados pela legislação de potabilidade do Ministério da Saúde - Portaria 2914/11 e legislações CONAMAS.

A produção média mensal do Departamento de Produção Química e Coagulantes - DEPC é cerca de 2.350 toneladas de sulfato de alumínio líquido. A produção é toda destinada a atender ao consumo dos Sistemas de Abastecimento de Água da CORSAN, garantindo o abastecimento desse produto em todo o Estado. Em 2015, foram produzidas 28.300 toneladas de sulfato de alumínio líquido para atendimento às estações de tratamento de água da CORSAN.

As Laboratório Central de Esgotos estão vinculados seis laboratórios regionais de esgoto, instalados nas seguintes Superintendências Regionais: SURCEN, SURSUL, SURLIT, SURNE, SURFRO e SURPLA (estes dois últimos ainda a implantar). Os laboratórios regionais apoiam o atendimento descentralizado às legislações e licenças de operação. Foram realizados cerca de 13.750 ensaios. Nos laboratórios regionais, foram realizados aproximadamente: 8.890 ensaios no LRECEN; 3.250 ensaios no LRESUL; 9.020 ensaios no LRELIT e 3.140 ensaios no LRENE.

Em 2015, foi realizado o primeiro curso para Operadores de Estações de Tratamento de Esgoto.

8.3 Melhorias e Desenvolvimento Operacional

- Desenvolvimento dos procedimentos operacionais para o SMS - Sistema Móvel de Serviço e Tablet, cujo objetivo é a geração e controle das ordens de serviços operacionais e comerciais;
- Elaboração de especificações e encaminhamento de aproximadamente 160 processos licitatórios nas áreas de:
 - Materiais e equipamentos operacionais (desde materiais de manutenção sistemas de distribuição de água e coleta de esgotos até caminhões de esgoto);
 - Serviços manutenção operacional (desde os clássicos serviços de apoio operacional até os serviços de manutenção de equipamentos eletromecânicos);
 - Manutenção e Melhorias nas Unidades Operacionais;
 - Eficiência Operacional (com enfoque em redução do índice de perdas, em gestão de energia e macromedição);
 - Planejamento Operacional.
- Especificações de equipamentos mais eficientes para os sistemas de bombeamento de água;
- Aprovação de Apropriações para Registro de Obras - APRO referentes à execução de 213.140 metros de substituições de redes de água;
- Aprovação de APRO para a execução de 106.597 metros de ampliações de redes de água.

8.4 Desenvolvimento de Tecnologia e Gestão Operacional

- Geoprocessamento
 - Em prosseguimento às ações de cadastro técnico das redes de água e esgoto dos municípios atendidos pela CORSAN, destacamos os trabalhos de mapeamento voltados à atualização e georreferenciamento do cadastro técnico operacional das seguintes localidades: Guaíba/Eldorado do Sul (finalização e entrega do cadastro) e Passo Fundo (início do cadastro).
 - Foi encaminhado processo licitatório referente às localidades de Santa Cruz, Rio Grande, Garibaldi, Santo Ângelo e Vacaria.
 - Ocorreu a manutenção do suporte para equipes locais realizarem a atualização do Cadastro Técnico Operacional a partir do emprego do geoprocessamento (denominados Núcleos Locais de Geoinformação e Cadastro) e a distribuição de equipamentos de GPS. Além disso, foram realizadas ações de levantamento, em campo, de dados georreferenciados voltadas a subsidiar as áreas de projeto, operação, licenciamento ambiental, recursos hídricos, automação, etc.
 - Foi realizada licitação para contratação dos serviços de topografia, georreferenciamento, geoprocessamento e desenho técnico digital para dar suporte a toda a CORSAN.
- Acervo técnico
 - Após a implantação do Sistema de Gerenciamento Eletrônico de Documentos - GED, em conjunto com a Companhia de Processamento de Dados do Estado - PROCERGS, foi realizado o carregamento dos dados digitais na mapoteca da CORSAN, consolidando o Projeto Mapoteca Digital – Sistema DOC.
 - A Biblioteca da CORSAN manteve sua atuação na prestação de atendimento aos usuários das diversas áreas da Companhia, disponibilizando seu acervo através da Biblioteca Virtual do Estado do RS, via <http://www.bibvirtual.rs.gov.br/>, e gerenciando, além do acervo bibliográfico da empresa, o acesso ao banco de dados de natureza estatística, econômica e financeira, na modalidade FGV Dados Premium, e também o acesso aos serviços para visualização, atualização, impressão e gerenciamento de normas técnicas ABNT via WEB.
 - Em 2015 também entrou em operação o Sistema GEOPORTAL CORSAN, servidor publicador de mapas em ambiente WEB, com ações de divulgação e ampliação do uso.
- Cooperação técnica com municípios
 - Com relação aos convênios de cooperação técnica e intercâmbio de dados georreferenciados, mantivemos o intercâmbio de informações dos dados com os municípios já conveniados e buscamos novos convênios para essa finalidade. Atualmente a CORSAN mantém convênios com os municípios de Canoas, Passo Fundo e Cachoeirinha.
- Automação e telemetria
 - Ações de automatização e telemetria foram planejadas em mais de sessenta (60) localidades. Tais ações abrangem desde as inclusões de estações de telemetria, passando a instalação de supervisórios, até a implantação de Centros de Controle Operacionais - CCO. Através do acompanhamento e análise dos dados monitorados, foram possíveis diversos ajustes operacionais, dos quais foram obtidos resultados no tocante à redução do consumo de energia elétrica, redução de perdas de água e agilização de manutenções de rede de abastecimento de água. Em especial, a antecipação da detecção de vazamentos provoca redução nos custos operacionais da companhia e valorização dos funcionários, otimizando a mão de obra. Anteriormente à automação, funcionários tinham seus postos de trabalho junto a captações de água; atualmente, eles executam serviços menos insalubres, integrados a áreas operacionais e administrativas.
 - No âmbito da implantação de automações e telemetria com sistema supervisório concluídas em 2015, destacamos os sistemas de Santo Ângelo, Farroupilha, Osório, Gramado e Canela, Santa Rosa, São Borja e Itaqui, Três de Maio e Crissiumal. Salientamos ainda as principais implementações de automação e telemetria contratadas e em execução durante 2015: Santa Cruz do Sul, Três Passos, Erechim, Carlos Barbosa e Barão, Santa Maria.
- Pesquisa e inovação
 - Fundação Universidade do Rio Grande - FURG: assinado um protocolo de intenções e participação em workshop e diversas reuniões para desenvolvimento de Termos de Cooperação Técnica nas temáticas: estudos sobre a dispersão de esgotos urbanos na plataforma continental sul; manejo de banhados; novos coagulantes; novos contaminantes; manutenção e confiabilidade, redução de perdas e aferição.
 - Outras IES e instituições de pesquisa: Junto à Universidade Federal de Santa Maria – UFSM, à Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS/IPH, à Fundação de Ciência e Tecnologia - CIENTEC e à Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul – SULGÁS, foram realizadas vistas técnicas e reuniões para elaboração de Protocolos de Intenções e eventos de mapeamento de potencialidades, que ocorrerão no próximo ano.
 - Termo de Cooperação Técnica para teste piloto com sistema de filtros-discos para remoção de partículas sólidas na água.
 - Termo de Referência relativo à pesquisa e desenvolvimento tecnológico para aquisição e implantação de sistema de microgeração híbrida de energia através do uso de fonte solar (painéis fotovoltaicos) e eólica (aerogeradores), com comissionamento, para operação de sistema de compensação de energia.
- Aquisição de equipamentos
 - Projeto de aquisição de indicador visual de vento de superfície (biruta), em atendimento à legislação vigente, utilizado para indicar a posição do vento em caso que vazamento de produto químico.
 - Aquisição de perfuratriz por método não destrutivo, que visa a reduzir tempo de obra com trabalhos de escavações e custos com repavimentação asfáltica, bem como minimizar a interferência no tráfego de veículos e no comércio local.
 - Projeto de aquisição de Georadar, que tem como vantagens localizar tubulações e cabos enterrados sem a necessidade de escavações, preservar o meio ambiente, reduzir custos com repavimentação asfáltica, reduzir tempo de execução de intervenções em redes em razão da precisão do equipamento, mapear rede de distribuição de água e coletora de esgoto.

9 POLÍTICAS ADMINISTRATIVAS

9.1 Quadro de Pessoal

A CORSAN admitiu 173 novos empregados, encerrando o ano de 2015 com o total de 5.461 empregados.

9.2 Saúde e Segurança

- A CORSAN tem como objetivo promover a qualidade de vida de seus trabalhadores, em especial no que se refere à preservação da saúde e integridade física. Nesse sentido, de forma associada às atividades desenvolvidas, foram premissas no ano de 2015:
- Observar os aspectos de Segurança do Trabalho inseridos no processo produtivo, de forma efetiva, em todas as suas etapas;
 - Trabalhar preventivamente, identificando e gerenciando os riscos relacionados ao Trabalho, a fim de minimizá-los ou eliminá-los;
 - Assegurar a conformidade com a Legislação vigente de Segurança e Saúde do Trabalho, demais requisitos e compromissos assumidos, pertinentes as suas atividades;
 - Avaliar continuamente o processo de gestão da Segurança e da Saúde do Trabalho.

9.3 Atividades de Capacitação e Aperfeiçoamento

O Programa de Aprendizagem e Capacitação 2015 representou um investimento de mais de R\$ 1,5 milhão, disponibilizando aos empregados mais de 4.695 oportunidades, num total de 70.490 horas em treinamento.

9.4 Acordo Coletivo

As negociações coletivas resultaram na manutenção das vantagens e na continuidade da recuperação de perdas, com o reajuste salarial pelo INPC. No mês de junho de 2015, o processo já estava concluído.

9.5 Programa de Participação nos Lucros e nos Resultados – PPLR

A CORSAN distribuiu ao quadro de empregados o total de R\$ 33,5 milhões pelo desempenho sobre as metas estratégicas setoriais e corporativas.

9.6 Programa de Incentivo à Demissão Voluntária (PDV):

A CORSAN efetuou o desligamento de 204 empregados através do Programa de Demissão Voluntária, implicando o pagamento

indenizatório de R\$ 20 milhões.

9.7 Programa de Preparação para a Aposentadoria (PPA):

A CORSAN, através das ações do Programa, preparou 80 empregados para a aposentadoria.

9.8 Gestão do Conhecimento

- Ainda em 2015, com a revisão do Planejamento Estratégico da CORSAN, foram definidos dois projetos para a área de recursos humanos que serão trabalhados durante o ano de 2016:
- Implantar Política de Gestão de Pessoas Orientadas para o Resultado;
 - Criar Programa de Educação Corporativa que contemple a formação do conhecimento na organização, desde o ingresso do servidor até a sua ascensão ao mais alto nível hierárquico, garantido assim a retenção do conhecimento.

10 POLÍTICAS COMERCIAIS

Em 2015, a CORSAN disponibilizou 280.559.862 m³ de água potável para as diversas comunidades atendidas por seus sistemas. O consumo médio anual chegou à marca de 9,47 m³ por economia.

10.1 Otimização da Medição

Conforme projeto de aquisição de hidrômetros iniciado no ano de 2014 (com previsão de término em 2016), foram provisionados R\$ 29,9 milhões para aquisição de 478.485 medidores de ¾ a 6 polegadas. Em 2015, foram entregues 324.000 hidrômetros, dentre os quais, 299.712 foram destinados à substituição. Para o ano de 2016, está previsto um aditivo de 25% do valor, prevendo aquisição de 118.000 unidades.

10.2 Adequação de Ligações Novas

A CORSAN destina verbas orçamentárias ao incentivo de novas ligações prediais de água. No período de 2015 foram adquiridos e entregues 11.500 conjuntos de ligação, cujo investimento alcançou R\$ 609 mil reais.

10.3 Redução da Evasão de Clientes

Em conjunto com o Ministério Público e órgãos de Vigilância Sanitária dos municípios, a CORSAN realizou ações voltadas à diminuição da proliferação de fontes alternativas indevidas, observando o cumprimento à legislação federal e à estadual vigentes. As ações concentraram-se na revisão do cadastro das fontes alternativas em diversas cidades, para evitar a utilização de poços domésticos.

Foram encaminhadas listagens com possíveis usuários de fontes alternativas às Promotorias locais de diversos municípios, resultando em 114 lacramentos nos municípios de Gramado, Torres, Capão da Canoa, Esteio, Ilópolis, Arroio do Sal, Bento Gonçalves, Igrejinha, Sapiranga, Palmares do Sul e Três Coroas.

10.4 Sistema Móvel de Serviço CORSAN - SMS

O Projeto Sistema Móvel de Serviço da CORSAN – SMS tem como objetivo a operação dos principais módulos comerciais de contato com o cliente. O SMS torna possível processar, em tempo real, junto aos sistemas corporativos da Companhia, a atualização das informações relativas aos serviços executados em campo. Para a plena implementação do projeto, em 2015 as regras de negócios comerciais junto aos demais sistemas corporativos da CORSAN foram realinhadas. Na atual fase, encontra-se em processo de aquisição um lote de 982 *tablets*, necessários para a efetiva operação comercial da mobilidade dos serviços. A implantação do SMS, cujo prazo abrange os anos de 2015 e 2016, teve início na Superintendência Regional Litoral – SURLIT, onde a solução encontra-se instalada e funcionando em todas as Unidades de Saneamento. Para o ano de 2016, a previsão é de que todas as superintendências regionais tenham o SMS em pleno funcionamento.

10.5 Controle da Inadimplência

No que se refere à gestão da inadimplência, destacam-se ações preventivas, tais como a reativação da inclusão de usuários de imóveis com faturas pendentes em órgãos de restrição ao crédito (SPC, SERASA e FCDL).

10.6 Política de Atualização Cadastral

A CORSAN iniciou, em agosto de 2015, um processo massivo de revisão de cadastro específico nas economias atendidas, tendo como resultado o incremento superior a 38.000 economias faturadas além do crescimento vegetativo natural.

11 RESUMO ECONÔMICO-FINANCEIRO

11.1 Destaques Financeiros

Os valores estão expressos em milhares de reais, e foram apurados em conformidade com as práticas contábeis emanadas pela legislação societária e com as normas da Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

	2015	2014
Receita Operacional Líquida	2.080.188	2.015.170
Lucro Bruto	728.253	824.956
Lucro Líquido	163.877	232.751
Endividamento Líquido	407.083	307.091
LAJIDA (EBITDA)	322.035	374.485
Margem Líquida EBITDA	15,48%	18,58%
Ativo Total	3.913.118	3.751.677
Ativo Imobilizado	88.360	89.275
Ativo Intangível	2.527.546	2.332.430
Ativo Financeiro	322.819	292.042
Patrimônio Líquido	1.675.777	1.300.078
Participação Capital Terceiros/Capital Próprio (índice)	1,34	1,88
em milhares		

11.2 Endividamento Líquido

O endividamento geral da Companhia referente a empréstimos e financiamentos atingiu R\$ 460 milhões em 2015 e R\$ 446 milhões em 2014, conforme quadro a seguir:

	2015	2014
Endividamento de curto prazo	58.944	50.549
Endividamento de longo prazo	401.100	396.027
Total	460.044	446.576
Disponibilidades	52.961	139.485
Endividamento Líquido	407.083	307.091
Endividamento Líquido (Endividamento Líquido/Patrimônio Líquido)	24,29%	23,62%
em milhares		

11.3 Composição do LAJIDA (EBITDA)

	2015	2014
Lucro Antes da Contribuição Social e do Imposto de Renda	220.072	319.421
(+) Despesas Financeiras	95.336	54.637
(-) Receitas Financeiras	- 90.291	- 77.036
(+) Depreciações e Amortizações	96.918	77.463
LAJIDA	322.035	374.485
Margem Líquida	15,48%	18,58%
em milhares		

11.4 Gestão Financeira

Ao longo do ano de 2015, a CORSAN esteve focada na estabilização financeira da Companhia, mediante as seguintes medidas adotadas:

- Liquidação dos compromissos financeiros na data de seus efetivos vencimentos;
- Aperfeiçoamento dos controles e pagamentos das faturas de energia elétrica;
- Alteração e melhorias de rotinas e processos internos.

12 RELACIONAMENTO COM OS AUDITORES INDEPENDENTES

Em atendimento à Instrução CVM nº 381 de 14 de janeiro de 2003, os serviços de auditoria independente foram contratados pela CORSAN junto à empresa HLB AUDILINK E CIA AUDITORES. Para tanto, foi realizado processo licitatório, conforme estabelece a Lei 8666/93, resultando no Termo de Contrato 201/2015, firmado em 03/12/2015, com prazo de doze meses.

A política de atuação da Companhia, quanto à contratação de serviços não relacionados à auditoria externa, fundamenta-se nos princípios que preservam a independência do auditor. Salientamos que os auditores externos realizaram serviços exclusivamente relacionados à auditoria das demonstrações contábeis.

13 AGRADECIMENTOS

Agradecemos aos acionistas, ao Governo do Estado, à Secretaria de Obras, Saneamento e Habitação - SOP, aos clientes, aos empregados, aos fornecedores, aos entes reguladores e fiscalizadores, às instituições financeiras e às entidades de classe pela excelência nos relacionamentos, a qual tornou possíveis os êxitos obtidos no exercício 2015.

Porto Alegre, 31 de dezembro de 2015.
Administração da CORSAN

BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Valores expressos em milhares de reais)

ATIVO

ATIVO	Nota	2015	2014
CIRCULANTE		486.035	509.502
Caixa e equivalentes de caixa	5	21.152	37.366
Aplicações financeiras	5	31.809	102.119
Contas a receber de clientes	6	272.110	244.697
Estoques	7	66.427	51.102
Depósitos judiciais	19	72.815	58.139
Impostos a recuperar		12.187	7.905
Outros créditos	9	9.535	8.174
NÃO CIRCULANTE		3.427.083	3.242.175
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO		810.263	819.559
Contas a receber de clientes	6	4.716	6.786
Depósitos judiciais	19	149.025	118.623
Aplicações financeiras	5	46.057	28.376
Aplicações no caixa único do estado		729	137
Ativos financeiros - contratos de concessão	10	322.819	292.042
Créditos fiscais diferidos	8	277.296	363.463
Depósitos em garantia	15	3.012	3.312
Outros créditos	9	6.609	6.820
INVESTIMENTOS		914	911
IMOBILIZADO	11	88.360	89.275
INTANGÍVEL	12	2.527.546	2.332.430
TOTAL ATIVO		3.913.118	3.751.677

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

PASSIVO

PASSIVO	Nota	2015	2014
CIRCULANTE		640.674	593.000
Empréstimos e financiamentos	14	51.235	41.985
Debêntures	15	8.876	8.564
Fornecedores	16	121.059	101.988
Impostos e contribuições		51.938	52.648
Dívidas com Fundação CORSAN	22.b	32.181	23.946
Ordenados, férias e encargos a pagar		64.882	58.439
Provisões para riscos trabalhistas	19	139.319	171.400
Participação nos resultados		27.908	33.734
Dividendos e juros sobre o capital próprio	22.a	130.553	83.668
Outras contas a pagar	17	12.723	16.628
NÃO CIRCULANTE		1.596.667	1.858.599
Empréstimos e financiamentos	14	361.413	351.003
Debêntures	15	38.520	45.024
Dívidas com Fundação CORSAN	22.b	125.904	139.935
Contratos de repasse	18	9.232	8.295
Provisão para riscos fiscais cíveis e trabalhistas	19	290.945	163.284
Provisão para benefício pós-emprego	20	757.134	1.136.463
Débitos fiscais diferidos	8	13.519	14.595
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		1.663.024	1.198.281
Capital social		939.148	657.351
Reservas de capital		17.148	17.148
Reservas de lucros		687.453	756.260
Outros resultados abrangentes		19.275	(232.478)
Adiantamento para futuro aumento de capital		12.753	101.797
PATRIMÔNIO LÍQUIDO E ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL	21	1.675.777	1.300.078
TOTAL PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		3.913.118	3.751.677

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(valores expressos em milhares de reais, exceto o lucro por ação)

	Nota	2015	2014
RECEITA LÍQUIDA DE VENDA DE BENS E SERVIÇOS	23	2.080.188	2.015.170
Custos das vendas, serviços e de construção	24	(1.351.935)	(1.190.214)
LUCRO BRUTO		728.253	824.956
RECEITAS E DESPESAS OPERACIONAIS		(503.136)	(527.934)
Despesas comerciais	24	(80.267)	(68.933)
Despesas administrativas	24	(416.463)	(457.416)
Outras receitas operacionais		9.210	16.536
Outras despesas operacionais		(15.616)	(18.121)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO		225.117	297.022
RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO	25	(5.045)	22.399
Receitas financeiras		90.291	77.037
Despesas financeiras		(95.336)	(54.638)
LUCRO ANTES DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E DO IMPOSTO DE RENDA		220.072	319.421
Corrente	8.a	(100.866)	(127.237)
Contribuição social		(27.606)	(35.139)
Imposto de renda		(73.260)	(92.098)
Diferido	8.a	44.671	40.569
Contribuição social diferida		11.772	10.945
Imposto de renda diferido		32.899	29.624
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		163.877	232.753
LUCRO LÍQUIDO POR AÇÃO		0,26711	0,43798

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(valores expressos em milhares de reais)

	2015	2014
Receitas	2.259.559	2.184.697
Vendas de mercadorias e serviços	2.065.573	1.958.738
Receitas de construção	184.066	192.398
Provisão para devedores duvidosos - reversão/constituição	(7.979)	3.884
Outras receitas	17.899	29.677
Insumos adquiridos de terceiros	(769.139)	(701.170)
Custos dos serviços	(695.497)	(587.793)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(87.515)	(133.249)
Outros	13.873	19.872
Valor adicionado bruto	1.490.420	1.483.527
Depreciação e amortização	(96.918)	(77.463)
Valor adicionado líquido produzido pela entidade	1.393.502	1.406.064
Valor adicionado recebido em transferência	99.078	93.572
Receitas financeiras	90.291	77.037
Doações e subvenções - OUTROS	8.787	16.535
Valor adicionado total a distribuir	1.492.580	1.499.636
Distribuição do valor adicionado	849.157	808.031
Pessoal e encargos	567.175	513.169
Remuneração	28.357	25.434
FGTS	191.647	169.713
Benefícios	61.978	99.715
Fundo de previdência	360.383	380.221
Impostos, taxas e contribuições	346.475	368.331
Federal	12.004	9.571
Estadual	1.904	2.319
Municipal	119.163	78.631
Remuneração de capitais de terceiros	95.336	54.749
Despesas financeiras	23.827	23.882
Aluguéis	163.877	232.753
Remuneração de capitais próprios	54.913	52.509
Juros sobre o capital próprio	-	2.770
Dividendos propostos	108.964	177.474
Lucros retidos	1.492.580	1.499.636
Total do valor adicionado distribuído	1.492.580	1.499.636

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(valores expressos em milhares de reais)

	Nota	2015	2014
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		163.877	232.753
Outros resultados abrangentes		251.753	(64.460)
Realização da reserva de reavaliação		(2.229)	(9.180)
Ganho(perda) atuarial - FUNCORSAN	20	384.821	(83.757)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(130.839)	28.477
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		415.630	168.293

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(valores expressos em milhares de reais)

	2015	2014
Fluxo de caixa das atividades operacionais:		
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	220.072	319.421
Ajustes para reconciliação:		
Depreciação e amortização	96.918	77.463
Baixa de imobilizado e intangível	834	1.831
Provisão para devedores duvidosos	7.979	(3.884)
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	55.138	34.040
Provisão para benefício pós-emprego	5.493	48.042
Juros e variações monetárias	78.189	51.642
Rendimento sobre Aplicações Financeiras de Curto Prazo	(12.599)	(8.368)
Ajuste a valor presente sobre clientes	(560)	(111)
Ajuste a valor presente sobre ativos financeiros	(26.804)	(21.201)
Margem na construção de obras - contratos de concessão	(4.952)	(7.029)
Provisão para tributos diferidos (PIS/PASEP)	(5.189)	2.276
Imposto de renda e contribuição social	(100.866)	(127.237)
Lucro líquido ajustado	313.653	366.885
Variações nos ativos e passivos		
Variações nos ativos:		
(Aumento) de contas a receber de clientes	(32.763)	(13.930)
(Aumento) de estoques	(22.508)	(7.733)
(Aumento) de depósitos judiciais	(45.078)	(5.389)
(Aumento) de rendimentos SIAC	(592)	(134)
(Aumento) de depósitos em garantia	(300)	(322)
Redução de outros créditos	3.177	12.284
Variações nos passivos:		
Aumento (redução) de fornecedores	23.132	(21.861)
(Redução) aumento de impostos e contribuições	(710)	14.214
Aumento de dívidas com Fundação CORSAN	1.703	8.744
Aumento de férias e encargos a pagar	7.669	4.981
(Redução) aumento de participação nos resultados	(5.825)	6.886
(Redução) de outros débitos	(9.255)	(1.125)
Caixa líquido das atividades operacionais	232.303	363.500
Fluxo de caixa das atividades de investimento:		
Aplicações financeiras	65.828	(98.250)
Aquisição de bens do ativo imobilizado	(12.059)	(17.632)
Custos de construção - contratos de concessão	(179.114)	(185.369)
Outras aquisições intangível	(84.391)	(89.305)
Caixa líquido das atividades de investimento	(209.736)	(390.556)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento:		
Empréstimos e financiamentos - captação	67.666	89.478
Empréstimos e financiamentos - pagamento	(105.435)	(67.684)
Contratos de repasse	5.142	3.980
Debêntures - captação	-	17.286
Debêntures - pagamento	(10.878)	(3.699)
Dividendos/juros sobre capital próprio - pagamento	(8.029)	(49.995)
Adiantamento para futuro aumento de capital	12.753	40.053
Caixa líquido das atividades de financiamento	(38.781)	29.419
Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa	(16.214)	2.363
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	21.152	37.366
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	37.366	35.003
Variação de caixa e equivalentes de caixa	(16.214)	2.363
Itens que não afetam caixa (Nota 2.2)		
Transferências entre ativo financeiro e intangível	37.042	23.490
Transferências entre estoque e intangível	7.183	8.854
Juros capitalizados	22.836	18.023
Aumento de capital social com adiantamento para futuro aumento de capital	101.797	-

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

Valores expressos em milhares de Reais

Nota	Reservas de capital			Reservas de lucros			Outros resultados abrangentes	Lucros/prejuízos acumulados	Total patrimônio líquido	Adiantamento para futuro aumento de capital	Patrimônio líquido e adiantamento para futuro aumento de capital
	Capital social	Auxílios para obras	Doações e subvenções para investimentos	Reserva legal	Reserva de incentivos fiscais	Reserva de retenção de lucros					
Saldos em 01 de janeiro de 2014	657.351	9.262	7.886	57.536	214	511.855	(168.018)	-	1.076.086	61.744	1.137.830
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40.053	40.053
Realização da reserva de reavaliação	-	-	-	-	-	-	(9.180)	9.180	-	-	-
Ganhos e perdas atuariais	-	-	-	-	-	-	(55.280)	-	(55.280)	-	(55.280)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	232.753	232.753	-	232.753
Destinações propostas à Assembleia Geral Ordinária:											
Juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	(52.508)	(52.508)	-	(52.508)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(2.770)	(2.770)	-	(2.770)
Constituição de reservas	-	-	-	11.638	1.011	174.006	-	(186.655)	-	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2014	657.351	9.262	7.886	69.174	1.225	685.861	(232.478)	-	1.198.281	101.797	1.300.078
Saldos em 01 de janeiro de 2015	657.351	9.262	7.886	69.174	1.225	685.861	(232.478)	-	1.198.281	101.797	1.300.078
Integralização de capital	281.797	-	-	-	-	(180.000)	-	-	101.797	(101.797)	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	21.f	-	-	-	-	-	-	-	-	12.753	12.753
Realização da reserva de reavaliação	21.c	-	-	-	-	-	(2.229)	2.229	-	-	-
Ganhos e perdas atuariais	-	-	-	-	-	-	253.982	-	253.982	-	253.982
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	163.877	163.877	-	163.877
Destinações propostas à Assembleia Geral Ordinária:											
Juros sobre o capital próprio	21.d	-	-	-	-	-	-	(54.913)	(54.913)	-	(54.913)
Dividendos	21.d	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição de reservas	21.e	-	-	-	8.194	291	102.708	-	(111.193)	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2015	939.148	9.262	7.886	77.368	1.516	608.569	19.275	-	1.663.024	12.753	1.675.777

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

(Em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

1. INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA

A Companhia Riograndense de Saneamento - CORSAN ("Companhia") é uma sociedade de economia mista e de capital aberto, regida pela Lei das Sociedades Por Ações, constituída com base na Lei nº 5.167, de 21 de dezembro de 1965, regulamentada pelo Decreto nº 17.788, de 04 de fevereiro de 1966, e alterada pela Lei nº 13.435, de 05 de abril de 2010. A Companhia passou a operar de forma efetiva, a partir de 28 de março de 1966. O acionista controlador da CORSAN é o Estado do Rio Grande do Sul, que detém 99,99% do seu capital social, estando a Companhia vinculada à Secretaria Estadual de Obras, Saneamento e Habitação. O objeto da Companhia é o de realizar a construção, a operação, a exploração mercantil e a ampliação de instalações concernentes aos serviços públicos de fornecimento de água potável e coleta de esgotos sanitários; a realização de estudos, pesquisas e projetos no intuito do constante desenvolvimento de suas atividades operacionais; bem como o exercício de outras atividades afins e correlatas permitidas por lei, concernentes à atividade de prestação de serviços de saneamento básico e participação em outras sociedades. Atua complementarmente às atividades dos Municípios sob regime de concessão pública, oferecendo neste contexto um serviço público essencial e de interesse local. É neste ambiente operacional, através de processos licitatórios, que a Companhia conquista e atua em seus diferentes mercados das regiões do Rio Grande do Sul. A Lei nº 11.445 de 05 de janeiro de 2007 estabelece as diretrizes nacionais para o saneamento básico e desta forma os serviços públicos são prestados com base nos princípios fundamentais da universalização do acesso, integralidade, e maximização da eficácia das ações e dos resultados. Assim, a CORSAN realiza suas atividades de forma adequada à saúde pública e à proteção do meio ambiente, respeitando a vida e os patrimônios público e privado. Por prestar serviço público essencial, está articulada com as políticas de desenvolvimento urbano e regional, de habitação, de proteção ambiental, de promoção da saúde e outras de relevante interesse social voltadas para a melhoria da qualidade de vida, para as quais o saneamento básico seja fator determinante. Visa a sustentabilidade econômica e a integração das infraestruturas e serviços com a gestão eficiente dos recursos hídricos. Atua em 316 municípios do Rio Grande do Sul com sistemas de abastecimento de água e concomitantemente, em 282 municípios com contratos firmados de sistemas de coleta e tratamento de esgoto. Em 280 municípios as operações decorrem de Contratos de Programa, conforme regulamentado na Lei 11.445/07. Em 31 de dezembro de 2015, há 17 contratos cujos prazos de concessão expiraram, estando todos em fase de negociação para renovação dos serviços concedidos, mediante Contratos de Programa.

2. POLÍTICAS CONTÁBEIS

2.1) Declaração de conformidade e base de preparação

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo "International Accounting Standards Board – IASB". As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos e as orientações e interpretações técnicas emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM. A autorização para conclusão destas demonstrações financeiras ocorreu na reunião de diretoria de 21 de março de 2016. As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto pela valorização de certos ativos e passivos como instrumentos financeiros, os quais são mensurados pelo valor justo.

2.2) Caixa e equivalentes de caixa

São compostos pelo caixa, depósitos bancários e investimentos de curtíssimo prazo e alta liquidez, utilizados para cumprimento das obrigações de curto prazo da Companhia, e não para investimento ou outros fins. A Companhia considera equivalente de caixa uma aplicação financeira de conversibilidade imediata em um montante conhecido de caixa e estando sujeita a um insignificante risco de mudança de valor. Por conseguinte, um investimento, normalmente, se qualifica como equivalente de caixa quando tem vencimento de curto prazo, por exemplo, três meses ou menos, a contar da data da contratação.

2.3) Contas a receber de clientes

Inclui os serviços medidos e faturados, ainda não recebidos, e as receitas decorrentes do abastecimento de água e da coleta de esgoto, ainda não faturadas, contabilizadas por estimativa pelo regime de competência, conforme o consumo estimado entre a data da última leitura e o final de cada mês, tendo por base o consumo médio histórico de cada cliente.

2.4) Ativos financeiros – contratos de concessão

A Companhia reconhece um crédito a receber do poder concedente (municípios) quando possui direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito e são calculados com base no valor líquido dos ativos construídos pertencentes à infraestrutura que serão indenizados pelo poder concedente, descontados com base na taxa do custo médio ponderado do capital da Companhia. Estas contas a receber, são classificadas no ativo não circulante, considerando a expectativa de recebimento destes valores, tendo como base a data de encerramento das concessões.

2.5) Provisão para créditos de liquidação duvidosa

É calculada com base em critério técnico, segundo avaliação das contas a receber de usuários do serviço de água e esgoto, e a experiência que a Companhia tem sobre o nível de perdas no passado. O valor provisionado é considerado suficiente pela administração para cobrir a expectativa de perdas na realização dos créditos.

2.6) Estoques

Os materiais em almoxarifado são destinados ao consumo e à manutenção de sistemas de água e esgoto e encontram-se classificados no ativo circulante. A avaliação é realizada pelo custo médio de aquisição, e não excede o valor líquido realizável. Provisão para perdas é registrada com base na expectativa de perda por avarias ou obsolescência.

2.7) Investimentos

Os investimentos estão demonstrados pelo custo de aquisição deduzido de provisão para desvalorização, quando aplicável.

2.8) Imobilizado

O ativo imobilizado da Companhia está composto, substancialmente, por terrenos, prédios, veículos, sistemas de esgotos próprios e ligados a atividade industrial privada e outros bens que não estão vinculados à concessão pública. Os bens classificados no ativo imobilizado estão registrados pelo custo de aquisição ou construção. Quando uma manutenção relevante for feita, o seu custo será reconhecido no valor contábil do imobilizado, se os critérios de reconhecimento forem satisfeitos. Todos os demais custos de reparos e manutenção são reconhecidos na demonstração do resultado, quando incorridos.

A depreciação é calculada de forma linear ao longo da vida útil do ativo, a taxas que levam em consideração a vida útil estimada dos bens, como segue:

• Edifícios	25 anos
• Máquinas	10 anos
• Veículos	5 anos
• Demais bens móveis	10 anos

Um item de imobilizado é baixado quando vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho ou perda resultante da baixa do ativo (calculado como sendo a diferença entre o valor líquido da venda e o valor contábil do ativo) são incluídos na demonstração do resultado no exercício em que o ativo for baixado.

O valor residual e a vida útil dos ativos e os métodos de depreciação são revistos periodicamente, e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso. A Companhia revisa a vida útil econômica desses ativos anualmente.

Custos de empréstimos diretamente relacionados com a aquisição, construção ou produção de um ativo que necessariamente requer um tempo significativo para ser concluído são capitalizados como parte do custo do correspondente ativo. Custos de empréstimo compreendem juros e outros custos incorridos por uma entidade relativos ao empréstimo.

2.9) Ativos intangíveis

Concessões

A Companhia possui contratos de concessão pública de serviços de abastecimento de água e esgotamento sanitário. Os contratos de concessão são firmados com os municípios, sendo os contratos similares em termos de direitos e obrigações do concessionário e do poder concedente. Os contratos de concessão representam um direito de cobrar os usuários dos serviços públicos, via tarifação, controlada pelas Agências Reguladoras dos Serviços Públicos Delegados, pelo período de tempo estabelecido nos contratos de concessão. A Companhia reconhece como um ativo intangível esse direito de cobrar dos usuários pelos serviços prestados de abastecimento de água e esgotamento sanitário durante o período de concessão, em linha com a interpretação ICPC 01 Contratos de Concessão. O ativo intangível é determinado como sendo o valor residual da receita de construção auferida para a construção ou aquisição da infraestrutura realizada pela Companhia, reconhecidos conforme nota 2.13, e o valor do ativo financeiro, trazido a valor presente, referente ao direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização, acrescido de correção monetária, quando aplicável nos termos do IAS 29. O ativo intangível tem sua amortização iniciada quando este está disponível para uso, em seu local e na condição necessária para que seja capaz de operar da forma pretendida pela Companhia. A amortização é calculada de forma linear ao longo da vida útil do ativo, a taxas que levam em consideração a vida útil estimada dos bens ou prazo de concessão, como segue:

	Vida útil do intangível	Prazo médio de concessão
Sistemas de água	60 anos	25 anos
Sistemas de esgoto	60 anos	25 anos
Bens de uso geral	10 anos	25 anos

A amortização do ativo intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos pela Companhia, ou o prazo final da concessão, o que ocorrer primeiro. O padrão de consumo dos ativos tem relação com sua vida útil econômica onde os ativos construídos pela Companhia integram a base de cálculo para mensuração da tarifa de prestação dos serviços de concessão. A amortização do ativo intangível é cessada quando o ativo tiver sido totalmente consumido ou baixado ou deixar de integrar a base de cálculo da tarifa de prestação de serviços de concessão, o que ocorrer primeiro. Os valores dos ativos intangíveis foram reconhecidos pela diferença entre o valor justo dos ativos construídos ou adquiridos para fins de prestação dos serviços de concessão e o valor contábil dos ativos financeiros reconhecidos. A Companhia não possui nenhum contrato de concessão oneroso.

2.10) Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros são classificados como ativos e passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e recebíveis, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda ou outros passivos financeiros. A Companhia determina a classificação de seus instrumentos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial, quando ela se torna parte das disposições contratuais do instrumento.

Os principais ativos financeiros em 31 de dezembro de 2015 e 2014 reconhecidos pela Companhia são: caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, contas a receber de clientes e ativos financeiros de contratos de programa. Esses ativos foram classificados nas categorias de ativos financeiros a valor justo por meio de resultado e/ou empréstimos e recebíveis.

Os principais passivos financeiros são: contas a pagar a fornecedores, empréstimos e financiamentos, debêntures e dívidas com Fundação CORSAN.



COMPANHIA RIOGRANDENSE DE SANEAMENTO - CORSAN

Companhia Aberta - CNPJ 92.802.784/0001-90
Rua Caldas Júnior, 120, 18º Andar - Ed. Banrisul - Porto Alegre
www.corsan.com.br



NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014 (Em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

A Companhia não realizou durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014, operações com instrumentos derivativos.

Reconhecimento inicial e mensuração

Os instrumentos financeiros são inicialmente registrados ao seu valor justo acrescido dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à sua aquisição ou emissão, exceto no caso de ativos e passivos financeiros classificados na categoria ao valor justo por meio do resultado, quando tais custos são diretamente lançados no resultado do exercício.

Mensuração subsequente

A mensuração subsequente dos instrumentos financeiros ocorre a cada data do balanço de acordo com a classificação dos instrumentos financeiros nas seguintes categorias de ativos e passivos financeiros: ativo financeiro ou passivo financeiro mensurado pelo valor justo por meio do resultado, empréstimos e recebíveis, e outros passivos financeiros – empréstimos e financiamentos.

Instrumentos financeiros a valor justo por meio do resultado

Instrumentos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem ativos e passivos financeiros mantidos para negociação ou aqueles designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado. Os instrumentos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo.

Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos (taxa de juros efetiva), menos perda por redução ao valor recuperável. O custo amortizado é calculado levando em consideração qualquer desconto ou “prêmio” na aquisição e taxas ou custos incorridos. A amortização do método de juros efetivos é incluída na linha de receita financeira na demonstração de resultado. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas, no resultado, como despesa financeira ou despesa comercial, conforme a natureza do ativo financeiro ao qual a perda se relaciona.

Outros passivos financeiros - empréstimos e financiamentos

Após o reconhecimento inicial, empréstimos e financiamentos sujeitos a juros são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetivos. Ganhos e perdas são reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa dos passivos, bem como durante o processo de amortização pelo método da taxa de juros efetivos.

2.11) Provisões

Geral

Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente (legal ou não formalizada) em consequência de um evento passado, é provável que recursos econômicos sejam requeridos para liquidar a obrigação, e uma estimativa confiável do valor da obrigação possa ser feita.

Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

Provisões são constituídas para todos os litígios referentes a processos judiciais para os quais é provável que uma saída de recursos seja feita para liquidar o litígio/obrigação e uma estimativa razoável possa ser feita. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. As provisões são revisadas e ajustadas periodicamente para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

2.12) Benefícios pós-emprego concedidos aos empregados

A Companhia é patrocinadora da Fundação CORSAN, Entidade Fechada de Previdência Complementar, cuja principal finalidade é a de manter planos de suplementação de aposentadorias, pensões e demais prestações asseguradas pela previdência oficial aos participantes. O plano de benefícios da Fundação é do tipo “benefício definido” e a avaliação é procedida por atuário independente. De acordo com os critérios estabelecidos pela Deliberação CVM nº 695 de 2012, a Companhia reconheceu no passivo não circulante os efeitos das obrigações com o plano de benefícios, pelo regime de competência. Ganhos e perdas atuariais eram reconhecidos como receita ou despesa quando os ganhos ou perdas atuariais acumulados líquidos não reconhecidos para cada plano no final do período-base anterior ultrapassarem 10% da obrigação por benefícios definidos ou o valor justo dos ativos do plano naquela data, dos dois o maior. Desde 1º de janeiro de 2013, ganhos e perdas atuariais passaram a ser reconhecidos em “outros resultados abrangentes” no patrimônio líquido, como requerido no CPC 33 e IAS 19 (R1) – Benefício a Empregados. Os custos de serviços passados são reconhecidos como despesa, de forma linear, ao longo do período médio até que o direito aos benefícios seja adquirido. Se o direito aos benefícios já tiver sido adquirido, custos de serviços passados são reconhecidos imediatamente após a introdução ou mudanças de um plano de aposentadoria. O ativo ou passivo de planos de benefício definido a ser reconhecido nas demonstrações financeiras 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 custos de serviços passados ainda não reconhecidos e menos o valor justo dos ativos do plano que serão usados para liquidar as obrigações. Os ativos do plano são ativos mantidos pela Fundação Corsan.

2.13) Impostos

Imposto de renda e contribuição social corrente

Ativos e passivos tributários correntes do último exercício e de anos anteriores são mensurados ao valor recuperável esperado ou a pagar para as autoridades fiscais. As alíquotas de imposto e as leis tributárias usadas para calcular o montante são aquelas que estão em vigor conforme normas estabelecidas para as empresas que tem como base de apuração o lucro real. Os tributos são contabilizados pelo regime de competência e as alíquotas utilizadas são de 15%, mais adicional de 10% para o imposto de renda e 9% para contribuição social. Imposto de renda e contribuição social correntes relativos a itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido são reconhecidos no patrimônio líquido. A administração periodicamente avalia a posição fiscal das situações nas quais a regulamentação fiscal requer interpretação e estabelece provisões quando apropriado.

Imposto de renda e contribuição social diferidos

Imposto diferido é gerado por diferenças temporárias na data do balanço entre as bases fiscais de ativos e passivos e seus valores contábeis. Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias dedutíveis, créditos e perdas tributários não utilizados, na extensão em que seja provável que o lucro tributável esteja disponível para que as diferenças temporárias dedutíveis possam ser realizadas, e créditos e perdas tributários não utilizados possam ser utilizados. O valor contábil dos impostos diferidos ativos é revisado em cada data do balanço e baixado na extensão em que não é mais provável que lucros tributáveis estarão disponíveis para permitir que todo ou parte do ativo tributário diferido venha a ser utilizado. Impostos diferidos ativos baixados são revisados a cada data do balanço e são reconhecidos na extensão em que se torna provável que lucros tributáveis futuros permitirão que os ativos tributários diferidos sejam recuperados. Impostos diferidos ativos e passivos são reconhecidos no ativo e passivo não circulante e mensurados pela taxa de imposto que se espera ser aplicável no ano em que o ativo será realizado ou o passivo liquidado, com base nas taxas de imposto (e lei tributária) que foram promulgadas na data do balanço. Imposto diferido relacionado a itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido também é reconhecido no patrimônio líquido, e não na demonstração do resultado. Itens de imposto diferido são reconhecidos de acordo com a transação que originou o imposto diferido, no resultado abrangente ou diretamente no patrimônio líquido. Impostos diferidos ativos e passivos são apresentados líquidos se existe um direito legal ou contratual para compensar o ativo fiscal contra o passivo fiscal e os impostos diferidos são relacionados à mesma entidade tributada e sujeitos à mesma autoridade tributária.

Impostos sobre serviços

As receitas de serviços estão sujeitas aos seguintes impostos e contribuições, pelas seguintes alíquotas básicas:

	Alíquotas
COFINS - Contribuição para Financiamento da Seguridade Social	7,60%
PASEP - Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público	1,65%
ISS - Imposto sobre Serviços	2% a 5%

Os serviços são apresentados na demonstração do resultado pelos seus valores líquidos dos respectivos impostos (receita líquida de serviços).

2.14) Reconhecimento da receita

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber principalmente pela prestação de serviços no curso normal das atividades da Companhia. A receita é apresentada líquida dos impostos, dos abatimentos e dos descontos. A Companhia baseia suas estimativas em resultados históricos, levando em consideração o tipo de cliente, o tipo de transação e as especificações de cada venda.

(i) Prestação de serviços

O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência do período. As receitas de

serviços de abastecimento de água e esgotamento sanitário e de serviços de irrigação não faturadas são contabilizadas na data da prestação do serviço, como contas a receber de clientes a faturar, com base em estimativas mensais, de forma que as receitas se contraponham aos custos em sua correta competência.

(ii) Contratos de construção

Um grupo de contratos de construção é tratado como um contrato de construção único quando: i) o grupo de contratos foi negociado como um pacote único; ii) os contratos estiverem tão diretamente interrelacionados que sejam, com efeito, parte do projeto único com margem de lucro global, e; iii) os contratos são executados simultaneamente ou em sequência contínua.

A receita proveniente dos contratos de prestação de serviços de construção é reconhecida de acordo com o CPC 17 Contratos de Construção (IAS 11), segundo o método de porcentagem de conclusão (POC). O percentual concluído é definido conforme estágio de execução com base no cronograma físico – financeiro de cada contrato.

Os custos dos contratos são reconhecidos na demonstração do resultado, como custo dos serviços prestados, quando incorridos. Todos os custos diretamente atribuíveis aos contratos são considerados para mensuração da receita, que segue o método de custo mais margem. A receita é reconhecida tomando-se como base as margens anuais contratadas, ou estimadas (2,76% em 2015 e 3,79% em 2014).

A Companhia revisa pelo menos anualmente suas margens.

Quando o encerramento de um contrato de construção não puder ser estimado de forma confiável, a receita é reconhecida de forma limitada aos custos incorridos que serão recuperados.

(iii) Receita financeira

A receita financeira é reconhecida conforme o prazo decorrido, usando o método da taxa de juros efetiva. Quando uma perda do valor recuperável é identificada em relação a uma aplicação financeira ou uma conta a receber, a Companhia reduz o valor contábil ao seu valor recuperável, que corresponde ao fluxo de caixa futuro estimado, descontado à taxa de juros efetiva original do instrumento. Subsequentemente, à medida que o tempo passa, os juros são incorporados ao ativo, em contrapartida de receita financeira. Essa receita financeira é calculada pela mesma taxa de juros efetiva utilizada para apurar o valor recuperável, ou seja, a taxa original da aplicação financeira ou das contas a receber.

2.15) Dividendos e Juros sobre o capital próprio

O valor dos juros sobre o capital próprio é registrado como despesa financeira e para fins de divulgação e adequação às práticas contábeis, a despesa referente aos respectivos juros é revertida da Demonstração do Resultado na linha de despesas financeiras para a conta de lucros ou prejuízos acumulados na Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido. A Companhia imputa o valor líquido dos juros creditados a título de remuneração do capital próprio aos dividendos obrigatórios calculados na forma da lei.

2.16) Demonstrações dos fluxos de caixa e valor adicionado

As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas pelo método indireto e refletem as modificações no caixa que ocorreram nos exercícios apresentados, de acordo com o pronunciamento técnico CPC 03(R2) (IAS7) – Demonstração dos fluxos de caixa, emitido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (IASB).

Os termos utilizados na demonstração dos fluxos de caixa são os seguintes:

- Atividades operacionais: referem-se às principais transações da Companhia e outras atividades que não são de investimento e de financiamento;
- Atividades de investimento: referem-se às adições e baixas dos ativos não circulantes e outros investimentos não incluídos no caixa e equivalentes de caixa;
- Atividades de financiamento: referem-se às atividades que resultam em mudanças na composição do patrimônio e empréstimos e financiamentos.

A Demonstração do valor adicionado (DVA) é apresentada de forma suplementar em atendimento à legislação societária brasileira e foi preparada de acordo com a deliberação CVM nº 557 de 12 de novembro de 2008, que aprovou o pronunciamento técnico CPC09 – demonstração do valor adicionado. Sua finalidade é evidenciar a riqueza criada pela Companhia durante o período, bem como demonstrar sua distribuição entre os diversos agentes (stakeholders).

2.17) Ajustes a valor presente

Os ativos monetários de longo prazo são atualizados monetariamente e, portanto, estão ajustados pelo seu valor presente. O ajuste a valor presente de ativos monetários de curto prazo é calculado, e somente registrado, se considerado relevante em relação às informações financeiras tomadas em conjunto. Para fins de registro e determinação de relevância, o ajuste a valor presente é calculado levando em consideração os fluxos de caixa contratuais e a taxa de juros explícita, e em certos casos implícita. Em 31 de dezembro de 2015 os ativos financeiros relacionados à concessão de serviços públicos e o contas a receber de longo prazo, foram ajustados a seu valor presente.

2.18) Conversão de moeda estrangeira

As demonstrações financeiras são apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia.

As transações em moeda estrangeira são inicialmente registradas à taxa de câmbio da moeda funcional em vigor na data da transação. Os ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira são reconvertidos à taxa de câmbio da moeda funcional em vigor na data do balanço. Todas as diferenças são registradas na demonstração do resultado.

2.19) Lucro por ação

O cálculo básico de lucro por ação é feito através da divisão do lucro líquido do exercício, atribuído aos detentores de ações ordinárias e preferenciais, pela quantidade média ponderada de ações disponíveis durante o período conforme pronunciamento técnico CPC 41 (IAS 33). Não há instrumentos ou acordos para a emissão de ações ordinárias e consequentemente não há evento que possa diluir os dividendos atribuíveis às ações da Companhia e, desta forma, o dividendo básico e o diluído são de idêntico valor.

2.20) Programa de participação nos resultados - PPR

No exercício são registradas provisões para reconhecer a despesa referente à participação dos empregados nos resultados. Estes valores são calculados com base em indicadores e metas definidas pela Administração e apropriadas em contas específicas nos grupos de custos dos serviços, despesas comerciais e despesas administrativas.

2.21) Perda por redução ao valor recuperável de ativos não financeiros

A administração revisa anualmente o valor contábil líquido dos ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Sendo tais evidências identificadas e o valor contábil líquido exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável. O valor recuperável 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 o segmento 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.

Nas datas dos balanços não foram identificados fatores que indicassem a necessidade de constituição de provisão para o valor recuperável de ativos.

2.22) Custo de empréstimo

Custos de empréstimos diretamente relacionados com a aquisição ou construção de um ativo que necessariamente requer um tempo significativo para ser concluído para fins de uso são capitalizados como parte do custo do correspondente ativo. Todos os demais custos com empréstimo são registrados como despesa no período em que ocorrerem. Custos de empréstimos compreendem juros e outros custos incorridos por uma entidade relativos aos empréstimos. Conforme permitido pelo ICP 01, a Companhia capitaliza os custos dos empréstimos referentes aos ativos intangíveis relacionados aos serviços de construção relacionados aos contratos de concessão de serviços públicos.

3. JULGAMENTOS, ESTIMATIVAS E PREMISSAS CONTÁBEIS SIGNIFICATIVAS

Julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras da Companhia requer que a administração faça julgamentos e estimativas e adote premissas que afetam os valores apresentados de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações de passivos contingentes, na data base das demonstrações financeiras. Contudo, a incerteza relativa a essas premissas e estimativas poderia levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do ativo ou passivo relacionado em períodos futuros.

Estimativas e premissas

As principais premissas relativas a fontes de incerteza nas estimativas futuras e outras importantes fontes de incerteza em estimativas na data do balanço, envolvendo risco significativo de causar um ajuste significativo no valor contábil dos ativos e passivos no próximo exercício financeiro, são apresentadas a seguir.

Perda por Redução ao Valor Recuperável de Ativos Não Financeiros

Uma perda por redução ao valor recuperável existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, o qual é o maior entre o valor justo menos custos de venda e o valor em uso. O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo. O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado. Os fluxos de caixa derivam do orçamento para os próximos dez anos e não incluem investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como aos recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação.

Notas explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2015 e 2014 (Em milhares de reais – R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Impostos

Existem incertezas com relação à interpretação de regulamentos tributários complexos e ao valor e época de resultados tributáveis futuros. Dada a natureza de longo prazo e a complexidade dos instrumentos contratuais existentes, diferenças entre os resultados reais e as premissas adotadas, ou futuras mudanças nessas premissas, poderiam exigir ajustes futuros na receita e despesa de impostos já registrados. A Companhia constitui provisões, com base em estimativas cabíveis, para possíveis consequências de auditorias por parte das autoridades fiscais das respectivas jurisdições em que opera. O valor dessas provisões baseia-se em vários fatores, como experiência de auditorias fiscais anteriores e interpretações divergentes dos regulamentos tributários pela entidade tributável e pela autoridade fiscal responsável. Essas diferenças de interpretação podem surgir numa ampla variedade de assuntos, dependendo das condições vigentes no respectivo domicílio da Companhia. Imposto diferido ativo é reconhecido para todos os prejuízos fiscais não utilizados e para as diferenças temporárias na extensão em que seja provável que haja lucro tributável disponível para permitir a utilização dos referidos prejuízos. Julgamento significativo da administração é requerido para determinar o valor do imposto diferido ativo que pode ser reconhecido, com base no prazo provável e nível de lucros tributáveis futuros, juntamente com estratégias de planejamento fiscal futuras.

Valor Justo de Instrumentos Financeiros

Quando o valor justo de ativos e passivos financeiros apresentados no balanço patrimonial não puder ser obtido de mercados ativos, é determinado utilizando técnicas de avaliação, incluindo o método de fluxo de caixa descontado. Os dados para esses métodos se baseiam naqueles praticados no mercado, quando possível, contudo, quando isso não for viável, um determinado nível de julgamento é requerido para estabelecer o valor justo. O julgamento inclui considerações sobre os dados utilizados como, por exemplo, risco de liquidez, risco de crédito e volatilidade. Mudanças nas premissas sobre esses fatores poderiam afetar o valor justo apresentado dos instrumentos financeiros.

Benefícios de Aposentadoria

O custo de planos de aposentadoria com benefícios definidos e de outros benefícios de assistência médica pós-emprego e o valor presente da obrigação de aposentadoria são determinados utilizando métodos de avaliação atuarial. A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre as taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Todas as premissas são revisadas periodicamente. A taxa de mortalidade se baseia em tábuas de mortalidade disponíveis no país. Aumentos futuros de salários e de benefícios de aposentadoria e de pensão se baseiam nas taxas de inflação futuras esperadas para o país.

Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

A Companhia reconhece provisão para causas tributárias, cíveis e trabalhistas. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções físicas ou exposições adicionais identificadas como base em novos assuntos ou decisões de tribunais. A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido às imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Companhia revisa suas estimativas e premissas em um período não superior a um ano.

4. PRONUNCIAMENTOS DO IFRS AINDA NÃO EM VIGOR EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015

As normas e interpretações emitidas, mas ainda não adotadas até a data de emissão das demonstrações financeiras da Companhia são abaixo apresentadas. Porém a Administração não espera impactos relevantes sobre as demonstrações financeiras da Companhia quando de sua adoção inicial:

- IFRS 9 - Instrumentos Financeiros - Em julho de 2014, o IASB emitiu a versão final da IFRS 9 – Instrumentos Financeiros, que reflete todas as fases do projeto de instrumentos financeiros e substitui a IAS 39 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração e todas as versões anteriores da IFRS 9. A norma introduz novas exigências sobre classificação e mensuração, perda por redução ao valor recuperável e contabilização de hedge. A IFRS 9 está em vigência para períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2018 ou após essa data, não sendo permitida a aplicação antecipada. É exigida aplicação retrospectiva, não sendo obrigatória, no entanto, a apresentação de informações comparativas. A aplicação antecipada de versões anteriores da IFRS 9 (2009, 2010 e 2013) é permitida se a data de aplicação inicial for anterior a 1º de fevereiro de 2015. A adoção da IFRS 9 terá efeito sobre a classificação e mensuração dos ativos financeiros da Companhia, não causando, no entanto, nenhum impacto sobre a classificação e mensuração dos passivos financeiros da Companhia.
- IFRS 15 - Receita de contratos com clientes - A IFRS 15 exige uma entidade a reconhecer o montante da receita refletindo a contraprestação que ela espera receber em troca do controle desses bens e serviços. A nova norma vai substituir a maior parte da orientação detalhada sobre o reconhecimento de receita que existe atualmente nos IFRS e nos princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América ("US Gaap") quando for adotada. A nova norma é aplicável a partir de ou após 1º de janeiro de 2018. A nova norma poderá ser adotada de forma retrospectiva, utilizando uma abordagem de efeitos cumulativos. A Companhia está avaliando os efeitos que a IFRS 15 vai ter nas demonstrações financeiras e nas suas divulgações.
- IFRS 14 – Contas Regulatórias Diferidas - Aplicável para os períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2016 ou após essa data;
- IFRS 16 – Arrendamento Mercantil – Aplicável para os períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2019 ou após essa data;
- Alterações à IFRS 11 Acordos Conjuntos: Contabilização de Aquisições de Partes Societárias - Aplicável para os períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2016 e após essa data, não sendo permitida a adoção antecipada no Brasil;
- Alterações à IAS 16 e à IAS 38 – Esclarecimento de Métodos Aceitáveis de Depreciação e Amortização - As alterações estão vigentes prospectivamente para períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2016 ou após essa data;
- Alterações à IAS 16 e à IAS 41 – Agricultura: Plantas Frutíferas - As alterações estão retrospectivamente em vigor para períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2016 ou após essa data;
- Alterações à IAS 27 – Método de Equivalência Patrimonial em Demonstrações Financeiras Separadas - As alterações estão em vigor para períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2016 ou após essa data, sendo permitida a adoção antecipada, que está em análise no Brasil.
- Alterações na IFRS 10 e na IAS 28: Venda ou Contribuição de Ativos entre um Investidor e uma Associada ou Empreendimento Controlado em Conjunto – As alterações estão em vigor para períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2016 ou após essa data, sendo permitida a adoção antecipada.
- Melhorias anuais – Ciclo 2011-2013 - Aplicável para os períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2016, incluindo: IFRS 5 Ativos Não Circulantes Mantidos para Venda e Operações Descontinuadas, IFRS 7 Instrumentos Financeiros: Divulgações, IAS 19 Benefícios aos Empregados, IAS 34 Elaboração e Divulgação de Demonstrações Financeiras Intermediárias, Alterações na IAS 1 Iniciativa de Divulgação e Alterações nas IFRS 10, IFRS 12 e IAS 28 Entidades de Investimento: Exceções à Regra de Consolidação.

A Companhia pretende adotar tais normas quando elas entrarem em vigor divulgando e reconhecendo os impactos nas demonstrações financeiras que possam ocorrer quando da aplicação de tais adoções. Considerando as atuais operações da Companhia, a administração não espera que estas alterações produzam efeitos relevantes sobre as demonstrações financeiras a partir de sua adoção. Não existem outras normas e interpretações emitidas e ainda não adotadas que possam, na opinião da Administração, ter impacto significativo no resultado ou no patrimônio líquido divulgado pela Companhia.

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Caixa e equivalentes de caixa

	31/12/2015	31/12/2014
Caixa	1	1
Depósitos bancários	9.417	17.836
Aplicação de liquidez imediata	11.734	19.529
	<u>21.152</u>	<u>37.366</u>

As aplicações financeiras classificadas como equivalentes de caixa são de curto prazo, de alta liquidez, e prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e que estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor.

Aplicações financeiras

As aplicações financeiras de curto prazo totalizam R\$31.809 em 31 de dezembro de 2015 (R\$102.119 em 31 de dezembro de 2014) e referem-se, substancialmente, a fundos de investimento de renda fixa e aplicações junto ao SIAC (Sistema Integrado de Administração de Caixa do Estado), com liquidez diária. As aplicações financeiras de longo prazo totalizam R\$ 46.057 em 31 de dezembro de 2015 (R\$28.376 em 31 de dezembro de 2014) e referem-se, substancialmente, a valores dados em garantia para empréstimos contraídos para obras do PAC (Programa de Aceleração do Crescimento) promovido pelo Governo Federal junto aos Bancos Banrisul e Caixa Econômica Federal. O saldo de 31 de dezembro de 2014 foi reclassificado para o não circulante, para fins de comparação.

O montante do ativo não circulante tem o seguinte cronograma por ano de vencimento:

Banco	Ano	Valor
Banrisul Reserva BNDES PAC 1	2023	6.894
Banrisul Reserva BNDES PAC 2	2027	2.902
Caixa Econômica Federal Reserva	2034	<u>36.261</u>
		<u>46.057</u>

6. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

	31/12/2015	31/12/2014
Contas a receber vincendas		
Particular	132.240	128.711
Pública	12.254	8.155
Contas a receber vencidas		
Particular	57.710	59.477
Pública	30.649	7.164
Receitas a faturar	58.745	54.768
Total de contas a receber	291.598	258.275
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(14.772)	(6.792)
	<u>276.826</u>	<u>251.483</u>
Circulante	272.110	244.697
Não circulante	4.716	6.786

Os valores de contas a receber estão compostos da seguinte forma:

	31/12/2015		31/12/2014	
	Particular	Pública	Particular	Pública
A vencer	132.240	12.254	128.711	8.155
Créditos vencidos - 01 a 30 dias	38.456	3.752	36.712	4.418
Créditos vencidos - 31 a 90 dias	11.083	6.754	13.299	1.331
Créditos vencidos - 91 a 180 dias	4.641	8.901	3.833	256
Créditos vencidos - 181 a 360 dias	1.410	9.589	2.968	549
Créditos vencidos - mais de 360 dias	2.120	1.653	2.665	610
	189.950	42.903	188.188	15.319

O saldo com o poder público corresponde ao faturamento pela prestação de serviços de água e esgoto para órgãos e autarquias dos poderes federal, estadual e municipal. As faturas do Governo do Estado do Rio Grande do Sul têm sido liquidadas através de encontro de contas com dividendos e juros sobre capital próprio a pagar. A conta "Receitas a faturar" se refere aos serviços prestados e não faturados, com base no consumo médio de cada rota de faturamento, aplicado ao período entre a data da última leitura e o final do mês (nota 2.14). A provisão para crédito de liquidação duvidosa foi constituída considerando as contas a receber vencidas há mais de 180 dias e faturas que apresentam risco de perda. A movimentação da provisão está demonstrada a seguir:

	31/12/2015	31/12/2014
Saldo no início do exercício	(6.792)	(10.676)
Adições	(14.128)	(25.578)
Reversões/realização de perda	6.148	29.462
Saldo no final do exercício	<u>(14.772)</u>	<u>(6.792)</u>

7. ESTOQUES

	31/12/2015	31/12/2014
Tubulações de água e esgoto	24.843	17.241
Materiais de tratamento/laboratório	26.482	20.095
Materiais diversos	15.102	13.766
	<u>66.427</u>	<u>51.102</u>

Os materiais em almoxarifado são destinados ao consumo, à manutenção de sistemas de água e esgoto. Os materiais destinados a aplicação em obras são classificados no intangível.

8. TRIBUTOS DIFERIDOS

	31/12/2015	31/12/2014
Classificados no Ativo Não Circulante		
Imposto de renda e contribuição social diferidos	277.296	363.463
Classificados no Passivo Não Circulante		
Pasep e Cofins diferidos	13.519	14.595

a) Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos

De acordo com o CPC 32 vêm sendo registrados os créditos fiscais diferidos sobre as diferenças temporárias. As bases destes créditos são as seguintes:

Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	31/12/2015	31/12/2014
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre diferenças temporárias:		
Passivo atuarial	757.134	1.136.463
Provisão para contribuição adicional a Fundação CORSAN	34.007	32.480
Provisão para riscos cíveis e trabalhistas	430.264	334.684
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	14.772	6.792
Provisões para perdas - Prefeitura de Novo Hamburgo	9.610	53.205
Provisões para perdas - outras	62.633	19.710
Contribuições previdenciárias tributadas por regime de caixa	40.400	41.011
Reserva de reavaliação	(73.792)	(71.257)
Efeitos da adoção do ICPC01 - contratos de concessão	(297.523)	(326.989)
Encargos financeiros capitalizados	(174.708)	(167.403)
Variação cambial tributada por regime de caixa	7.403	(18.451)
Outras provisões e diferenças temporárias	5.375	28.764
Total das diferenças temporárias	815.575	1.069.009
Alíquota vigente	34%	34%
Total de imposto de renda e contribuição social diferidos líquidos	<u>277.296</u>	<u>363.463</u>

Conciliação alíquota efetiva

	31/12/2015	31/12/2014
Lucro antes do imposto de renda (IRPJ) e da contribuição social (CSLL)	220.072	319.421
Alíquota vigente	34%	34%
Expectativa de despesa de IRPJ e CSLL, de acordo com a alíquota vigente	(74.825)	(108.603)
Efeito do IRPJ e da CSLL sobre as diferenças permanentes:		
Juros sobre capital próprio	18.670	17.853
Incentivos fiscais	3.655	4.751
Outras diferenças permanentes	(3.695)	(669)
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(56.195)	(86.668)
Corrente	(100.866)	(127.237)
Diferido	44.671	40.569
Alíquota efetiva	26%	27%

b) COFINS e PASEP Diferidos

	31/12/2015			31/12/2014		
COFINS e PASEP Diferidos	COFINS	PASEP	Total	COFINS	PASEP	Total
RTT	11.108	2.411	13.519	11.991	2.604	14.595
Total COFINS e PASEP	11.108	2.411	13.519	11.991	2.604	14.595
Valor passivo	(11.321)	(2.457)	(13.778)	(12.204)	(2.650)	(14.854)
Valor ativo	213	46	259	213	46	259

c) Lei 12.793 e IN RFB 1.397

A Lei 12.973/2014 de 13 de maio de 2014, trata dos efeitos da extinção do Regime Tributário de Transição (RTT) a partir de 2015, com a possibilidade de opção antecipada para o exercício de 2014. A Companhia optou por aderir no exercício de 2015 procedendo conforme previsão legal.

9. OUTROS CRÉDITOS

	31/12/2015	31/12/2014
Créditos com prefeituras municipais	3.419	3.809
Adiantamento de férias	3.920	3.326
Indenizações judiciais a receber	3.605	3.584
Por serviços ou obras prestados a terceiros	1.799	1.548
Valores a compensar	1.916	1.929
Créditos diversos	1.485	798
	<u>16.144</u>	<u>14.994</u>
Circulante	9.535	8.174
Não circulante	6.609	6.820



COMPANHIA RIOGRANDENSE DE SANEAMENTO - CORSAN

Companhia Aberta - CNPJ 92.802.784/0001-90
Rua Caldas Júnior, 120, 18º Andar - Ed. Banrisul - Porto Alegre
www.corsan.com.br



Notas explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2015 e 2014 (Em milhares de reais – R\$, exceto quando indicado de outra forma)

10. ATIVOS FINANCEIROS – CONTRATOS DE CONCESSÃO

A Companhia possui, em 31 de dezembro de 2015, R\$322.819 como contas a receber do poder concedente (municípios), referentes ao montante esperado de ressarcimento do valor residual da infraestrutura ao final das concessões (R\$292.042 em 31 de dezembro de 2014). Estes valores foram ajustados aos respectivos valores presentes no reconhecimento inicial, tendo sido descontados pelo custo médio ponderado de capital, conforme segue:

	31/12/2015	31/12/2014
Ativos financeiros	943.916	695.291
(-) Ajuste a valor presente	(621.097)	(403.249)
	322.819	292.042

Movimentação do ativo financeiro:

	31/12/2015	31/12/2014
Saldo no início do exercício	292.042	303.375
Constituição/realização de AVP	26.803	(12.254)
Adições	41.016	24.467
Transferências Líquidas	(37.042)	(23.490)
Bens em comodato	-	(56)
Saldo no final do exercício	322.819	292.042

Transferência de Bens e Serviços

Por força de decisão judicial da 3ª Vara da Fazenda Pública de Porto Alegre, sob o Processo nº 01197704164, a CORSAN fez a entrega para a Prefeitura Municipal de Novo Hamburgo, conforme termo de entrega de serviços públicos concedidos, assinado entre as partes em 03/12/98, do sistema de abastecimento de água, equipamentos, instalações e o acervo vinculado e necessário aos referidos serviços. Em 14/12/98 por decisão do Superior Tribunal de Justiça foi sustado o cumprimento do mandado de intimação para entrega compulsória daqueles serviços, embora, já tivessem sido entregues. O saldo deste imobilizado em 31 de dezembro de 2015 totaliza R\$24.246 (R\$21.574 em 31 de dezembro de 2014) e foi reclassificado para o ativo financeiro quando da aplicação do ICPC 01 em 2010.

Em atendimento a decisão proferida pelo Superior Tribunal de Justiça, nos autos das Suspensões de Liminares (SLS) números 1406-RS e 1407-RS a CORSAN fez a transferência da operação dos serviços de abastecimento de água, esgotamento sanitário e respectivos bens a eles afetos ao Município de Uruguaiana, conforme termo de transferência assinado entre as partes, em 24 de junho de 2011. O saldo deste contrato em 31 de dezembro de 2015 totaliza R\$36.856 (R\$33.775 em 31 de dezembro de 2014) e foi reclassificado para o ativo financeiro em 2011.

11. IMOBILIZADO

Custo	Sistemas de esgoto	Bens de uso geral	Obras em andamento	Total do imobilizado
Saldos em 31/12/2014	22.128	299.705	47	321.880
Adições	-	11.972	87	12.059
Baixas	-	(1.667)	-	(1.667)
Transferências	-	(9)	2	(7)
Saldos em 31/12/2015	22.128	310.001	136	332.265
Depreciação				
Saldos em 31/12/2014	(17.204)	(215.401)	-	(232.605)
Depreciações	(856)	(11.949)	-	(12.805)
Baixas	-	1.505	-	1.505
Saldos em 31/12/2015	(18.060)	(225.845)	-	(243.905)
Saldos líquidos em 31/12/2014	4.924	84.304	47	89.275
Saldos líquidos em 31/12/2015	4.068	84.156	136	88.360

A depreciação do exercício apropriada ao resultado como custo do serviço prestado foi de R\$10.176 (R\$9.677 em 31 de dezembro de 2014), R\$ 1.119 (R\$1.070 em 31 de dezembro de 2014) como despesa comercial e R\$1.510 (R\$1.505 em 31 de dezembro de 2014) como despesa administrativa.

Sob a rubrica "sistemas de esgotos" são registrados itens do ativo imobilizado utilizados pela Companhia em atividades próprias ou para prestação de serviços não relacionados à concessão pública, como por exemplo, tratamento de esgoto de condomínios industriais privados.

Sob a rubrica "bens de uso geral" são registrados terrenos, imóveis, veículos e máquinas utilizados pela Companhia em atividades não relacionadas à concessão pública.

12. ATIVO INTANGÍVEL

Custo	Sistemas de abastecimento de água	Sistemas de esgoto	Bens de uso geral	Obras em andamento	Total do intangível
Saldos em 31/12/2014	732.538	409.469	131.253	1.312.354	2.585.614
Adições	15.434	1.336	8.607	248.688	274.065
Baixas	-	-	(608)	(301)	(909)
Transferências	156.535	285.798	8.067	(444.564)	5.836
Saldos em 31/12/2015	904.507	696.603	147.319	1.116.177	2.864.606
Amortização					
Saldos em 31/12/2014	(154.786)	(68.561)	(29.837)	-	(253.184)
Amortizações	(46.681)	(26.945)	(10.487)	-	(84.113)
Baixas	-	-	237	-	237
Saldos em 31/12/2015	(201.467)	(95.506)	(40.087)	-	(337.060)
Saldos líquidos em 31/12/2014	577.752	340.908	101.416	1.312.354	2.332.430
Saldos líquidos em 31/12/2015	703.040	601.097	107.232	1.116.177	2.527.546

A amortização do exercício apropriada ao resultado como custo do serviço prestado foi de R\$84.113 (R\$65.211 em 31 de dezembro de 2014).

Sob a rubrica "bens de uso geral" são registrados imóveis e equipamentos necessários, à administração e manutenção dos sistemas de água e esgoto diretamente relacionados à concessão pública. Tais ativos tem vida útil específica.

O valor dos custos de empréstimo capitalizados durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2015 é de R\$22.836 (R\$18.023 em 31 de dezembro de 2014). A taxa utilizada para determinar o montante dos custos de empréstimos passíveis de capitalização foi de 7,3% a.a.

13. SEGUROS

A Companhia não adota política de contratação de seguros para os seus ativos.

14. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Instituição	Indexador	Taxa de juro anual	Último vencimento	Circulante		Não circulante	
				31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Banco Nacional de Desenvolvimento	TJLP	2,61%	15/04/23	25.077	20.801	157.169	172.801
BID - Projeto "Pró-Guaíba"	US DÓLAR	4,16%	26/07/20	15.649	10.838	56.989	48.458
Caixa Econômica Federal				7.665	6.848	124.047	105.884
Caixa Econômica Federal	UPR	6,08%	17/02/30	7.631	4.863	123.182	104.966
Secretaria do Tesouro Nacional	UPR	8,27%	31/03/17	34	1.985	866	918
PIMES - Progr. Integr. Melhoria Social	TR	11,00%	20/02/16	41	240	-	40
Prefeitura Municipal de Encantado	UPR	6,00%	06/05/30	145	144	910	938
Prefeitura Municipal de Osório	UPR	6,00%	04/08/30	2.314	2.753	18.981	19.619
Prefeitura Municipal de Torres	UPR	6,00%	05/04/28	344	361	3.317	3.263
				51.235	41.985	361.413	351.003

O financiamento com o Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID foi contratado com a finalidade de recuperação e gerenciamento ambiental da Bacia Hidrográfica do Guaíba.

Os financiamentos com a Prefeitura Municipal de Encantado, com a Prefeitura Municipal de Osório e com a Prefeitura Municipal de Torres foram contratados junto à Caixa Econômica Federal visando à construção e ampliação do esgotamento sanitário dos respectivos municípios.

Os demais empréstimos e financiamentos foram destinados à ampliação e modernização dos sistemas de esgoto e abastecimento de água em diversos municípios do Estado do Rio Grande do Sul.

Os empréstimos e financiamentos estão garantidos pela arrecadação da receita da CORSAN, até o limite do saldo devedor de cada contrato na data dos balanços.

Determinados contratos mantidos com o Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) possuem cláusulas financeiras que estabelecem metas de desempenho econômico-financeiro, que se cumpridas possibilitam a Companhia uma redução em sua taxa de juros contratual. Os juros sobre estes empréstimos são apropriados considerando os impactos decorrentes da aplicação de tais cláusulas.

O montante do passivo não circulante tem o seguinte cronograma por ano de vencimento:

Ano	Valor
2017	43.752
2018	44.841
2019	43.356
2020	43.033
2021	29.077
Após 2021	157.354
	361.413

15. DEBÊNTURES

Em 2 de dezembro de 2010 a Assembleia Geral Extraordinária aprovou a emissão Privada de Debêntures Simples, conforme contratos de cessão fiduciária de direitos creditórios com o Banco Nacional de Desenvolvimento Social – BNDES e BNDES Participações S.A. – BNDESPAR.

Foram emitidas 93 debêntures no valor total de R\$57.509, em 03 séries, sendo emitidas 28 debêntures na primeira série, 30 debêntures na segunda série e 35 debêntures na terceira série.

Em 31 de dezembro de 2015 os recursos da primeira, segunda e terceira emissão foram captados, conforme segue:

Primeira emissão: são 28 (vinte e oito) debêntures simples, nominativas e não conversíveis em ações, com data de emissão de 16 de abril de 2012, com 3 anos de carência do principal e vencimentos em 85 (oitenta e cinco) parcelas mensais, sendo que a última parcela será liquidada em 16 de maio de 2022.

Segunda emissão: são 30 (trinta) debêntures simples, nominativas e não conversíveis em ações, com data de emissão de 25 de março de 2013, com 37 (trinta e sete) meses de carência do principal e vencimentos de 7 (sete) parcelas anuais, sendo que a última parcela será liquidada em 25 de abril de 2023.

Terceira emissão: são 35 (trinta e cinco) debêntures simples, nominativas e não conversíveis em ações, com data de emissão de 16 de dezembro de 2014, com 36 (trinta e seis) meses de carência do principal e vencimentos em 85 (oitenta e cinco) parcelas mensais, sendo que a última parcela será liquidada em 15 de janeiro de 2024.

	Indexador	Taxa de juros anual	Circulante		Não circulante	
			31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
1ª Emissão	TJLP	1,92%	2.123	2.125	9.514	11.745
2ª Emissão	IPCA	1,92%	3.853	3.546	17.360	18.834
3ª Emissão	TJLP	1,92%	2.900	2.893	11.646	14.445
			8.876	8.564	38.520	45.024

De acordo com a cláusula 7ª do contrato nº 10.2.1772.2, a emitente se obriga a constituir e manter, durante toda a vigência do contrato de promessa de subscrição e da escritura, uma aplicação vinculada com saldo não inferior a R\$2.220. Em 31 de dezembro de 2015, o saldo dessa aplicação financeira é de R\$3.012 (R\$3.312 em 31 de dezembro de 2014).

A escritura inclui uma cláusula de "Obrigações Especiais da Emitente", com a obrigação de manter, durante a vigência das debêntures até o seu vencimento final, os seguintes índices, apurados anualmente com base nas demonstrações financeiras completas anuais.

Índices	Metas
Endividamento Líquido Total/EBTIDA	Igual ou inferior a 2,1
Índice de Cobertura do Serviço da Dívida Total	Igual ou superior a 1,9
Investimentos/Receita Líquida	Igual ou inferior a 26%

Em 31 de dezembro de 2015 os índices estavam integralmente atendidos.

16. FORNECEDORES

	31/12/2015	31/12/2014
Fornecedores de materiais e serviços	121.059	99.219
Parcelamento - Fundação	-	2.769
	121.059	101.988
Circulante	121.059	101.988

17. OUTRAS CONTAS A PAGAR

	31/12/2015	31/12/2014
Consignações a recolher	5.446	4.725
Depósitos e retenções contratuais	5.338	5.031
Convênio Sesi	249	278
Outras contas a pagar	1.690	6.594
	12.723	16.628

18. CONTRATO DE REPASSE

a) Orçamento Geral do Estado - OGE

Foi assinado contrato de repasse do Orçamento Geral do Estado – OGE, entre o Estado do Rio Grande do Sul, por intermédio da Secretaria de Desenvolvimento e Promoção do Investimento - SDPI, representado pelo Banco do Estado do Rio Grande do Sul - Banrisul, e a CORSAN, que têm por finalidade a implantação de sistema de abastecimento de água do Distrito Industrial de Guaíba. A CORSAN, na qualidade de executora, receberá os recursos financeiros para execução das obras e garantirá a contrapartida do contrato. Os valores foram transferidos à Companhia de acordo com o cronograma de execução financeira e com o plano de aplicação, e montam R\$4.090 em 31 de dezembro de 2015 (R\$4.315 em 31 de dezembro de 2014). Historicamente estes valores são capitalizados por determinação do Acionista Controlador.

b) Agência Nacional das Águas - ANA

Foi assinado contrato 092/ANA/2014 – PRODES entre a Agência Nacional das Águas – ANA e a Companhia, que têm por finalidade a transferência de recursos a título de compra de esgoto tratado no município de Erechim. Os valores são transferidos à Companhia de acordo com o cronograma de execução financeira e com o plano de aplicação, e montam R\$5.142 em 31 de dezembro de 2015.

19. PROVISÃO PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS

As provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas consideram o estágio atual dos processos judiciais em andamento, sendo classificadas no passivo não circulante, conforme a expectativa de desembolso, na hipótese de sentença ou decisão desfavorável e foram contabilizadas conforme a expectativa de perda "provável", com base na opinião dos Administradores e da Superintendência Jurídica da Companhia.

A provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas é composta como segue:

	31/12/2015		31/12/2014	
	Trabalhista	Cível e fiscal	Trabalhista	Cível e fiscal
Saldo inicial	248.443	86.241	198.881	93.574
Adições	227.024	19.049	138.238	31.331
Saques/Reversões	(130.824)	(31.521)	(94.883)	(40.647)
Despesa financeira	9.033	2.819	6.207	1.983
Saldo final	353.676	76.588	248.443	86.241
Total		430.264		334.684
Circulante		139.319		171.400
Não circulante		290.945		163.284

Os depósitos judiciais efetuados em conexão com as provisões podem ser assim representados:

	31/12/2015	31/12/2014
Saldo inicial	176.762	172.129
Adições	149.426	138.090
Saques/Reversões	(104.348)	(133.457)
Saldo final	221.840	176.762
Circulante	72.815	58.139
Não circulante	149.025	118.623

Em 04/08/2015, o Superior Tribunal do Trabalho (TST) decidiu pela aplicação do IPCA-E ao invés do índice até então aplicado em condenações trabalhistas (a TR). Em 31/08/2015, foi publicada a nova tabela de atualização das reclamações trabalhistas pelo Conselho Superior de Justiça do Trabalho, já considerando IPCA-E, confirmando a aplicabilidade do novo critério. Neste sentido o racional para atualização dos débitos trabalhistas passou a ser (i) TR +1% ao mês para (ii) IPCA +1 ao mês. Esta aplicação do novo fator de correção deve ser retroativa a partir de 30/09/2015. Já em outubro de 2015, o Supremo Tribunal Federal (STF) deferiu liminar suspendendo os efeitos da decisão do TST.

Frete a este assunto, a Companhia, considerando opinião legal de sua Superintendência Jurídica, concluiu como "possível" a perda relativa a atualização dos processos pelo IPCA-E, estimada em R\$68.113.

As principais contingências provisionadas são:

Ações trabalhistas

a) Processo 01292.001/86-0 SINDIÁGUA - A origem do processo decorreu da implantação do Plano Cruzado em 1986, quando houve uma redução nominal dos salários pagos pela Companhia, na ordem de aproximadamente 11%, em virtude do imperativo legal que implantou o plano. O Sindicato entrou com uma ação, como substituto processual tendo obtido ganho de causa. Foi realizado um acordo parcial em 1989, onde os valores foram recompostos na folha de pagamento e os atrasados tiveram um acordo parcial, onde foram pagos os valores incontroversos. Para os valores controversos a Companhia continua discutindo judicialmente. Essa provisão totaliza, em 31 de dezembro de 2015, R\$61.447 (R\$56.924 em 31 de dezembro 2014).

b) Outras reclamações trabalhistas - Estas se referem a reclamações movidas por empregados, ex-empregados e prestadores de serviços terceirizados da Companhia e totalizam 2.455 ações. Em 31 de dezembro de 2015 a provisão referente a outras reclamações trabalhistas totaliza R\$292.229 (R\$191.519 em 31 de dezembro de 2014).

c) Dentre as ações trabalhistas, existem aquelas com prognósticos de perdas possíveis para as quais a Companhia não constituiu provisão, no valor de R\$121.056 em 31 de dezembro de 2015 (R\$98.758 em 31 de dezembro de 2014).

Ações cíveis e fiscais

a) Ação ENC Empreiteira de Obras Ltda. (e como solidária Andrade Gutierrez) - No primeiro trimestre de 2013 a Companhia recebeu

Notas explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2015 e 2014 (Em milhares de reais – R\$, exceto quando indicado de outra forma)

uma notificação nº 026/1.06.0003391-7 referente a processo movido pela Empreiteira de Obras Ltda. contra a CORSAN e Construtora Andrade Gutierrez S/A, na qual a demandada buscou a condenação da Construtora Andrade Gutierrez S/A ao pagamento de quantia atinente ao desequilíbrio econômico financeiro do contrato de subempreitada firmado pelas mesmas para a execução da obra de construção do projeto denominado Lago Dourado. A Companhia constituiu provisão para perda no montante de R\$4.668 (R\$ 4.668 em 31 de dezembro de 2014).

b) Outras reclamações – As ações referem-se, em sua maioria, a reclamações de preços e/ou qualidade dos serviços, e transitam tanto no Juizado Especial Cível - JEC quanto na Justiça Comum Estadual. Num segundo patamar estão ações indenizatórias por danos ao patrimônio, ações de desapropriação, ações civis públicas, ações cominatórias, ações populares, entre outras. As ações fiscais referem-se, principalmente, à cobrança do uso do solo e de ISSQN por parte dos municípios. Ao todo a Companhia é parte em 1.941 ações para as quais está provisionado em 31 de dezembro de 2015 o montante de R\$66.423 (R\$76.655 em 31 de dezembro de 2014).

c) Em 29 de agosto de 2012 a CORSAN recebeu o Auto de Infração lavrado pela Delegacia da Receita Federal do Brasil, no total de R\$4.648 a título de IRPJ e CSLL sobre exclusões indevidas do lucro líquido, de valores contabilizados devidos à Funcorsan, processo nº 11080730926/2012-49. A Companhia protocolou Processo Administrativo de Impugnação, o qual ainda não foi julgado. A Companhia possui provisão para a totalidade do valor questionado, a qual totaliza R\$5.497 em 31 de dezembro de 2015 (R\$ 4.918 em 31 de dezembro de 2014).

d) A Companhia, também, é demandada judicialmente em ações cíveis e fiscais para as quais não foram constituídas provisões, por terem prognósticos de perdas possíveis, no valor de R\$247.477 em 31 de dezembro de 2015 (R\$168.641 em 31 de dezembro de 2014).

20. PROVISÃO PARA BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO

	2015	2014
Plano de benefício definido	-	469.805
Sistema de assistência IPE-SAÚDE	53.790	71.445
Suplementação provisória de proventos "PAI/SPP"	703.344	595.213
	<u>757.134</u>	<u>1.136.463</u>

Contribuição esperada para a patrocinadora

	2016	2015
Plano de benefício definido	46.959	48.763
Sistema de assistência IPE-SAÚDE	9.100	3.872
Suplementação provisória de proventos "PAI/SPP"	63.416	34.408
	<u>119.475</u>	<u>87.043</u>

a) Plano de aposentadoria

O plano de benefícios "BD nº 001", é um plano de previdência complementar da modalidade de benefício definido administrado pela FUNCORSAN, destinado aos empregados e ex-empregados da patrocinadora CORSAN, tendo como objetivo complementar o salário real médio, sobre os quais incidirão contribuição para o plano, dos últimos anos de atividade em relação ao valor base do benefício atribuído pelo regulamento à previdência social (teto FUNCORSAN).

De acordo com o regulamento do plano, os benefícios oferecidos aos participantes são os seguintes: aposentadoria por invalidez, aposentadoria por idade, aposentadoria por tempo de contribuição, aposentadoria especial, pecúlio por morte, auxílio-doença, pensão, auxílio-reclusão e abono anual.

Os benefícios, calculados com base na média das últimas remunerações dos participantes e no valor de referência do teto FUNCORSAN, são reajustados no mês de maio de cada ano, pelo indexador atuarial do plano (INPC).

Seguem os resultados da avaliação atuarial referentes à apuração do passivo(ativo):

Conciliação dos (ativos) e passivos reconhecidos

	31/12/2015	31/12/2014
Obrigações atuariais	1.275.859	1.674.343
Valor justo dos ativos do plano	(1.196.328)	(1.040.657)
Passivo/(ativo) atuarial líquido total reconhecido	79.531	633.686
Restrição do Deficit Contratado	78.554	-
Contratos de débitos do empregador com o plano (nota 22.b)	(158.085)	(163.881)
Passivo atuarial provisionado	-	469.805

A Companhia possui contratos de reconhecimento de débitos para com o plano de benefício definido da patrocinadora FUNCORSAN no valor de R\$158.085 em 31 de dezembro de 2015 (R\$163.881 em 31 de dezembro de 2014).

A movimentação do passivo atuarial ocorrida durante os exercícios de 2015 e 2014 foi a seguinte:

	2015	2014
Passivo/(ativo) atuarial líquido no início do ano	633.686	635.308
Despesa reconhecida na demonstração do resultado durante o ano	47.923	112.059
Contribuições do empregador vertidas no ano	(79.183)	(73.410)
Outros resultados abrangentes	(444.341)	(40.271)
Passivo/(ativo) atuarial líquido no final do ano	<u>158.085</u>	<u>633.686</u>

A origem da despesa reconhecida na demonstração do resultado do exercício de 2015, assim como a projeção da despesa a reconhecer no exercício de 2016 são explicadas no quadro a seguir:

	2016	2015
Custo do serviço corrente, com juros, da reavaliação atuarial	21.706	25.010
Contribuições esperadas de participantes	(54.785)	(51.601)
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	193.246	204.979
Rendimento esperado dos ativos financeiros do plano	(43.488)	(130.464)
Despesa (receita) a ser reconhecida pelo empregador	<u>116.679</u>	<u>47.924</u>

Evolução do valor presente das obrigações atuariais

	2015	2014
Valor das obrigações atuariais no início do ano	1.674.343	1.518.737
Custo do serviço corrente bruto	25.010	25.654
Juros sobre obrigação atuarial	204.979	200.460
Benefícios pagos no ano	(113.216)	(92.250)
(Ganhos)/perdas atuariais	(349.697)	21.742
Valor das obrigações atuariais no final do ano	<u>1.441.419</u>	<u>1.674.343</u>

Evolução do valor justo dos ativos

	2015	2014
Valor justo dos ativos no início do ano	1.040.657	883.429
Benefícios pagos durante o exercício	(113.216)	(92.250)
Contribuições de participantes vertidas durante o exercício	51.601	41.347
Contribuições de empregador vertidas durante o exercício	79.184	73.410
Rendimento esperado dos ativos no ano	130.464	72.707
Ganhos/perdas atuariais	7.638	62.014
Valor justo dos ativos no fim do ano	<u>1.196.328</u>	<u>1.040.657</u>

b) Sistema de assistência à saúde IPE-SAÚDE

A cobertura relativa ao Sistema de assistência é realizada através de contrapartida financeira estabelecida no "Termo de Contrato de Prestação de Serviços" celebrado entre a patrocinadora CORSAN e o IPE - Instituto de Previdência do Estado do RS.

A contrapartida financeira mensal da Companhia para o IPE-SAÚDE corresponde a 10,44% incidente sobre o salário de contribuição dos servidores vinculados à CORSAN. Pelo acordo coletivo da Companhia, fica garantido que 50% desse mesmo percentual serão extensivos aos servidores que estão em gozo de benefício de aposentadoria pela FUNCORSAN.

Seguem resultados da avaliação atuarial referentes à apuração do passivo(ativo) a ser contabilizado:

Conciliação dos (ativos) e passivos reconhecidos

	31/12/2015	31/12/2014
Obrigações atuariais	53.790	71.445
Passivo atuarial provisionado	<u>53.790</u>	<u>71.445</u>

A movimentação do passivo atuarial ocorrida durante os exercícios de 2015 e 2014 foi a seguinte:

	2015	2014
Passivo/(ativo) atuarial líquido no início do ano	71.445	76.502
Despesa reconhecida na demonstração do resultado durante o ano	11.261	12.615
Contribuições do empregador vertidas no ano	(8.571)	(2.722)
Outros resultados abrangentes	(20.345)	(14.950)
Passivo/(ativo) atuarial líquido no final do ano	<u>53.790</u>	<u>71.445</u>

A origem da despesa reconhecida na demonstração do resultado do exercício de 2015, assim como a projeção da despesa a reconhecer no exercício de 2016, são explicadas no quadro a seguir:

	2016	2015
Custo do serviço corrente, com juros, da reavaliação atuarial	1.306	2.077
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	6.874	9.184
Despesa (receita) a ser reconhecida pelo empregador	<u>8.180</u>	<u>11.261</u>

Evolução do valor presente das obrigações atuariais

	2015	2014
Valor das obrigações atuariais no início do ano	71.445	76.502
Custo do serviço corrente bruto	2.077	2.023
Juros sobre obrigação atuarial	9.184	10.592
Benefícios pagos no ano	(8.571)	(2.722)
(Ganhos)/ perdas atuariais	(20.345)	(14.950)
Valor das obrigações atuariais no final do ano	<u>53.790</u>	<u>71.445</u>

c) Suplementação provisória de proventos "PAI/SPP"

A CORSAN assegura um benefício de Suplementação provisória de proventos aos funcionários, conforme estabelecido no Acordo Coletivo Intersindical 2015 - 2016.

Para recebimento do benefício, o participante deve cumprir os seguintes requisitos, cumulativamente:

c.1) Indenização de pagamento único

- Adirir ao Plano de Demissão Voluntária (PDV) entre 01 de janeiro e 30 de abril de 2016;

- Ter 54 anos de idade completos ou mais;

- Possuir mais de 10 anos de vínculo empregatício com a CORSAN;

O valor da indenização dependerá da idade do empregado na data de adesão ao PDV, não podendo exceder ao teto de R\$ 270.278, conforme segue:

- 54 anos: 21 remunerações base;

- 55/56 anos: 19 remunerações base;

- 57/58 anos: 17 remunerações base;

- 59/60 anos: 10 remunerações base;

- 61 anos ou mais: 5 remunerações base.

c.2) Indenização mensal

- Ter 54 anos de idade completos ou mais;

- Ter concedida aposentadoria pela Previdência Social;

- Estar vinculado a FUNCORSAN, há pelo menos 5 anos, de forma que venha a cumprir o período de carência de 10 anos nos próximos 60 meses;

- Estar desligado da CORSAN.

Seguem resultados da avaliação atuarial referentes à apuração do passivo(ativo) a ser contabilizado:

	31/12/2015	31/12/2014
Obrigações atuariais	703.344	595.213
Passivo/(ativo) atuarial provisionado	<u>703.344</u>	<u>595.213</u>

Para fins de registro contábil da CORSAN, a movimentação do passivo atuarial ocorrida durante os exercícios de 2015 e 2014 foi a seguinte:

	2015	2014
Passivo/(ativo) atuarial líquido no início do ano	595.213	432.977
Despesa reconhecida na demonstração do resultado durante o ano	87.998	72.022
Contribuições do empregador vertidas no ano	(59.731)	(48.763)
Outros resultados abrangentes	79.864	138.977
Passivo/(ativo) atuarial líquido no final do ano	<u>703.344</u>	<u>595.213</u>

A origem da despesa reconhecida durante o exercício de 2015, assim como a projeção da despesa a reconhecer no exercício de 2016, são explicadas no quadro a seguir:

	2016	2015
Custo do serviço corrente, com juros, da reavaliação atuarial	23.606	15.899
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	92.954	72.099
Despesa (receita) a ser reconhecida pelo empregador	<u>116.560</u>	<u>87.998</u>

	2015	2014
Valor das obrigações atuariais no início do ano	595.213	432.977
Custo do serviço corrente bruto	15.899	16.220
Juros sobre obrigação atuarial	72.099	55.802
Benefícios pagos no ano	(59.731)	(48.763)
(Ganhos)/ perdas atuariais	79.864	138.977
Valor das obrigações atuariais no final do ano	<u>703.344</u>	<u>595.213</u>

d) Premissas utilizadas para cálculo do passivo e das projeções

Foi adotado o método da unidade de crédito projetada para calcular as obrigações atuariais, de acordo com premissas abaixo indicadas:

	2015	2014
Econômicas e financeiras		
Taxa de desconto atuarial - real	7,36% a.a.	6,12% a.a.
Taxa de desconto atuarial - nominal	13,99% a.a.	12,61% a.a.
Taxa de retorno esperado dos ativos - real	7,36% a.a.	6,12% a.a.
Taxa de retorno esperado dos ativos - nominal	13,99% a.a.	12,61% a.a.
Taxa de crescimento salarial - real	2,18% a.a.	2,00% a.a.
Taxa de crescimento dos benefícios - nominal	6,17% a.a.	Não
Inflação projetada	6,17% a.a.	6,12% a.a.
Fator de capacidade	98,00%	98,00%
Reajuste salários OUT - DEZ	4,99%	1,53%
Reajuste benefícios MAI - DEZ	4,99%	3,23%

	2015	2014
Demográficas		
Tábua de mortalidade geral	AT 2000 (A5%) basic male	AT 83 male
Tábua de mortalidade de inválidos	AT 49 male (A100%)	WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez	TASA - 1927	Light Média
Tábua de rotatividade	Gama Exp. Tot. Funcorsan 2015	Não aplicado
Entrada em aposentadoria	100% de elegibilidade	100% de elegibilidade

Composição familiar	61%/84% casados,	Família Padrão
Benefícios a conceder e concedidos	mulher/homens.	
	3/4 anos mulher mais	
	jovem para participantes	
	mulheres e homens	

O retorno dos investimentos da Fundação Corsan em 2015 foi de R\$ 139.188 (R\$116.658 em 2014)

A média ponderada da alocação dos ativos por categoria de ativo é a seguinte:

	Alocação dos ativos em 31 de dezembro em %	Alocação dos ativos conforme determinação da Lei 3.792/2009 percentagem ou faixa de percentagem
Segmento	2015	2014
Renda Fixa	85,44%	81,81%
Renda Variável	5,34%	7,66%
Investimentos Estruturados	0,18%	0,20%
Carteira de Imóveis	5,70%	6,92%
Empréstimos	3,33%	3,40%
Disponível	0,01%	0,01%
Fundo Garantidor	100,00%	100,00%

Em 01 de maio de 2011, foi reformulado o Plano de Demissão Voluntária - PDV, com prazo para adesão de 01 de janeiro de 2012 a 30 de abril de 2015, onde 1.258 funcionários aderiram ao plano. No exercício findo em 31 de dezembro de 2015, 204 funcionários já haviam se desligado da Companhia. No exercício a despesa com desligamento foi de R\$59.731 (R\$48.763 no exercício findo em 31 de dezembro de 2014).

A Companhia reconheceu, no exercício findo em 31 de dezembro de 2015, um ajuste líquido na avaliação atuarial entre as provisões do plano de benefício pós-emprego, "IPE SAÚDE" e "PAI/SPP" de R\$5.493. Esse ajuste foi realizado com base no laudo técnico preparado pelo atuário externo da Companhia, atualizado para esta data base.

Estrutura jurídica

A Fundação Corsan caracteriza-se como entidade fechada de previdência complementar multipatrocinada, constituída sob forma de fundação pela Companhia Riograndense de Saneamento – CORSAN.

Gestão de investimentos

A gestão dos fundos de investimentos da Funcorsan está estruturada na forma de gestão própria e terceirizada. Sendo gestão dos fundos de investimentos totalmente terceirizada e a gestão de imóveis e empréstimos realizada pela própria Funcorsan.



COMPANHIA RIOGRANDENSE DE SANEAMENTO - CORSAN

Companhia Aberta - CNPJ 92.802.784/0001-90
Rua Caldas Júnior, 120, 18º Andar - Ed. Banrisul - Porto Alegre
www.corsan.com.br



Notas explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2015 e 2014 (Em milhares de reais – R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Política de investimentos

A Funcorsan planeja e acompanha seus investimentos, de acordo com as normas estabelecidas na Resolução CMN nº 3.792, de 24 de setembro de 2009, bem como em conformidade com sua política de investimentos. O processo de planejamento e revisão da PI é anual, e se inicia no mês de outubro, com reuniões entre a área de investimentos, o Comitê de investimentos, a Consultoria financeira e a Diretoria executiva. Depois de estruturada a PI é submetida pela Diretoria executiva ao Conselho Deliberativo para aprovação.

Fontes de recursos

A Fundação Corsan obtém recursos decorrentes de:

- Contribuição de participantes ativos e assistidos;
- Contribuição mensal das patrocinadoras, principalmente da Companhia Riograndense de Saneamento – Corsan;
- Receitas de aplicações do patrimônio.

Gestão de recursos

A Funcorsan delega à Instituições financeiras, criteriosamente selecionadas, a gestão de parte de seus recursos, realizando acompanhamento diário destes gestores e fundos de investimentos.

Custeio administrativo

A definição das fontes de custeio para cobertura das despesas administrativas é de competência do Conselho deliberativo, e deverão estar expressamente previstas no plano de custeio e no orçamento anual.

Despesas de administração do plano

As despesas de administração do plano de benefício são cobertas, paritariamente, por uma parcela de contribuições dos participantes ativos e patrocinadoras. No exercício de 2015 as despesas de administração somaram 8% sobre a base de contribuições aprovada pelo Conselho Deliberativo.

21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social

Em 31 de dezembro de 2015 e 2014, o capital social da Companhia é de R\$939.148, estando assim representado:

	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total ações	Capital total (%)	Capital votante (%)	Ações preferenciais (%)
Estado do Rio Grande do Sul	306.756.796	306.756.796	613.513.592	99,99999348018	99,99999348018	99,99999348018
Prefeitura Municipal de Estrela	5	5	10	0,00000162996	0,00000162996	0,00000162996
Prefeitura Municipal de Carazinho	3	3	6	0,00000097797	0,00000097797	0,00000097797
Prefeitura Municipal de São Marcos	2	2	4	0,00000065198	0,00000065198	0,00000065198
Prefeitura Municipal de Muçum	2	2	4	0,00000065198	0,00000065198	0,00000065198
Prefeitura Municipal de Rosário do Sul	2	2	4	0,00000065198	0,00000065198	0,00000065198
Prefeitura Municipal de Lajeado	2	2	4	0,00000065198	0,00000065198	0,00000065198
Prefeitura Municipal de Quaraí	2	2	4	0,00000065198	0,00000065198	0,00000065198
Prefeitura Municipal de Cerro Largo	2	2	4	0,00000065198	0,00000065198	0,00000065198
	306.756.816	306.756.816	613.513.632	100,00000000000	100,00000000000	100,00000000000

Dentro do limite do capital autorizado, e de acordo com plano aprovado pela Assembleia Geral, o Conselho de Administração poderá outorgar opção de compra de ações a seus administradores ou empregados, ou a pessoas naturais que prestem serviços à Companhia ou à sociedade sob seu controle, na forma prevista em lei. Em 31 de dezembro de 2015 e 2014, não foram outorgados planos de opções de compra de ações.

Os aumentos de capital poderão ser deliberados com a exclusão do direito de preferência dos acionistas à subscrição de novos valores mobiliários emitidos pela Companhia, nas hipóteses previstas no art. 172 da Lei nº 6.404/76.

b) Reservas de capital

As reservas de capital compreendem doações de instalações e equipamentos de particulares e órgãos públicos. De acordo com a Lei nº 11.638/07, a partir de 2008, as referidas doações passaram a ser registradas no resultado do exercício, e após transitarem no resultado, as doações de órgãos públicos são destinadas para reserva de incentivos fiscais.

c) Outros Resultados Abrangentes

A Companhia procedeu à reavaliação dos bens do ativo imobilizado nos exercícios de 1989, 1990, 1993 e 1994. Em contrapartida foi constituída reserva de reavaliação no patrimônio líquido, sendo que a realização se dá através de depreciação e baixas dos respectivos bens, cujo total em 31 de dezembro de 2015 monta R\$76.328 (R\$78.557 em 31 de dezembro de 2014) líquida de efeitos tributários.

Com a aplicação do ICP01 – Contratos de concessão o saldo residual de imobilizado, incluindo os valores de reavaliação, foram considerados como o valor justo do ativo intangível relacionados à concessão na data de transição, 1º de janeiro de 2009 e, a reserva de reavaliação, transferida para a conta de "outros resultados abrangentes".

Esses efeitos são revertidos para lucros acumulados na proporção em que os ativos são depreciados ou somente no caso de alienação ou baixa do ativo. O valor realizado contra lucros acumulados no período findo em 31 de dezembro de 2015 totalizou R\$2.229, líquido dos efeitos tributários (R\$9.180 em 31 de dezembro de 2014).

Conforme previsto pela Deliberação CVM nº 695/2012, os eventuais ativos ou passivos decorrentes de ganhos ou perdas atuariais passaram a ser reconhecidos nas demonstrações financeiras na conta de outros resultados abrangentes, no Patrimônio Líquido. Em 31 de dezembro de 2015 a Companhia possui registrada uma perda atuarial de R\$57.053, líquidas dos efeitos de créditos tributários (R\$311.036 em 31 de dezembro de 2014).

d) Remuneração aos acionistas

O Estatuto Social da Companhia prevê que do lucro líquido apurado, 25% (vinte e cinco por cento) será destinado aos acionistas como dividendos, na proporção das ações que os mesmos possuírem. A ação preferencial possui prioridade na distribuição de dividendos no mínimo 10% (dez por cento) superiores aos atribuídos a cada ação ordinária.

O valor dos dividendos obrigatórios é determinado com base no lucro líquido ajustado, conforme demonstra a seguir:

	2015	2014
Lucro líquido do exercício	163.877	232.753
(-) Reserva legal (5%)	(8.194)	(11.637)
Base de cálculo para dividendos	155.683	221.116
Dividendo mínimo obrigatório (25%)	38.921	55.278
Juros sobre capital próprio imputado ao dividendo	54.913	52.508
Dividendo mínimo	-	2.770
Total	54.913	55.278

As ações preferenciais não terão direito a voto, mas gozarão de todos os demais direitos atribuídos às ações ordinárias em igualdade de condições, mais prioridade no reembolso do capital social, sem prêmio, em caso de liquidação da Companhia e dividendos 10% (dez por cento) superiores aos pagos às ações ordinárias, nos termos do inciso II, § 1º, do Artigo 17 da Lei 6404/76. Os dividendos calculados por ação ordinária e preferencial são, conforme demonstrado a seguir:

Dividendos / Juros sobre o Capital Próprio	Total Dividendos	JSCP - valor líquido	Dividendos propostos (R\$)
Ações Ordinárias	18.534	26.149	-
Ações Preferenciais	20.387	28.764	-
Total	38.921	54.913	-

De acordo com a Lei nº 9.249/95, a Companhia efetuou no exercício findo em 31 de dezembro de 2015, o registro de juros sobre capital próprio no valor de R\$ 54.913 (R\$52.508 no exercício findo em 31 de dezembro de 2014), utilizando como base a taxa de juros de longo prazo – TJLP, aplicada sobre o patrimônio líquido observado o limite de 50% do lucro antes do imposto de renda. Conforme previsto pela legislação fiscal, o valor registrado foi integralmente deduzido na apuração do imposto de renda e contribuição social. O imposto de renda e a contribuição social do exercício foram reduzidos em R\$18.670 (R\$17.853 em 31 de dezembro de 2014) em decorrência da dedução desses impostos pelos juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas.

Para fins de divulgação e adequação às práticas contábeis, a despesa referente aos respectivos juros foi revertida na Demonstração de Resultado na linha de despesas financeiras para a conta de lucros ou prejuízos acumulados na Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido.

A Companhia imputou o valor líquido dos juros creditados a título de remuneração do capital próprio aos dividendos obrigatórios líquido do Imposto de renda retido na fonte.

e) Reservas de lucros

Reserva legal

Conforme a Lei das Sociedades por Ações, e constituída à base de 5% (cinco por cento) do lucro líquido, estando limitada a 20% do capital social.

Reserva de incentivos fiscais

A reserva de incentivos fiscais compreende as doações de instalações e equipamentos de órgãos públicos.

Reserva de retenção de lucros

A administração propõe, sujeito a aprovação da Assembleia Geral, a destinação do montante de R\$102.708 para constituição da reserva de retenção de lucros. Esse valor corresponde ao lucro remanescente apurado após as destinações para reserva legal, de incentivos fiscais e dividendos acrescido das contabilizações efetuadas diretamente na conta de lucros acumulados.

Os recursos serão aplicados em projetos de construção e expansão dos sistemas de abastecimento de água, de sistemas de esgoto e desenvolvimento institucional de forma a atender aos projetos previstos no orçamento da Companhia, com base em orçamento de capital a ser aprovado pela Assembleia Geral Ordinária.

f) Adiantamento para futuro aumento de capital

Com base em faculdade prevista pelo Estatuto Social da Companhia, a Companhia registrou como adiantamento para futuro aumento de capital o montante de R\$12.753, totalizando em 31 de dezembro de 2015 R\$ 12.753 (R\$101.797 em 31 de dezembro de 2014), oriundo de repasse de recursos do Orçamento Geral da União – OGU e Fundação Nacional da Saúde – FUNASA. Os adiantamentos foram classificados no patrimônio, por terem caráter irreversível.

22. TRANSAÇÕES E SALDOS COM PARTES RELACIONADAS

a) Governo do Estado do Rio Grande do Sul

Os valores a seguir demonstrados evidenciam as transações entre a CORSAN e o Estado do Rio Grande do Sul:

	31/12/2015	31/12/2014
Contas de água e esgoto - Saldo a receber	34.093	5.072
Aplicações no caixa único do Estado	729	137
Juros sobre o capital próprio a pagar para o Governo do Estado	(130.553)	(80.898)
Dividendos propostos a pagar para o Governo do Estado	-	(2.770)

Criado pelo Decreto nº 33.959 de 31 de maio de 1991, o Sistema Integrado de Administração de Caixa no Estado – SIAC determina que os órgãos da Administração direta e indireta centralizem no Tesouro Estadual as disponibilidades de recursos em suas contas bancárias. Os recursos depositados são remunerados com base nos rendimentos dos títulos que compõe a Dívida Pública Estadual.

b) Fundação CORSAN – FUNCORSAN

b.1) Contratos de dívidas

Composição da Dívida	Indexador	Taxa de juros	Último vencimento	Circulante 31/12/2015	31/12/2014	Não circulante 31/12/2015	31/12/2014
Contrato 1298	INPC	6% a.a	31/03/18	3.464	3.183	3.823	6.036
Contrato 122001	Média INPC/IPC/IGP-M e IGP-DI	6% a.a	21/12/20	18.165	16.659	60.817	66.630
Contrato 122005	(*)		01/12/18	10.552	4.104	32.550	38.581
TAC	INPC	6% a.a	31/12/18	-	-	28.714	28.688
				32.181	23.946	125.904	139.935

(*) O contrato 122005 é revisado anualmente através de cálculos atuariais.

Os contratos referem-se a parcelamentos de custo de serviço passado e estão garantidos pela arrecadação da receita tarifária de água e esgoto até o limite das obrigações (principal e encargos).

Em 31 de dezembro de 2015, o montante dos compromissos com a FUNCORSAN, no não circulante, tem a seguinte composição por ano de vencimento:

Ano	Valor
2017	35.934
2018	34.024
2019	27.973
	27.973
2020	125.904

c) Companhia de Processamento de Dados do Estado do Rio Grande do Sul – PROCERGS

Os valores devidos à PROCERGS referem-se ao contrato de prestação de serviços na área de tecnologia da informação. O saldo a pagar em 31 de dezembro de 2015 é de R\$6.406 (R\$4.306 em 31 de dezembro de 2014).

23. RECEITA LÍQUIDA

A CORSAN opera os serviços de abastecimento de água e esgotamento sanitário. A receita líquida de serviços, apresenta a seguinte composição:

	31/12/2015	31/12/2014
Serviços de abastecimento de água	1.948.642	1.866.420
Serviços de esgoto	121.416	111.991
Outras receitas de serviços prestados	17.476	31.292
Receitas de construção	184.066	192.398
Impostos sobre receita serviços	(191.412)	(186.931)
	2.080.188	2.015.170

24. CUSTOS, DESPESAS E OUTRAS RECEITAS

A Companhia optou por apresentar a demonstração do resultado por função. Conforme requerido pelo IFRS, apresenta, a seguir, o detalhamento da demonstração do resultado por natureza:

Despesas por natureza	31/12/2015	31/12/2014
Pessoal	838.453	768.913
Materiais	70.252	66.429
Energia elétrica	212.015	131.108
Serviços de terceiros	242.088	230.104
Gerais	127.504	117.302
Depreciações e amortizações	96.918	77.463
Provisões	82.321	139.875
Custos de construção	179.114	185.369
Outras (receitas)despesas operacionais, líquidas	6.406	1.585
	1.855.071	1.718.148
Classificados como:		
Custos dos serviços	1.351.935	1.190.214
Despesas comerciais	80.267	68.933
Despesas administrativas	416.463	457.416
Outras (receitas)despesas operacionais, líquidas	6.406	1.585
	1.855.071	1.718.148

25. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

	31/12/2015	31/12/2014
Receitas financeiras	90.291	77.037
Acréscimos por inadimplimentos	24.168	23.738
Variações monetárias ativas	10.916	9.602
Receitas financeiras pela realização de AVP	26.804	21.201
Variações cambiais ativas	8.183	6.137
Outras receitas financeiras	20.220	16.359
Despesas financeiras	(95.336)	(54.638)
Juros e taxas sobre financiamentos	(7.571)	(4.908)
Juros e taxas sobre outras obrigações	(16.049)	(11.600)
Variações monetárias passivas	(39.751)	(25.228)
Variações cambiais passivas	(31.965)	(12.902)
Resultado financeiro líquido	(5.045)	22.399



COMPANHIA RIOGRANDENSE DE SANEAMENTO - CORSAN

Companhia Aberta - CNPJ 92.802.784/0001-90
Rua Caldas Júnior, 120, 18º Andar - Ed. Banrisul - Porto Alegre
www.corsan.com.br



Notas explicativas às demonstrações financeiras 31 de dezembro de 2015 e 2014 (Em milhares de reais – R\$, exceto quando indicado de outra forma)

26. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS

A Companhia mantém operações com instrumentos financeiros, cujos riscos são administrados através de estratégias de posições financeiras e sistemas de limite de exposição dos mesmos. Todas as operações são integralmente reconhecidas na contabilidade. As avaliações de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos, bem como, gerenciamento de riscos estão relatados a seguir:

a) Instrumentos Financeiros

Em 31 de dezembro de 2015, os principais instrumentos financeiros estão descritos a seguir:

- **Caixa e equivalentes de caixa** – está apresentado ao seu valor de mercado, que equivale ao seu valor contábil na data do balanço. As aplicações mantidas pela companhia como equivalentes de caixa são de liquidez imediata e têm risco insignificante de mudança de seus valores.
- **Aplicações financeiras** – referem-se, substancialmente, a fundos de investimento de renda fixa e aplicações junto ao SIAC (Sistema Integrado de Administração de Caixa do Estado), com liquidez diária.
- **Contas a receber** – decorrem diretamente das operações comerciais da Companhia, estão registradas pelos seus valores originais, ajustadas por perdas estimadas para credores de liquidação duvidosa.
- **Ativos financeiros** – referem-se a valores a serem indenizados pelo poder concedente, relativos aos contratos de programa não renovados.
- **Contas a pagar** – decorrem diretamente das operações comerciais da Companhia, estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a atualizações monetárias, quando aplicável.
- **Empréstimos e financiamentos e debêntures** – são classificados como passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado pelo método de taxa efetiva de juros, e estão contabilizados pelos seus valores contratuais. Os valores de mercado destes empréstimos e financiamentos são equivalentes aos seus valores contábeis na data do balanço.
- **Dívidas com a Fundação CORSAN** – estão contabilizadas pelos seus valores contratuais, conforme descrito na nota 22.b.

A Companhia adota a técnica de mensuração a valor justo e comparação de preços e valores observados no mercado (nível 2). Em 31 de dezembro de 2015 e 2014 o valor justo dos instrumentos financeiros se aproxima dos valores registrados contabilmente. O valor justo dos instrumentos financeiros é apurado conforme descrito na nota 2.10.

b) Instrumentos Financeiros Derivativos

A Companhia não celebrou e não tem como política celebrar instrumentos financeiros derivativos, tais como os contratos a termo, swaps, opções, futuros, swaps com opção de arrependimento, opções flexíveis, derivativos embutidos em outros produtos, operações estruturadas com derivativos, derivativos exóticos e todas as demais operações com derivativos, independente da forma como sejam contratados.

c) Gerenciamento de Riscos

Fatores de risco que podem afetar os negócios da Companhia

As atividades de gerenciamento de riscos seguem a política de gestão de risco da Companhia, sob a administração dos seus diretores. A administração destes riscos é efetuada com base na política de controle, que estabelece as técnicas de acompanhamento, mensuração e monitoramento contínuo da exposição. A Companhia está exposta aos seguintes riscos:

a) Risco de crédito:

A Companhia está potencialmente sujeita ao risco de crédito da contra parte em suas operações financeiras e contas a receber. Dentre os procedimentos adotados para minimizar os potenciais riscos financeiros e comerciais, destacamos: a seletividade das instituições financeiras e monitoramento constante dos valores a receber de clientes. Não há clientes que individualmente representem mais que 5% do total das contas a receber da Companhia em 31 de dezembro de 2015 e 2014.

b) Risco de liquidez:

Risco de liquidez representa o encurtamento nos recursos destinados para pagamento de dívidas (substancialmente empréstimos e financiamentos). A Companhia tem políticas de monitoramento de caixa para evitar o descasamento de contas a receber e a pagar. A tabela abaixo demonstra os pagamentos contratuais requeridos pelos passivos financeiros da Companhia:

	Projeção incluindo juros futuros			
	Até 1 ano	De 1 a 3 anos	Mais de 3 anos	Total
Empréstimos e financiamentos	51.276	137.145	239.519	427.940
Debêntures	11.348	26.642	12.617	50.607
Fornecedores	121.059	-	-	121.059
Dívidas com Fundação Corsan	33.731	74.346	57.771	165.848
	217.414	238.133	309.907	765.454

c) Risco de mercado:

Risco da taxa de juros: Esse risco advém da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as suas despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos. A Companhia monitora continuamente a volatilidade das taxas de juros do mercado.

Risco de taxas de câmbio: Esse risco está atrelado à possibilidade de alteração nas taxas de câmbio, afetando a despesa financeira e o saldo passivo de contratos de financiamentos com indexador em moeda estrangeira. Não há outros ativos ou passivos indexados a moedas estrangeiras. A Companhia avalia sua exposição cambial de forma continuada, visando manter os valores contratados em patamares mínimos em relação aos passivos totais.

Análise de sensibilidade de variações na taxa de juros e câmbio

Com a finalidade de verificar a sensibilidade dos indexadores nos empréstimos que a Companhia possui exposição na data base de 31 de dezembro de 2015, foram definidos 03 cenários diferentes, e preparada uma análise de sensibilidade às oscilações dos indicadores desses instrumentos. Com base na projeção do indexador de cada contrato para o ano de 2015 (cenário provável), sendo que a partir deste foram calculadas variações crescentes de 25% e 50%, respectivamente, para tais empréstimos. Os cenários são elaborados desconsiderando o provável fluxo de caixa de pagamentos de empréstimos.

Operação	Risco	2015	(perdas) / ganhos financeiros				
			Queda 25%	Queda 50%	Cenário Provável	Aumento 25%	Aumento 50%
Empréstimos	TR	(157.764)	(1.540)	(1.283)	(1.925)	(2.406)	(2.887)
Empréstimos	TJLP	(182.245)	(10.206)	(8.505)	(12.757)	(15.946)	(19.136)
Empréstimos	US Dólar	(72.639)	14.089	23.847	(549)	(18.846)	(37.143)
Debêntures	TJLP	(47.396)	(2.654)	(2.212)	(3.318)	(4.147)	(4.977)
		(460.044)	(311)	11.847	(18.549)	(41.345)	(64.142)
Indexador	TR / UPR		0,98	0,81	1,22*	1,53	1,83
	TJLP		5,60	4,67	7,00**	8,75	10,50
	US Dólar	3,97	3,20	2,67	4,00***	5,00	6,00

Fontes:

* Portal Brasil

** BNDES - Banco Nacional do Desenvolvimento

*** Focus - Relatório de Mercado

d) Gestão do capital social

O objetivo principal da administração de capital é assegurar que este mantenha uma classificação de crédito forte e uma razão de capital livre de problemas, a fim de apoiar os negócios e maximizar o valor do acionista.

A Companhia administra a estrutura de capital e a ajusta considerando as mudanças nas condições econômicas. A estrutura de capital ou o risco financeiro decorre da escolha entre capital próprio (aportes de capital e retenção de lucros) e capital de terceiros que a Companhia faz para financiar suas operações. Para mitigar os riscos de liquidez e a otimização do custo médio ponderado do capital, a Companhia monitora permanentemente os níveis de endividamento de acordo com os padrões de mercado e o cumprimento de índices (covenants) previstos no contrato de debêntures.

Não houve alterações quanto aos objetivos, políticas ou processos durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2015 e 2014. O capital é administrado por meio do quociente de alavancagem, que é a dívida líquida dividida pelo capital total, acrescido da dívida líquida. A Companhia inclui na dívida líquida os empréstimos e financiamentos com rendimento, fornecedores e outros exigíveis, menos caixa e equivalentes de caixa e aplicações financeiras, como demonstrado abaixo.

	Nota	31/12/2015	31/12/2014
Empréstimos e financiamentos	14	412.648	392.988
Debêntures	15	47.396	53.588
Fornecedores	16	121.059	101.988
Dívida Funcorsan	22.b	158.085	163.881
(-) Caixa e equivalentes de caixa	5	(21.152)	(37.366)
(-) Aplicações financeiras	5	(31.809)	(102.119)
Dívida líquida		686.227	572.960
Patrimônio e Adiantamentos		1.675.777	1.300.078
Capital social e dívida líquida		2.362.004	1.873.038
Quociente de alavancagem		29,05%	30,59%

Porto Alegre, 31 de dezembro de 2015.

DIRETORIA

Flavio Ferreira Presser
Diretor Presidente
CPF nº 192.190.830-00

Marcus Vinicius Vieira de Almeida
Diretor Administrativo
CPF nº 000.625.630-92

Jorge Luiz Costa Melo
Diretor Financeiro e de
Relações com Investidores
CPF nº 149.304.120-72

Eduardo Barbosa Carvalho
Diretor de Operações
CPF nº 414.119.780-72

Antonio Gomes
Diretor Técnico
CPF nº 266.196.100-30

Luciano Eli Martin
Diretor Comercial
CPF nº 375.607.350-53

Marcus Vinicius Caberlon
Diretor de Expansão
CPF nº 198.669.250-72

Graziela Bohn Flores
Superintendente de Contabilidade
Contadora CRC/RS nº 070280/O-7
CPF nº 911.643.110-34

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS DE 31 DE DEZEMBRO DE 2015

Ilmos. Srs.
Acionistas, Conselheiros e Administradores da
COMPANHIA RIOGRANDENSE DE SANEAMENTO – CORSAN
Porto Alegre - RS

Examinamos as demonstrações contábeis da COMPANHIA RIOGRANDENSE DE SANEAMENTO – CORSAN (“Companhia”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações contábeis

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

Responsabilidade dos auditores independentes

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

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações contábeis. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis da companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem

como a avaliação da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas, apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da COMPANHIA RIOGRANDENSE DE SANEAMENTO – CORSAN, em 31 de dezembro de 2015, o resultado de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela 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.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos também a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, preparada sob 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, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior

Os valores correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014, apresentados para fins de comparação, foram anteriormente auditados por outros auditores independentes, cujo relatório datado de 28 de abril de 2015, não contém modificações.

Eldorado do Sul, 21 de março de 2016.

AudiLink & Cia. Auditores
CRC/RS 003688/F-0

Roberto Caldas Bianchessi
Contador CRC/RS 040078/O-7 S-RS

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Riograndense de Saneamento – CORSAN, Rogério Alves Rios, Paulo Marques dos Reis e Demétrio Carlos Lazzaretti, abaixo firmados, no exercício de suas funções legais e estatutárias, em reunião realizada nesta data, examinaram o Relatório Anual da Administração e as Demonstrações Contábeis comparativas, compreendendo: Balanço Patrimonial, Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, Demonstração do Resultado, Demonstração dos Fluxos de Caixa, Demonstração do Valor Adicionado, Demonstração do Resultado Abrangente, Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis, Parecer dos Auditores Independentes relativos ao Exercício Social findo em 31 de dezembro de 2015, e Proposta de Destinação do Lucro Líquido do Exercício. Foi verificada que a proposta do dividendo total relativo ao exercício de 2015, que está sendo encaminhada pela Administração da Companhia Riograndense de Saneamento – CORSAN à aprovação dos Acionistas na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em Abril de 2016, contempla o pagamento sob a forma de Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio. Os dividendos obrigatórios apurados (25% sobre o lucro) atingiram a cifra de R\$ 38.921 mil, sendo que a Companhia registrou, no decorrer do exercício de 2015 o valor de R\$ 54.913 mil, correspondente ao valor de juros sobre o Capital Próprio, já líquido de Imposto de Renda Retido na Fonte não restando, portanto, nenhum valor a ser creditado, a título de Dividendos, relativos ao Exercício de 2015. Com base nos exames efetuados pelos Auditores Independentes da empresa AUDILINK & CIA. AUDITORES e à vista do Parecer, o Conselho Fiscal declara que os documentos estão aptos à aprovação pela Assembleia Geral Ordinária da CORSAN.

Porto Alegre, 21 de março de 2016.

ROGÉRIO ALVES RIOS

PAULO MARQUES DOS REIS

DEMETRIO CARLOS LAZZARETTI

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Os abaixo-assinados, membros do Conselho de Administração da Companhia Riograndense de Saneamento – CORSAN, no uso das atribuições legais e estatutárias, tendo examinado o Relatório Anual da Administração, as Demonstrações Contábeis e a Proposta de Destinação do Lucro Líquido do Exercício, referente ao exercício findo em trinta e um de dezembro de dois mil e quinze, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria e considerando os Pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, deliberam favoravelmente sobre os referidos documentos e propõem sua aprovação por parte dos Acionistas da Companhia.

Porto Alegre, 23 de março de 2016.

GERSON BURMANN
Presidente do Conselho

FLAVIO FERREIRA PRESSER
Conselheiro

SILVÉRIO MIRANDA NETO
Conselheiro

VALMOR LUIS KRYSCZUN
Conselheiro

LUIS FERNANDO SCHMIDT
Conselheiro

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



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.

SUMÁRIO

Relatório de Administração	
Relatório de Administração	03
Demonstrações Financeiras	
Balanços 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

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 íterim, 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
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

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 5ª 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 Elétrico 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 Normatização desde 2001.

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

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

3.2. Ética

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

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

3.3. Governança Corporativa

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

A estrutura da administração da empresa é constituída pela Assembleia Geral, Conselho de Administração, Diretoria Colegiada, Conselho Fiscal 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:

SERVIÇO CHAVE	Indicador / Entregável da Vinculada	Objetivo do Indicador / Entregável	Unidade de medida	Periodicidade	Meta 2015	Realizado 2015	Sentido de Melhoria
Transmissão de Energia Elétrica	EIT	Energia Interrompida na Transmissão (representa o percentual de energia interrompida, por causa relacionada à transmissão da CEEE-GT, em relação a energia total consumida no RS. Quanto menor for o indicador EIT, menor será a energia interrompida e melhor será o desempenho da Transmissão)	%	Mensal	0,007	0,005	↓
	QO&M	O Indicador de Qualidade Operação e Manutenção consiste no índice percentual remanescente do Pagamento Base total ativo da Resolução Homologatória da ANEEL (RAP), após os descontos de receita decorrentes de Parcela Variável de O&M acrescido da PA – Qualidade DIT.	%	Mensal	98	98,65	↑
Geração de Energia Elétrica	DGH60	Medição da Disponibilidade da Geração Hidrelétrica. É a média móvel 60 meses das disponibilidades das usinas.	%	Mensal	90,32	96,6	↑
	TFM-CEEE-G	Taxa de Falhas - Unidade geradora hidráulica das usinas despachadas centralizadamente. Periodicidade mensal, com meta de atendimento anual. Não superior a 9, que é considerado insatisfatório pelo ONS.	Valor	Mensal	≤9	3,9	↓
	EBITDA	Resultado Operacional	Valor em milhões R\$	Anual	-25,00	-0,50	↑

4. DESEMPENHO OPERACIONAL

4.1. Setor de Energia Elétrica no Brasil

O consumo de energia elétrica no Brasil cresceu 2,86% em 2014 em relação a 2013, registrando 531,08 TWh. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a estrutura da oferta de energia elétrica brasileira foi proveniente em 59,82 % de usinas hidroelétricas (se considerarmos que a energia elétrica importada pelo Brasil é de origem hídrica, então o percentual real salta para 65,23%); 22,95% de centrais termoelétricas (excluindo-se da contagem a energia nuclear); 2,46% de centrais nucleares; e 5,41% de importação líquida. Tendo sido o ano de 2014, assim como foi o de 2013, atípico pela participação baixa da hidroeletricidade na comparação com anos anteriores.

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

4.2. Mercado de Geração e Transmissão de Energia

A CEEE–GT produz cerca de 19% da energia hidrelétrica gerada no Rio Grande do Sul. O Parque Gerador da CEEE-GT possui uma potência instalada de 909,9 MW, atinge uma potência total de **1.265,02 MW**, distribuídos nas usinas do Sistema Jacuí, do Sistema Salto, em nove Pequenas Centrais Hidrelétricas, além de participações em projetos em parcerias público/privada. A energia produzida pelas usinas destina-se ao suprimento do Sistema Integrado Nacional (SIN), com os clientes situados em empresas de distribuição, consumidores livres do mercado, comercializadoras e geradoras.

Na área de Transmissão, a CEEE-GT disponibilizou ao sistema elétrico interligado 6.056 km de linhas de transmissão (5.831 próprio e 225 com contrato de O&M) e, através da operação de 67 subestações (54 próprias, 2 com cessão de uso, 9 compartilhadas e 2 com contrato de O&M), totalizando uma potência instalada de 9.713 MVA. Seus principais clientes são as concessionárias de distribuição que atuam no Estado, as Empresas de geração, e 11 consumidores livres.

4.2.1. Comercialização

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

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.

4.3. 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/Aneel – 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 Aneel 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.

4.3.1. Indicadores de Desempenho Operacional e de Produtividade

4.3.1.1. Produtividade e Qualidade

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.

DGH60 - Indicador PPR														
Disponibilidade Média móvel 60 meses, ponderado pela Garantia Física das Usinas Despachadas Centralizadamente														
	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)
Itauba	97,55%	97,55%	97,56%	97,32%	97,20%	97,21%	97,02%	96,94%	96,89%	96,78%	96,43%	96,33%	7,97%	574
Passo Real	95,04%	95,05%	94,97%	94,97%	94,96%	94,97%	94,98%	95,58%	96,42%	97,04%	97,18%	97,18%	5,47%	197
Jacui	96,20%	96,21%	96,15%	96,07%	96,02%	96,09%	96,20%	96,12%	96,06%	96,04%	96,05%	96,05%	3,19%	344
Média no ano	96,79%	96,79%	96,77%	96,60%	96,52%	96,54%	96,45%	96,51%	96,62%	96,67%	96,49%	96,43%	6,47%	
														90,32%
														Indicador SEINFRA

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 esta 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
Total	383.289

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. Modernização de Instalações de Geração

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

- 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 Uruguiana 5	Ampliação	Concluído
Fronteira Oeste	SE São Borja 2	Ampliação	Em andamento

Médio Alto Uruguai	SE Guarita	Ampliação	Em andamento
Metropolitano Delta do Jacuí	SE Eldorado do Sul	Ampliação	Em andamento
Metropolitano Delta do Jacuí	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 Jaguari	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.

5.2.1. 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.

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	L T 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 Jacuí	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 Painel 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 Chapecó (3)	9,00%
UTE Piratini (3)	10,00%
EOL Palmares (3)	10,00%
EOL Ventos da Lagoa (3)	10,00%
EOL Ventos do Litoral (3)	10,00%
EOL Ventos do Sul S/A (3)	10,00%

(1) A CEEE-GT recebe em energia a sua participação nestes empreendimentos.

(2) A energia assegurada à CEEE é de 2MWm nos 10 primeiros anos de operação comercial, 6MWm do 11º ao 20º e 10MWm a partir do 21º ano.

(3) A CEEE-GT não recebe energia, apenas dividendos destes empreendimentos.

(4) Usina integrante do Projeto CERAN (Companhia Rio das Antas).

6. BALANÇO SOCIAL – INDICADORES SOCIAIS

1 - BASE DE CÁLCULO	Dezembro 2015 (valor em mil R\$)			Dezembro 2014 (valor em mil R\$)		
Receita líquida (RL)	542.746			589.207		
Resultado operacional (RO)	(27.012)			(505.753)		
Folha de pagamento bruta (FPB)	266.954			236.437		
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL
Encargos Sociais Compulsórios	43.068	16%	8%	45.694	17%	8%
Saúde	504	0%	0%	467	0%	0%
Medicina e Segurança	813	0%	0%	910	0%	0%
Educação	467	0%	0%	476	0%	0%
Capacitação e Desenvolvimento Profissional	1.295	0%	0%	1.710	1%	0%
Benefícios	60.199	23%	11%	59.595	22%	11%
Alimentação	15.212	6%	3%	13.616	5%	3%
Creches ou Auxílio-Creche	1.434	1%	0%	1.320	0%	0%
Previdência privada	37.455	14%	7%	38.626	14%	7%
Plano de Saúde	6.098	2%	1%	6.033	2%	1%
Participação nos Lucros ou Resultados	871	0%	0%	2.869	1%	1%
Inclusão Social	99	0%	0%	75	0%	0%
Outros	872	0%	0%	1.165	0%	0%
Produtividade	704	0%	0%	977	0%	0%
Vale Transporte - Excedente	168	0%	0%	188	0%	0%
Total - Indicadores sociais internos	108.188	45%	18%	112.961	47%	19%
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL
Educação	2.116	-8%	0%	223	-1%	0%
Inclusão Social	121	0%	0%	40	0%	0%
Total das contribuições para a sociedade	2.237	-8%	0%	263	-1%	0%
Tributos (excluídos encargos sociais)	55.054	-204%	10%	16.303	-60%	3%
Total - Indicadores sociais externos	57.291	-212%	11%	16.566	-61%	3%
4 - INDICADORES AMBIENTAIS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL
Indicador Ambiental	197	-1%	0%	12	0%	0%
Gestão	548	-2%	0%	1.630	-6%	0%
Resíduos	548	-2%	0%	419	-2%	0%
Sócio Patrimonial e Ambiental	-	0%	0%	866	-3%	0%
Medida Compensatória Parque Itapeva	-	0%	0%	345	-1%	0%
Programas Ambientais	2.735	-10%	1%	1.861	-7%	0%
Psicultura	-	0%	0%	5	0%	0%
Reposição Reflorestal	-	0%	0%	27	0%	0%
Poda e Desmatamento	1.119	-4%	0%	1.121	-4%	0%
Monitoramento de águas e Salvamento fauna	49	0%	0%	78	0%	0%
Acompanhamento Técnico e Gerenciamento Ambiental	1.428	-5%	0%	25	0%	0%
Desapropriações - Indenizações	93	0%	0%	605	-2%	0%
Outros	46	0%	0%	-	0%	0%
Total dos investimentos em meio ambiente	3.480	-13%	1%	3.503	-13%	1%
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	() não possui metas () cumpre de 0 a 50%;		() cumpre de 51 a 75%; (x) cumpre de 76 a 100%;	() não possui metas () cumpre de 0 a 50%;		() cumpre de 51 a 75%; (x) cumpre de 76 a 100%;
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL	2015			2014		
Nº de empregados(as) ao final do período*	1.285			1.334		
Nº de admissões durante o período	0			3		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	1.018			740		
Nº de estagiários(as)	95			109		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	303			508		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	196			208		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	23,78%			20,69%		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	147			150		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	7,69%			8,97%		
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	26			27		
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL	Em 2015:			Em 2014		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	21,07			28,1		
Número total de acidentes de trabalho**	5			10		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção	(x) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	() direção	(x) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	() direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	(x) todos(as) - Cipa	() direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	(x) todos(as) - Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	() não se envolverá	(x) seguirá as normas da OIT	() incentivará e seguirá a OIT	() não se envolverá	(x) seguirá as normas da OIT	() incentivará e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	() direção	() direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)	() direção	() direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	() direção	() direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)	() direção	() direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	() não serão considerados	(x) serão sugeridos	() serão exigidos	() não serão considerados	(x) serão sugeridos	() serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	() não se envolverá	() apoiará	(x) organizar e incentivará	() não se envolverá	() apoiará	(x) organizar e incentivará
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 2015: R\$ 698.593			Em 2014: R\$ 118.482		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	(10,95)% governo (236,47)% acionistas			25,58% governo (74,12)% acionistas		
	258,51% colaboradores(as) 88,91% terceiros			126,53% colaboradores(as) 22,01% terceiros		
	_____% retido			_____% retido		
7 - OUTRAS INFORMAÇÕES	Em 2015			Em 2014		
Contempla a Campanha do Agasalho e a Campanha do Brinquedo						
Escolaridade						
Graduados	593			569		
Ensino Médio	660			713		
Ensino Médio Incompleto	-			-		
Ensino Fundamental	32			33		
Ensino Fundamental Incompleto	-			19		
Não Alfabetizados	-			-		
**Acidentes com perda de tempo			**Acidentes com perda de tempo			

6.1. Indicadores Sociais

6.1.1 Força de Trabalho

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 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.

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.

6.1.4 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 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.

6.1.5 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. 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.

6.1.6 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.

6.1.7 Programas de 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 de 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	6,62
Deduções da Receita Operacional	(128.533)	(40.363)	218,44
Receita Operacional Líquida	542.746	589.207	-7,89
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(387.347)	(751.872)	-48,48
Custo com Energia Elétrica	(115.200)	(451.698)	-74,50
Custo de Operação	(272.147)	(300.174)	-9,34
Lucro Operacional Bruto	155.399	(162.665)	-195,53
Despesas Operacionais	(187.783)	(363.181)	-48,29
Outras Receitas	17.758	36.221	-50,97
Outras Despesas	(12.386)	(16.128)	-23,20
Resultado do Serviço	(27.012)	(505.753)	-94,66
Depreciação e Amortização	(26.445)	(31.772)	-16,77
Resultado de Participações Societárias	40.931	29.400	39,22
EBITDA	(567)	(473.981)	-99,88
Margem EBITDA	-0,10%	-80,44%	80,34
Receita/Despesa Financeira	52.500	97.854	-46,35
Imposto de Renda e Contribuição Social	18.528	98.326	-81,16
Resultado Líquido do Exercício	84.947	(280.173)	-130,32

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

Informações e Indicadores Econômicos - Financeiros	2015	2014	Variação % 2015/2014
Informações Financeiras			
Ativo Total	2.918.824	2.861.460	2,00%
Passivo	1.436.870	1.417.706	1,35%
Patrimônio Líquido	1.481.954	1.443.754	2,65%
Receita Operacional Líquida	542.746	589.207	-7,89%
Resultado do Serviço (EBIT)	(480.596)	(505.753)	-4,97%
Lucro Líquido/Prejuízo do Exercício	84.947	(280.173)	-130,32%
EBITDA (1)	(567)	(473.981)	-99,88%
PMS (2)	(312.783)	(351.580)	-11,04%
Indicadores Financeiros			
Dívida Total (3)	311.500	291.536	6,85%
ROCE (4) (%)	22,37%	30,20%	-7,83%
Participação Capital de Terceiros sobre Ativo Total (5) (%)	49,23%	49,54%	-0,32%
Margem Operacional (6) (%)	12,24%	-64,24%	76,48%
Margem Líquida (7) (%)	15,65%	-47,55%	63,20%
Dívida Líquida (8)	423.292	(226.004)	-287,29%
PMS / ROL (%)	-57,63%	-59,67%	2,04%
Cotação Unitária da Ação - ON (R\$ por lote mil)	0,60	1,13	-
Cotação Unitária da Ação - PNA (R\$ por lote mil)	0,94	1,47	-

(1) EBITDA = Resultado do Serviço menos depreciação e amortização.

(2) PMS = Pessoal Material e Serviços (excluídos efeitos CPC 33(R1))

(3) Dívida Total = Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

(4) ROCE - Retorno sobre o Capital Empregado = Receita Operacional Líquida/Ativo Não Circulante)x100

(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(Prejuízo) do Exercício/Receita Operacional Líquida

(8) Dívida Líquida = Empréstimos e Financiamentos - Disponibilidades

7.2. LAJIDA / EBITDA

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

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

Analisando os efeitos ocorridos nas despesas operacionais e no custo do serviço de energia elétrica, o EBITDA teve uma variação 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 EBTIDA 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 - ROL	542.746	589.207	-7,89
(-) Custo do Serviço de Energia Elétrica	(387.347)	(751.872)	-48,48
(-) Despesas Operacionais	(182.411)	(343.088)	-46,83
Resultado do Serviço - EBIT	(27.012)	(505.753)	-94,66
(+) Depreciação e Amortização	26.445	31.772	-16,77
EBITDA	(567)	(473.981)	-99,88
Margem EBITDA	-0,10%	-80,44%	80,34

(*) 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 (%)
Saldo Devedor da Dívida Interna		101.788	32,68%
Moeda Nacional - Eletrobrás - RGR	RGR	4.161	1,34%
Moeda Nacional - FIDC	CDI	28.590	9,18%
Moeda Nacional - BNDES	TJLP	69.037	22,16%
Saldo Devedor da Dívida Externa		209.712	67,32%
Moeda Externa - AFD	Dólar/Libor	161.218	51,76%
Moeda Externa - BID	Dólar/Libor	48.494	15,57%
Saldo Devedor da Dívida		311.500	100,00%

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 SACILOTO TADIELLO

Diretor

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ

Diretor



As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Resultado

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

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	27	542.746	589.207	661.254	670.957
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		(387.347)	(751.872)	(498.541)	(835.018)
Custo com Energia Elétrica	28	(115.200)	(451.698)	(115.200)	(451.698)
Custo de Operação	29	(272.147)	(300.174)	(383.341)	(383.320)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO		155.399	(162.665)	162.713	(164.061)
Despesas Operacionais		(187.783)	(363.181)	(188.957)	(364.463)
Despesas com Vendas	29	(2.614)	(412)	(2.614)	(412)
Despesas Gerais e Administrativas	29	(56.835)	(53.218)	(57.664)	(54.500)
Outras Despesas Operacionais	29	(128.334)	(309.551)	(128.679)	(309.551)
Outras Receitas	30	17.758	36.221	17.758	36.221
Outras Despesas	30	(12.386)	(16.128)	(12.386)	(16.128)
RESULTADO DO SERVIÇO		(27.012)	(505.753)	(20.872)	(508.431)
Resultado de Participações Societárias	14	40.931	29.400	43.193	33.862
Resultado Financeiro, Líquido	31	52.500	97.854	50.951	98.565
Resultado Operacional		66.419	(378.499)	73.272	(376.004)
RESULTADO ANTES DO IR E CS		66.419	(378.499)	73.272	(376.004)
Imposto de Renda Corrente	32	(13.107)	-	(18.290)	(2.263)
Imposto de Renda Diferido	32	26.873	76.627	26.873	76.627
Contribuição Social Corrente	32	(4.912)	-	(6.750)	(822)
Contribuição Social Diferida	32	9.674	21.699	9.674	21.699
LUCRO LÍQUIDO/PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		84.947	(280.173)	84.779	(280.763)
Lucro Básico e Diluído por Ação Ordinária - R\$	26	0,22	(0,72)	0,22	(0,73)
Lucro Básico e Diluído por Ação Preferencial - R\$	26	0,22	(0,72)	0,22	(0,73)
Atribuído a Sócios da Empresa Controladora		-	-	84.947	(280.173)
Atribuído a Sócios Não Controladores		-	-	(168)	(590)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Resultado Abrangente

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
LUCRO LÍQUIDO/PREJUÍZO DO EXERCÍCIO		84.947	(280.173)	84.779	(280.763)
OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES		(51.534)	(14.997)	(51.534)	(14.997)
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	10	(35.938)	20.154	(35.938)	20.154
Venda de Títulos do Governo	10	37.853	35.413	37.853	35.413
Perda Atuarial		(52.799)	(51.672)	(52.799)	(51.672)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos sobre Outros Resultados Abrangentes	10	(650)	(18.892)	(650)	(18.892)
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		33.413	(295.170)	33.245	(295.760)
Atribuído a Sócios da Empresa Controladora			(295.170)	33.413	(295.170)
Atribuído a Sócios Não Controladores			-	(168)	(590)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração das Mutações no Patrimônio Líquido

(Valores expressos em milhares de reais)

Nota Explicativa	CONTROLADORA									
	Reserva de Lucro									
	Capital Social Integralizado	Recursos Destinados a Aumento de Capital	Reserva de Incentivos Fiscais	Reserva de Lucros	Lucros Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Total	Participação dos Não Controladores	Total	
Saldo em 31/12/2013 (não auditado)	588.447	-	1.209.304	73.253	-	(138.531)	1.732.473	32.825	1.765.298	
Prejuízo do Exercício	-	-	-	-	(280.173)	-	(280.173)	(590)	(280.763)	
Aquisição de Controle	-	-	-	-	-	-	-	(29.047)	(29.047)	
Integralização de Capital	-	-	-	-	-	-	-	2.937	2.937	
Varição líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	-	-	-	-	-	55.567	55.567	-	55.567	
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	(18.892)	(18.892)	-	(18.892)	
Registro da Perda Atuarial	-	-	-	-	-	(51.672)	(51.672)	-	(51.672)	
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-	-	-	-	(14.997)	(14.997)	-	(14.997)	
Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	18.969	(18.969)	-	-	-	
Imposto de renda e contribuição social sobre realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	6.451	6.451	6.451	-	6.451	
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	-	-	18.969	(12.518)	6.451	-	6.451	
Destinação do Resultado:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Absorção do Prejuízo do Exercício	-	-	-	(73.253)	73.253	-	-	-	-	
Saldo em 31/12/2014	588.447	-	1.209.304	-	(187.951)	(166.046)	1.443.754	6.125	1.449.879	
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	84.947	-	84.947	(168)	84.779	
Aquisição de controle	-	-	-	-	-	-	-	(1.016)	(1.016)	
Integralização de capital	-	-	-	-	-	-	-	955	955	
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Varição líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	-	-	-	-	-	1.915	1.915	-	1.915	
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	(650)	(650)	-	(650)	
Registro da Perda Atuarial	-	-	-	-	-	(52.799)	(52.799)	-	(52.799)	
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos	-	-	-	-	-	(51.534)	(51.534)	-	(51.534)	
Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	14.080	(14.080)	-	-	-	
Imposto de renda e contribuição social sobre realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	-	4.787	4.787	4.787	-	4.787	
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	-	-	14.080	(9.293)	4.787	-	4.787	
Destinação do Resultado:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Absorção do Prejuízo do Exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Saldo em 31/12/2015	588.447	-	1.209.304	-	(88.924)	(226.873)	1.481.954	5.896	1.487.850	

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração dos Fluxos de Caixa

(Valores expressos em milhares de reais)

		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	Nota Explicativa	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro Líquido/Prejuízo do Exercício		84.947	(280.173)	84.779	(280.763)
Despesas (Receitas) que não afetam o Caixa					
Variações Monetárias e Cambiais dos Empréstimos de Longo Prazo		61.592	20.778	61.592	20.778
Depreciação e Amortização de Bens do Ativo Imobilizado e Intangíveis	30	26.445	31.772	26.445	31.772
Resultado de Equivalência Patrimonial		(40.931)	(29.400)	(43.193)	(33.862)
Constituição de Provisão para Passivos e Outras		11.880	43.852	11.880	46.018
Constituição de Provisão Ex-Autárquicos	30	34.419	39.122	34.419	39.122
Constituição de Provisão Para Créditos de Liquidação Duvidosa	30	6.547	150.190	6.547	150.190
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos		(36.546)	(98.327)	(36.546)	(98.327)
Baixa de Ativo Imobilizado, Investimentos e Intangível		102.965	152.074	102.965	152.074
Variação dos Investimentos em Títulos do Governo	10	(57.039)	(103.268)	(57.039)	(103.268)
Outros		-	-	(7.314)	1.396
CAIXA GERADO/APLICADO NAS OPERAÇÕES		194.279	(73.380)	184.535	(74.870)
Variações no Ativo Circulante e Não Circulante					
Concessionárias e Permissonárias		(81.566)	14.318	(81.566)	14.318
Tributos a Recuperar		9.737	(19.533)	9.721	(19.533)
Aplicações Financeiras de Longo Prazo		(885)	25.231	(885)	119.163
Estoques		1.051	188	1.051	188
Investimentos em Títulos do Governo		384.387	635.786	384.387	635.786
Pagamentos Antecipados		59	(89)	86	(91)
Depósitos Judiciais		735	8.810	(261)	7.922
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNl		222.634	189.721	222.634	189.721
Ativo Financeiro da Concessão		54.121	(82.187)	54.121	(82.187)
Bens e Direitos Destinados à Alienação		-	13	-	13
Outros Créditos a Receber		(144.974)	(261.118)	(150.244)	(260.676)
Variações no Passivo Circulante e Não Circulante		(109.223)	(108.186)	(5.990)	(134.688)
Fornecedores		(42.288)	(33.601)	53.602	(33.095)
Obrigações Trabalhistas		279	(2.239)	282	(2.222)
Obrigações Fiscais		26.809	2.473	33.983	3.811
Provisão para Benefícios a Empregados		(52.541)	(44.223)	(52.541)	(44.223)
Obrigações da Concessão		8.963	3.019	8.963	3.019
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias		(13.235)	(22.920)	(13.235)	(22.920)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos		(4.135)	12.444	(4.135)	12.444
Pagamento de Encargos de Dívidas		(11.293)	(5.239)	(11.293)	(33.586)
Outros Passivos		(21.782)	(17.900)	(21.616)	(17.916)
CAIXA LÍQUIDO ATIVIDADES OPERACIONAIS		530.355	329.574	617.589	395.066
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Investimento		(503.994)	(392.556)	(478.061)	(443.408)
Aumento de Investimentos		(20.874)	(212.972)	(10.927)	(187.403)
Aquisição de Bens do Ativo Imobilizado		(206.829)	(170.077)	(433.848)	(281.409)
Aquisição de Ativo Intangível		(1.138)	(1.614)	(1.138)	(1.614)
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital		(275.153)	(7.893)	(32.148)	27.018
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Caixa Líquido Aplicado/Gerado nas Atividades de Financiamento		(30.335)	41.568	(173.168)	58.654
Incremento de Empréstimos e Financiamentos		77.015	99.239	86.773	116.325
Amortização do Principal de Empréstimos e Financiamentos		(107.350)	(57.671)	(259.941)	(57.671)
REDUÇÃO (AUMENTO) DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(3.974)	(21.414)	(33.640)	10.312
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes de Caixa	5	42.145	63.559	73.972	63.660
Saldo Final de Caixa e Equivalentes de Caixa	5	38.171	42.145	40.332	73.972

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

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

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO					
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014				
RECEITAS									
Receita Operacional Bruta	28	671.279	629.570	789.787	711.320				
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	30	(6.547)	(150.190)	(6.547)	(150.190)				
Outras Receitas e Despesas	31	5.371	20.093	5.371	20.093				
(-) INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		(181.795)	(551.651)	(293.416)	(635.853)				
Material	29	(6.833)	(5.976)	(6.833)	(5.976)				
Serviços de Terceiros	29	(29.727)	(25.103)	(29.935)	(25.103)				
Custo de Energia Comprada	28	(115.200)	(451.698)	(115.200)	(451.698)				
Outros Custos Operacionais	29	(9.970)	(10.109)	(9.970)	(10.109)				
Custo de Construção	28	-	-	(111.194)	(83.146)				
Outras Despesas Operacionais		(20.065)	(58.765)	(20.284)	(59.821)				
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO		488.308	(52.178)	495.195	(54.630)				
(-) Depreciação e Amortização	29	(26.445)	(31.772)	(26.445)	(31.772)				
(-) Provisões	29	(52.084)	(27.879)	(52.084)	(27.879)				
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO		409.779	(111.829)	416.666	(114.281)				
(+) Resultado de Participações Societárias		40.931	29.400	43.193	33.862				
(+) Receitas Financeiras	31	247.883	200.911	248.088	201.977				
(=) VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		698.593	%	118.482	%	707.947	%	121.558	%
Distribuição do Valor Adicionado									
Pessoal		262.520	37,59	306.273	258,50	263.190	37,18	306.418	252,09
Remuneração Direta		119.475	17,11	130.224	109,91	120.145	16,96	130.369	107,25
Benefícios		29.674	4,25	39.213	33,10	29.674	4,19	39.213	32,26
Plano de Benefícios Previdenciais		67.223	9,62	85.118	71,84	67.223	9,49	85.118	70,02
Compromissos Previdenciais		34.680	4,96	39.853	33,64	34.680	4,90	39.853	32,79
F.G.T.S.		11.468	1,64	11.865	10,01	11.468	1,62	11.865	9,76
Impostos, Taxas e Contribuições		153.602	21,99	(12.969)	(10,95)	160.700	22,70	(9.803)	(8,06)
Federais		150.720	21,57	(14.948)	(12,62)	157.818	22,29	(11.782)	(9,69)
Estaduais		183	0,03	188	0,16	183	0,03	188	0,15
Municipais		2.699	0,39	1.791	1,51	2.699	0,38	1.791	1,47
Remuneração de Capitais de Terceiros		197.524	28,26	105.351	88,92	199.278	28,15	105.706	86,96
Aluguéis	30	2.141	0,31	2.294	1,94	2.141	0,30	2.294	1,89
Despesas Financeiras	32	195.383	27,97	103.057	86,98	197.137	27,85	103.412	85,07
Remuneração de Capitais Próprios		84.947	12,16	(280.173)	(236,47)	84.779	11,98	(280.763)	(230,97)
Lucro Líquido/Prejuízo do Exercício		84.947	12,16	(280.173)	(236,47)	84.779	11,98	(280.763)	(230,97)
TOTAL		698.593		118.482		707.947		121.558	

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

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.

Foram prorrogadas as concessões das usinas listadas no quadro abaixo:

RELAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS										
UHE	Potência Instalada (MW)	TEIF (%)	IP (%)	TOTAL [1-(1-TEIF)*(1-IP)]	Nº de	Localização	Atos			Termo Final da Concessão
					Unidades Geradoras	(Rio/Município/UF)	Contrato de Concessão	1ª Prorrogação	2ª Prorrogação	
Jacuí	180	1,672	5,403	6,98	6	Rio Jacuí/Salto do Jacuí/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Passo Real	158	2,533	8,091	10,42	2	Rio Jacuí/ Salto do Jacuí/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 278, 11/08/99	-	31/12/2042
Canastra*	44,8	-	-	-	2	Rio Santa Maria/Canela/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Bugres*	19,2	-	-	-	2	Rio Santa Cruz/Canela/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Ernestina	4,96	-	-	-	1	Rio Jacuí/ Ernestina/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Capigui*	4,47	-	-	-	3	Rio Capigui/Passo Fundo/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Guarita*	1,76	-	-	-	1	Rio Guarita/Erval Seco/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Herval*	1,52	-	-	-	2	Rio Cadeia/Santa Maria do Herval/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Santa Rosa*	1,58	-	-	-	1	Rio Santa Rosa/Três de Maio/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Passo do Inferno*	1,49	-	-	-	1	Rio Santa Cruz/São Francisco de Paula/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Forquilha*	1,118	-	-	-	1	Rio Forquilha/Maximiliano de Almeida/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Ijuizinho*	1,118	-	-	-	1	Rio Ijuizinho/Eugênio de Castro/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042

* Usinas não despachadas centralizadamente.

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

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

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

Em 01/11/2012, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda, através da Portaria Interministerial nº 580, estabeleceram os valores de indenização para as usinas hidrelétricas. Assim, nos termos das Portarias publicadas pela União, ficou delineado que as usinas da CEEE-GT acobertadas pelo contrato de concessão nº 25/2000 não seriam indenizadas, sendo que, em paralelo, a Companhia protocolou junto ao Ministério de Minas e Energia ofício contendo algumas questões, em especial no que se refere à indenização dos investimentos ainda não depreciados inerentes as usinas renovadas. Vide nota explicativa nº 15.

1.1.1.1. Aspectos Regulatórios

a) Repactuação do Risco Hidrológico

As condições hidrológicas adversas ocorridas no último triênio, somada às decisões operativas e a outros fatores que influenciam no despacho da geração pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), afetaram financeiramente os agentes hidrelétricos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que, ao não conseguirem entregar energia suficiente para honrar seus contratos, ficaram expostos ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) no Mercado de Curto Prazo (MCP).

A Companhia, com o objetivo de se proteger financeiramente dos valores a ela atribuídos a título de risco hidrológico, bem como do rateio dos valores proveniente de outros agentes protegidos judicialmente, ingressou com ação judicial e obteve decisão liminar, com efeitos a partir de março de 2015, limitando a redução, via Fator de Ajuste do MRE (GSF), a 5% da Garantia Física das usinas modeladas no perfil da CEEE-GT junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e que não foram objeto de renovação das Concessões prevista na Lei nº 12.783/2013.

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.

1.1.2. Concessão de Transmissão

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

1.1.2.1. Contrato de Concessão nº 055/2001 – ANEEL

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

- I. quais os bens vinculados à Concessão e a obrigação de operar e manter a infraestrutura existente;
- II. as condições para a prestação do serviço;
- III. a garantia de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão;
- IV. a indenização, em caso de extinção da concessão, referente à parcela ainda não amortizada dos investimentos realizados pela Companhia na infraestrutura a serviço da concessão.

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

Ainda, no que tange as instalações não depreciadas anteriores a maio de 2000, usualmente denominada RBSE, a Lei nº 12.783/2013 em seu artigo 15, § 2º autoriza o poder concedente a pagar, na forma de regulamento, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela ANEEL. 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.

1.1.2.2. Contrato de Concessão nº 080/2002 - ANEEL

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

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

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

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

1.2. 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 À CONCESSÃO

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

3. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

3.1. 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:

a) *Demonstrações Financeiras Individuais*

As demonstrações financeiras individuais da Controladora foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC). Pelo fato de que as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicadas nas demonstrações financeiras individuais, a partir de 2014, não diferem do IFRS aplicável às demonstrações financeiras separadas, uma vez que ele passou a permitir a aplicação do método de equivalência patrimonial em controladas, 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.

b) *Demonstrações Financeiras Consolidadas*

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

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

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.

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

3.1.4. Moeda de Apresentação e Moeda Funcional

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

3.2. Uso de Estimativas e Julgamentos

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

- I. Vida útil do ativo intangível;
- II. Transações de compra e venda de energia elétrica na CEEE;
- 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	% 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 Mensuração

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

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

4.1.2. Classificação

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

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

4.2. Caixa e Equivalentes de Caixa

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

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

4.3. Aplicações Financeiras de Curto e Longo Prazo

As aplicações e certificados de depósitos bancários com vencimento superior a três meses a partir da data de sua aquisição são classificados na rubrica aplicações financeiras de curto prazo e os com prazo de vencimento

superior a doze meses, que estão ao valor de custo ou de emissão, atualizado conforme disposições legais ou contratuais estão classificadas com aplicações financeiras de longo prazo.

4.4. Títulos Disponíveis para a Venda

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

4.5. Concessionárias e Permissionárias

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

4.6. Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

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

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

4.7. Estoques

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

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

4.8. Subvenção e Assistência Governamental

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

4.9. Bens e Direitos Destinados a Alienação

Os bens e direitos destinados a alienação são classificados, como *mantidos para venda*, caso o seu valor contábil seja recuperado principalmente por meio de uma transação de venda e não através do uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando a venda é provável e o ativo não circulante estiver disponível para venda imediata em sua condição atual. Os ativos não circulantes classificados como destinados à venda são mensurados pelo menor valor entre o contábil anteriormente registrado e o valor justo menos o custo de venda.

4.10. Ativo Financeiro da Concessão

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

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

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

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

4.11. Investimentos

4.11.1. Investimentos em controladas

Os investimentos em controladas são aqueles cujas atividades operacionais e financeiras são conduzidas pela Companhia através de seus direitos de voto e quando a Companhia está exposta ou tem direito aos retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade. Esses investimentos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora, e consolidados integralmente na Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE GT para fins de apresentação das demonstrações financeiras consolidadas.

4.11.2. Investimentos em coligadas

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

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

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

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

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

4.12. Imobilizado

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

O custo de reposição de um componente do imobilizado é reconhecido no valor contábil do item, caso seja provável que os benefícios econômicos incorporados dentro do componente irão fluir para a Companhia e que o seu custo pode ser medido de forma confiável. O valor contábil do componente que tenha sido repostado por outro é baixado. Os custos de manutenção no dia-a-dia do imobilizado são reconhecidos no resultado conforme incorridos.

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

4.13. Intangível

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

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

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

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

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

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

4.15.1. Ativos Financeiros

A Companhia avalia anualmente se existem evidências que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável dos seus Ativos Financeiros. Sendo tais evidências identificadas, o valor recuperável dos ativos é estimado e, se o valor contábil exceder o valor recuperável, o valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido pelo uso de uma provisão.

Recuperações subsequentes de valores anteriormente baixados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado. Quando um ativo financeiro classificado como disponível para venda é considerado irrecuperável, os ganhos e as perdas acumulados reconhecidos em outros resultados abrangentes são reclassificados para o resultado.

4.15.2. Ativos Não Financeiros

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

O valor contábil de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor líquido de venda. Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos que reflita o custo médio ponderado de capital para a indústria em que opera a unidade geradora de caixa. O valor líquido de venda é determinado, sempre que possível, com base em contrato de venda firme em uma transação em bases comutativas, entre partes conhecedoras e interessadas, ajustado por despesas atribuíveis à venda do ativo, ou, quando não há contrato de venda firme, com base no preço de mercado de um mercado ativo, ou no preço da transação mais recente com ativos semelhantes.

4.16. Arrendamento Mercantil

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

4.17. Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

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

4.18. Valor Justo

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

4.19. Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias

Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de um evento passado, cujo valor possa ser estimado de maneira confiável sendo provável uma saída de recursos. O montante da provisão reconhecida é a melhor estimativa da Administração e dos assessores

legais, baseados em pareceres jurídicos sobre os processos existentes e do desembolso exigido para liquidar a obrigação presente na data do balanço.

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

4.20. Outros Ativos e Passivos

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

4.21. Imposto de Renda e Contribuição Social

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

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

4.22. Provisão para Benefícios a Empregados

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

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

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

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

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

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

As compras (custo de energia comprada) e as vendas (receita de suprimento) são registradas pelo regime de competência de acordo com as informações divulgadas pela CCEE, entidade responsável pela apuração das operações de compra e venda de energia. Nos meses em que essas informações não são disponibilizadas em

tempo hábil, os valores são estimados pela Administração da Companhia, utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

4.24. Apuração do Resultado

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

4.25. Reconhecimento da Receita

4.25.1. Receita da Geração

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

4.25.2. Receita da Transmissão

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

4.25.2.1. Receita de Construção

A Companhia reconhece a receita de construção referente aos serviços de construções e melhorias previstos no contrato de concessão com base no estágio de conclusão das obras realizadas, o qual é avaliado pela 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.

4.25.2.2. Receita Financeira

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

4.26. Despesa Financeira

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

4.27. Distribuição de Dividendos

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

4.28. Transações com Partes Relacionadas

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

4.29. Informações por Segmento

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

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

4.30. Questões Ambientais

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

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

4.31. Demonstração do Resultado

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

4.32. Pronunciamentos e Interpretações Contábeis

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

4.32.1. 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.

- 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.

- 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.

- IFRS 10/CPC 36 (R3), IFRS 12/CPC 45 e IAS 28/CPC 18 (R2) – Demonstrações consolidadas e Investimentos em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto: Trata de questões específicas no contexto da aplicação da exceção de consolidação para entidades de investimentos, esclarece o tratamento da venda ou contribuição de ativos entre um investidor e sua associada ou *joint venture*, cujas exigências são aplicáveis independentemente da forma jurídica da operação.

- IFRS 11/CPC 19 (R2) – Acordo contratual conjunto: Requer que o adquirente de uma participação em operação conjunta que constitui um negócio, conforme definido no IFRS 3 – Combinação de negócios – aplique os princípios desse IFRS, e de outros pronunciamentos, exceto aqueles que conflitam com o IFRS 11 – Negócios em conjunto.

4.32.2. Vigentes a partir de 01/01/2018 e 01/01/2019

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

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

- 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 16 – Leasing: introduz exigências para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de arrendamentos. A norma define um modelo único de contabilidade de leasing, exigindo que o arrendatário reconheça ativos e passivos para todos os contratos de arrendamento, a menos que o prazo do contrato seja inferior a doze meses ou o valor do ativo objeto do leasing tenha valor não significativo. Para os arrendadores não há alterações substanciais, devendo continuar classificando os contratos de leasing como operacionais ou financeiros, conforme definido no IAS 17.

5. CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Numerário Disponível	2.467	27.397	3.893	28.337
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - SIAC/BANRISUL	35.517	14.748	35.517	14.748
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - CDB Especial	187	-	922	30.887
Total de Caixa e Equivalentes de Caixa	38.171	42.145	40.332	73.972
NÃO CIRCULANTE				
Quotas Subordinadas - FIDC	8.331	7.446	8.331	7.446
Total de Aplicações Financeiras de Longo Prazo	8.331	7.446	8.331	7.446

5.1. Numerário Disponível

O valor de R\$2.467 (R\$26.973 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a recursos depositados em instituições bancárias.

5.2. Aplicações Financeiras

O valor de R\$35.517 (R\$15.172 em 31 de dezembro de 2014) registrado no ativo circulante refere-se a aplicação no Sistema Integrado de Administração de Caixa - SIAC/BANRISUL instituído pelo Decreto Estadual nº33.959, de 31 de maio de 1991, remunerado pela taxa SELIC OVER, com liquidez imediata.

O valor de R\$187 (R\$30.887 em 31 de dezembro de 2014) no ativo circulante refere-se à aplicações financeiras classificadas em CDB, remuneradas com base na variação dos Certificados de Depósitos Interbancários – CDI à taxa de 100%, e a aplicações vinculadas a garantia de compras de energia e à captação de empréstimos.

O valor de R\$8.331 (R\$7.446 em 31 de dezembro de 2014) no ativo não circulante refere-se a Quotas Subordinadas dos Fundos de Investimentos em Direitos Creditórios – FIDC V CEEE-GT, que são atualizadas conforme definido em contrato.

6. CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Suprimento de Energia	19.499	22.101	19.499	22.101
Encargos de uso da Rede	47.295	39.972	47.295	39.972
Energia de Curto Prazo - CCEE	72.937	-	72.937	-
Títulos de Crédito a Rebeber	359	344	359	344
Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa	(9.897)	(7.283)	(9.897)	(7.283)
Total	130.193	55.134	130.193	55.134

6.1. Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

O valor de R\$9.897 (R\$7.283 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à provisão de recebíveis relativos a valores de concessionárias, permissionárias diversas e consumidores livres vencidos há mais de três meses.

7. TRIBUTOS A RECUPERAR

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
PIS/COFINS a Compensar	7	5	7	5
IRPJ e CSLL a Compensar	30.874	41.153	30.874	41.153
INSS a Compensar	400	454	400	454
Outros Créditos a Compensar	73	84	89	84
	31.354	41.696	31.370	41.696
NÃO CIRCULANTE				
PIS/COFINS a Compensar	2	2	2	2
INSS a Compensar	605	-	605	-
IRPJ e CSLL a Compensar	1	1	1	1
Outros Créditos a Compensar	2	2	2	2
	610	5	610	5

8. ESTOQUES

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Estoque de Operação	7.956	9.006	7.956	9.006
(-) Provisão para Perdas	(518)	(517)	(518)	(517)
	7.438	8.489	7.438	8.489

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

9. OUTROS CRÉDITOS A RECEBER

Os saldos compõem-se de:

		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	Nota Explicativa	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE					
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	9.1	7.466	8.631	7.466	8.631
Adiantamento a Fornecedores/Empregados.....		2.437	1.060	2.437	1.060
Aluguel de Postes e Serviços Prestados		4.969	2.008	4.969	2.008
Cedência de Funcionários	34	1.583	1.190	1.583	1.190
Conta Gráfica	9.2/34	15.132	12.790	15.132	12.790
Dividendos a Receber.....	9.3	16.248	8.165	16.232	8.149
Custos a Reembolsar.....		16.486	10.829	16.486	10.829
Outros Devedores		19.570	4.502	19.571	4.504
Total		83.891	49.175	83.876	49.161
NÃO CIRCULANTE					
Rede Básica do Sistema Existente - RBSE	9.5	415.022	415.022	415.022	415.022
Mútuo CEEE-D	9.6/34	342.448	231.583	342.448	231.583
Outros	9.7	3.338	3.984	45.243	38.887
		760.808	650.589	802.713	685.492

9.1. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

O valor de R\$7.466 (R\$8.631 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, bem como o aprimoramento de suas características.

9.2. Conta Gráfica

O valor de R\$15.132 (R\$12.790 em 31 de dezembro de 2014) refere-se aos saldos de contratos de compartilhamento das atividades de Tecnologia da Informação e de atividades de Telecomunicações entre a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D.

9.3. Dividendos a Receber

O valor de R\$16.248 (R\$8.165 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a dividendos declarados pelas investidas, compostos da seguinte forma: Etau R\$93, Chapecoense R\$5.015, Complexo Eólico Povo Novo R\$16, Ceran R\$5.291, Enerfin R\$1.700 e Enercan R\$4.133 (vide nota explicativa nº 14).

9.4. Custos a Reembolsar

O valor de R\$16.486 (R\$10.829 em 31 de dezembro de 2014) refere-se, principalmente, aos contratos de prestação de serviços de operação e manutenção com as investidas Povo Novo e TESB.

9.5. Rede Básica do Sistema Existente - RBSE

O montante de R\$415.022 refere-se ao valor residual dos ativos de transmissão de energia elétrica pertencentes à Rede Básica Existente em 31 de maio de 2000, também denominada RBSE, classificados conforme Resoluções ANEEL nº 166/2000 e nº 167/2000. Nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de

2013, em seu §2º, art. 15º, a União indenizará os ativos de RBSE ainda não depreciados ou amortizados, com expectativa de pagamento em 30 anos, corrigido pelo IPCA.

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

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

Foi concluído em 23 de março de 2015 o Relatório de Avaliação Patrimonial para Indenização da Rede Básica da CEEE-GT, elaborado pela Consultoria American Appraisal. O referido relatório foi entregue na Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em 29 de abril de 2015. Conforme a REN nº 589/13 no artigo 6º, a ANEEL tinha um prazo de 150 dias para validar as informações, sendo 30 dias contados a partir da data de protocolo para manifestar o aceite do laudo de avaliação enviado pela empresa e mais 120 dias a partir do aceite para validação das informações com consequente aferição do valor indenizável.

Conforme Termo de Notificação nº 0015/2016-SFF emitido pela ANEEL em 04 de fevereiro de 2016, obteve-se como montante líquido a ser indenizado o valor de R\$836.283, referente aos bens da RBSE não totalmente depreciados e existentes em 31 de maio de 2000, na data base de 31 de dezembro de 2012. Todavia salienta-se que o montante da base de ativos a ser indenizado, está em fase de contestação pela Companhia e o reconhecimento contábil desse diferencial depende da homologação pela ANEEL do valor final a ser indenizado, bem como da definição de forma e prazo de recebimento pelo Ministério de Minas e Energia.

9.6. Mútuo CEEE-D

Em 21 de maio de 2014, através do Despacho nº 1.585, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu a operação de mútuo entre a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT (mutuante) e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (mutuária) no valor de até R\$150.000 (cento e cinquenta milhões de reais) com regramento contratual de devolução em 24 (vinte e quatro) 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 na 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	Valor
31/12/2015	Parcelas Liberadas até 31/12/2015	300.000
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	42.448
	Saldo a Receber	342.448
NÃO CIRCULANTE		342.448
		342.448

9.7. 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.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Saldo Inicial	-	149.222	-	149.222
Atualização Monetária	-	24.551	-	24.551
Provisão para Perdas	-	(173.773)	-	(173.773)
Saldo Final	-	-	-	-

10. INVESTIMENTOS EM TÍTULOS DO GOVERNO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Investimentos em Títulos do Governo	149.963	475.395	149.963	475.395
Total	149.963	475.395	149.963	475.395

10.1. Descrição

O saldo de R\$149.963 (R\$475.395 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 Eletrobrás.

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

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

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

10.2. Classificação

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

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

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

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

10.3. Forma de Atualização das NTN-Bs

Considerando a categoria de instrumentos financeiros na qual foram classificadas as NTN-Bs, após o reconhecimento inicial, os títulos são medidos pelo valor justo e as mudanças, que não sejam perdas por redução ao valor recuperável, são reconhecidas em outros resultados abrangentes e apresentadas dentro do

patrimônio líquido. Quando há a realização do ativo pela venda, o saldo acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado do exercício. Adicionalmente, os juros calculados usando o método dos juros efetivos são reconhecidos no resultado.

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

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

10.4. Movimentação

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

	CONTROLADORA				
	Ativo	Passivo e Patrimônio Líquido		Resultado	
	Investimentos em Títulos do Governo	Impostos diferidos	Outros resultados abrangentes	Receita (Despesa) financeira	Impostos
Posição em 31/12/2014	475.395	17.045	(28.364)	-	-
Atualização pela taxa efetiva	57.039	-	-	57.039	-
Valorização do valor justo	(35.938)	-	(35.938)	-	-
Venda do ativo financeiro	(324.205)	-	37.853	(37.854)	-
Juros Recebidos	(22.328)	-	-	-	-
Efeito tributário	-	(13.512)	(650)	-	14.162
Posição em 31/12/2015	149.963	3.533	(27.099)	19.185	14.162

11. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

11.1. Base de Cálculo dos Tributos Diferidos

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

11.1.1. Diferenças Temporárias Tributáveis

O valor das diferenças temporárias tributáveis compõe-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Reconhecimento do Custo Atribuído	82.781	96.861	82.781	96.861
Variação do Valor Justo do Ativo Financeiro Disponível para Venda	(41.058)	(42.976)	(41.058)	(42.976)
Exclusão Temporária	51.451	93.107	51.451	93.107
Exclusão Temporária - MP 579/2012 (Renovação das Concessões)	-	65.837	-	65.837
Base de Cálculo do Passivo Fiscal Diferido	93.174	212.829	93.174	212.829
Alíquota Aplicável (IR e CS)	34%	34%	34%	34%
Total do Passivo Fiscal Diferido	31.679	72.362	31.679	72.362

11.1.2. Diferenças Temporárias Dedutíveis e Créditos Fiscais Não Utilizados

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

O CPC 32 (IAS 12) descreve as condições para o reconhecimento do ativo fiscal diferido. Essas condições incluem expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, que comprovam a realização desse crédito fiscal. A Companhia revisa anualmente o estudo técnico de realização do crédito, sendo que o valor do ativo fiscal diferido reconhecido pela CEEE-GT não foi incrementado neste exercício de 2015. O valor do crédito não reconhecido totaliza, em 31 de dezembro de 2015, R\$297.821 (R\$ 315.208 em 31 de dezembro de 2014).

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Provisão Ex-Autárquicos (Lei 3.096/56)	272.597	279.241	272.597	279.241
Provisão para Contingências Trabalhistas	104.260	119.969	104.260	119.969
Provisão para Contingências Fiscais e Cíveis	49.184	54.287	49.184	54.287
Outras Provisões	495	783	495	783
Total das Diferenças Temporárias	426.536	454.280	426.536	454.280
Alíquota IRPJ/CSLL	34%	34%	34%	34%
Total do Crédito Fiscal s/Diferenças Temporárias	145.022	154.455	145.022	154.455
Base Negativa da CSLL	394.294	417.684	394.294	417.684
CSLL Diferida (Alíquota 9%)	35.485	37.592	35.485	37.592
Prejuízos Fiscais do IRPJ	750.833	774.223	750.833	774.223
IRPJ Diferido (Alíquota 25%)	187.708	193.556	187.708	193.556
Total do Crédito Fiscal s/ PF do IRPJ e BN da CSLL	223.193	231.148	223.193	231.148
Crédito Fiscal não Reconhecido.....	(297.821)	(315.208)	(297.821)	(315.208)
Saldo Contábil.....	70.394	70.395	70.394	70.395

11.1.3. Tributos Diferidos Líquidos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Diferenças Temporárias Tributáveis	31.679	72.362	31.679	72.362
Diferenças Temporárias Dedutíveis	(70.394)	(70.395)	(70.394)	(70.395)
Saldo Contábil Líquido.....	(38.715)	1.967	(38.715)	1.967

11.2. Estimativa de Liquidação dos Tributos Diferidos

Conforme preconiza a Instrução CVM nº 371/2002, a análise de realização do valor contábil do ativo diferido é elaborada anualmente pela Companhia, com base em estudo técnico submetido à aprovação pelos órgãos de Administração da Companhia. Esse estudo projeta a expectativa de resultados tributáveis em um período de 10 anos.

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

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Exercício de 2015.....	-	32.616	-	32.616
Exercício de 2016.....	2.134	2.533	2.134	2.533
Exercício de 2017.....	(4)	1.100	(4)	1.100
Exercício de 2018.....	(15.527)	695	(15.527)	695
Exercício de 2019.....	(19.652)	(109)	(19.652)	(109)
Exercício de 2020.....	(15.713)	(34.868)	(15.713)	(34.868)
A partir do Exercício de 2021	10.047	-	10.047	-
Total	(38.715)	1.967	(38.715)	1.967

12. DEPÓSITOS JUDICIAIS

O valor de R\$48.835 (R\$49.570 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a depósitos judiciais dos processos de natureza trabalhista e cível que não possuem perda provável. Os demais depósitos judiciais estão apresentados de forma dedutiva, retificando o saldo das Provisões para Contingências Passivas a que se referem. (Vide nota explicativa nº 24).

13. ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Composição dos saldos do Ativo Financeiro da Concessão de Transmissão:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Circulante	50.549	14.644	58.873	18.712
Não Circulante	103.276	193.302	357.203	332.976
Total	153.825	207.946	416.076	351.688

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

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

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

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

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

Em 31 de dezembro de 2015, o valor de R\$245.797, é composto por R\$50.549, referente aos bens vinculados ao Contrato de Concessão nº 080/2002 e por R\$195.248, referente aos bens das obras em curso pertencentes às instalações abrangidas no Contrato de Concessão nº 055/2001 e seu Primeiro Aditivo. O registro é demonstrado por seu valor líquido, deduzido da perda por valor recuperável para aquelas obras em curso que ainda não possuem Resolução Autorizativa emitida pela ANEEL, uma vez que ainda não há homologação de receita para indenização destes investimentos em andamento.

13.1. Movimento do Ativo Financeiro da Concessão

	CONSOLIDADO			
	Contrato 055/2001	Contrato 080/2002	Contrato 001/2011 TESB	Total
Saldo em 31 de Dezembro de 2014	158.489	49.457	143.742	351.688
(+) Receita de Construção (Adições).....	42.151	-	111.194	153.345
(+) Receita Financeira.....	2.942	15.075	7.314	25.331
(-) Reclassificação de Escopo.....	(91.970)	-	-	(91.970)
(-) Perda de Valor recuperável.....	(3.890)	-	-	(3.890)
(-) Amortização do período.....	(2.942)	(15.486)	-	(18.428)
Saldo em 31 de Dezembro de 2015	104.780	49.046	262.250	416.076
Em 31 de Dezembro de 2015 - Circulante	35.304	15.246	8.323	58.873
Em 31 de Dezembro de 2015 - Não Circulante	69.476	33.800	253.927	357.203

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

13.2. Vinculação dos Bens à Concessão

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

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

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

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

13.4. Valor Recuperável dos Ativos da Concessão

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

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

- I. As atividades desenvolvidas são suportadas por um contrato de concessão que tem como objetivo, dentre outros, assegurar o equilíbrio econômico e financeiro da Concessão;
- II. As tarifas devem cobrir os custos necessários ao desenvolvimento das atividades, desde que assegurado o adequado nível de eficiência e a acuracidade das informações contábeis e financeiras;
- III. Custos extraordinários e relevantes e eventuais desajustes econômicos serão objeto de revisão tarifária;

- IV. O contrato de concessão ou permissão é de longo prazo, o que viabiliza melhor planejamento das atividades;
- V. As taxas de depreciação estão em conformidade com o que determina o órgão regulador, levando em consideração a vida útil econômica e estimada dos bens;
- VI. Ao término da concessão, os bens retornarão à União, sendo a Companhia devidamente indenizada pelo valor residual desses bens, determinado conforme normas específicas estabelecidas pela legislação aplicável.

13.5. Indenização Rede Básica - Novos Investimentos - RBNI

O montante de R\$222.634 em 31 de dezembro de 2014 no ativo circulante refere-se à indenização dos empreendimentos autorizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL após 31 de maio de 2000, denominados de Rede Básica de Novos Investimentos – RBNI, para o contrato de concessão nº 055/2001, conforme estabelecido pela Medida Provisória nº 579, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013. O valor de indenização foi divulgado através do Anexo II da Portaria Interministerial nº 580, de 1º de novembro de 2012, cujo recebimento será realizado em trinta e uma (31) parcelas mensais, corrigidas por IPCA mais WACC (*weighted average cost of capital*) de 5,59% real ao ano, segundo o que estabelece o Artigo 4º da referida Portaria Interministerial.

14. INVESTIMENTOS

14.1. Composição

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Participações societárias permanentes				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial	645.842	605.417	590.913	558.233
Avaliadas pelo método de custo	2.724	2.724	2.724	2.724
	<u>648.566</u>	<u>608.141</u>	<u>593.637</u>	<u>560.957</u>

14.2. Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Método de Equivalência Patrimonial

Os investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial da CEEE-GT estão classificados nos seguintes seguimentos de negócio:

Hídrico	Transmissão	Eólico
CERAN	TESB	Ventos de Curupira
Jaguari	FOTE	Ventos de Povo Novo
Chapecoense	TSLE	Ventos de Vera Cruz
ENERCAN	TPAE	Palmares
	Etau	Ventos da Lagoa
		Ventos do Litoral
		Ventos do Sul
		Ventos dos Índios

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

	31/12/2015		31/12/2014	
	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)
Controladas				
TESB	60.000	90,40%	24.515	88,49%
Ventos de Curupira	10	99,99%	10.000	99,99%
Ventos de Povo Novo	10	99,99%	10.000	99,99%
Ventos de Vera Cruz	10	99,99%	10.000	99,99%
Coligadas				
FOTE	23.215	49,00%	10	49,00%
TSLE	280.000	49,00%	34.010	49,00%
Ceran	510.000	30,00%	510.000	30,00%
TPAE	20.350	20,00%	20.350	20,00%
Jaguari	17.680	10,50%	17.680	10,50%
Etau	34.895	10,00%	34.895	10,00%
Palmares	114.116	10,00%	114.116	10,00%
Ventos da Lagoa	88.701	10,00%	88.701	10,00%
Ventos do Litoral	102.901	10,00%	102.901	10,00%
Ventos do Sul	140.964	10,00%	140.964	10,00%
Ventos dos Índios	63.641	10,00%	-	-
Chapecoense	714.509	9,00%	714.509	9,00%
Enercan	388.787	6,51%	388.787	6,51%

14.3 Controladas

14.3.1. Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB

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

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

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

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

Em julho de 2012, em virtude da subscrição do capital a ser integralizado, as sócias Procable Energia e Telecomunicações S.A., detentora de 40% das quotas e a sócia Zhejiang Isigma United Engeneering CO Ltda detentora de 40% das quotas, cederam e transferiram cada uma 3%, totalizando 6% de cessão e transferência de cotas de capital subscrito e não integralizado para a sócia Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, passando para a seguinte composição acionária: Procable Energia e

Telecomunicações S.A. – 37%, Zhejiang Insignia United Engineering CO Ltda – 37% e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT – 26%.

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

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

- a sócia Procable Energia e Telecomunicações S.A. cedeu e transferiu gratuitamente 9,2% das cotas, correspondendo a 5.520.000 cotas. As cotas cedidas pela sócia Procable correspondem a 1.830.000 cotas de capital integralizado e 3.690.000 cotas de capital não integralizado.
- a sócia Zhejiang Insignia United Engineering CO Ltda cedeu e transferiu 28,2% das cotas, correspondendo a 16.920.000 cotas, gerando uma contrapartida de R\$16.920 cujo pagamento se dará mediante condições estabelecidas em Termo de Compromisso a ser firmado entre as partes (vide nota explicativa nº 24.4).

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

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

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

Em 2014 a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu através da Resolução Autorizativa nº 4.495 de 21 de janeiro a transferência do Controle Acionário da TESB para CEEE-GT. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é 90,4% do capital social subscrito.

14.3.2. Complexo Eólico Povo Novo

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

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

- Consórcio Curupira formado pela CGE Curupira Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Curupira cuja potencia instalada é de 25MW;
- Consórcio Povo Novo formado pela CGE Povo Novo Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Povo Novo cuja potencia instalada é de 7,5MW;
- Consórcio Fazenda Vera Cruz formado pela CGE Fazenda Vera Cruz Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Vera Cruz cuja potencia instalada é de 22,5MW;

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

Em 26 de fevereiro de 2014 foram constituídas a Ventos de Povo Novo S.A, Ventos de Curupira S.A e Ventos de Vera Cruz S.A cujo capital social subscrito em cada empresa foi de R\$10 representado por 10.000 (dez mil) ações ordinárias nominativas. Os principais grupos do ativo, passivo e resultado das controladas em 31 de dezembro de 2015, conforme demonstrados a seguir, são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas da CEEE-GT.

31/12/2015				
	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Balanco Patrimonial				
Ativo				
Caixa e Equivalentes de Caixa	751	780	580	50
Outros Ativos Circulantes	8.375	8	10	5
Ativo Não Circulante	296.258	62.876	24.666	56.469
	305.384	63.664	25.256	56.524
Passivo e Patrimônio Líquido				
Financiamentos e Empréstimos (curto prazo)	-	-	-	-
Outros Passivos Circulantes	56.302	23.926	11.220	18.010
Outros Passivos Não Circulantes	187.665	241	29	174
Patrimônio Líquido	61.417	39.497	14.007	38.340
	305.384	63.664	25.256	56.524
Demonstração do Resultado				
	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Receita Operacional Líquida	118.508	-	-	-
Custo de Operação	(111.194)	-	-	-
Lucro Bruto	7.314	-	-	-
Despesas Operacionais	(520)	(292)	(111)	(251)
Resultado Financeiro	(1.652)	49	24	30
Lucro Antes dos Impostos	5.142	(243)	(87)	(221)
Impostos sobre o Lucro	(6.897)	(58)	(16)	(50)
Lucro líquido	(1.755)	(301)	(103)	(271)

14.4. Coligadas

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

14.4.3. Companhia Energética Rio das Antas – CERAN

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

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

14.4.4. Transmissora Porto Alegrense Ltda - TPAE

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

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

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

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

14.4.5 Jaguari Energética S.A

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

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

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

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

A investida foi ressalvada no relatório de seus auditores independentes por não registrar em suas Demonstrações Financeiras em 31/12/2015, os efeitos do reconhecimento de provisão para perdas dos saldos de aplicações financeiras junto ao Banco Santos.

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

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

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

14.4.7. Parques Eólicos Palmares S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Parques Eólicos Palmares S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$13.563 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2015 R\$890.

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

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

14.4.8. Ventos da Lagoa Energia S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos da Lagoa Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$10.531 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2015 R\$687.

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

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

14.4.9. Ventos do Litoral Energia S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos do Litoral Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nestas sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$11.516 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2015 R\$507.

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

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

14.4.10. Ventos do Sul Energia S.A

Em 15 de dezembro de 2014 a CEEE-GT assinou com a Enerfin Enervento Exterior S.L o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos do Sul S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$35.000 em 15 de dezembro de 2014. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2015 R\$18.174.

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

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

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

	31/12/2015
Contraprestação Efetivamente Transferida	35.000
Valor justo líquido reconhecido de ativos identificáveis e de passivos da entidade	168.264
Ativos Circulantes	80.879
Ativos não Circulantes	422.459
Passivos Circulantes	(98.623)
Passivos não Circulantes	(236.451)
Valor justo líquido (Participação de 10%)	(16.826)
Ágio por expectativa de rentabilidade futura (<i>goodwill</i>)	18.174

14.4.10. Ventos dos Índios Energia S.A

Em 30 de junho de 2015 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos dos Índios Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$7.243.

A empresa é composta por dois parques eólicos situados no município de Osório/RS, denominados Parque dos Índios 2 e Parque dos Índios 3, com capacidade total de geração de 52,9MW.

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

14.4.11 Chapecoense Geração S.A

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

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

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

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

A investida foi ressalvada no relatório de seus auditores independentes por não registrar em suas Demonstrações Financeiras em 31/12/2015, os efeitos da obrigação do direito de exploração (concessão onerosa), denominado Uso do Bem Público - UBP.

14.4.12. Campos Novos Energia S/A – ENERCAN

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

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

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

14.5. Informações Financeiras das Investidas

	31/12/2015					
	Capital social	Patrimônio líquido publicado	Ajustes ressalvados pelo auditor	Patrimônio líquido ajustado	Lucro (prejuízo) publicado	Ajustes ressalvados pelo auditor
Controladas						
TESB	60.000	61.417	-	61.417	(1.755)	-
Ventos de Curupira	10	(261)	-	(261)	(301)	-
Ventos de Povo Novo	10	(97)	-	(90)	(103)	-
Ventos de Vera Cruz	10	(242)	-	(241)	(272)	-
Coligadas						
FOTE	23.215	49.873	-	49.873	(53)	-
Transmissora Sul Litorânea de Energia - TSLE	280.000	264.197	-	264.197	(19.026)	-
Ceran	470.875	669.348	-	669.348	74.258	-
Transmissora Porto Alegrense de Energia - TPAE	20.350	18.236	-	18.236	(259)	-
Jaguari	17.680	12.880	(4.255)	8.625	(3.234)	-
Etau	34.895	89.860	-	89.860	20.266	-
Palmares	114.116	141.807	-	141.807	8.651	-
Ventos da Lagoa	88.701	102.457	-	102.457	3.991	-
Ventos do Litoral	102.901	113.071	-	113.071	3.040	-
Ventos do Sul	140.964	153.383	-	153.383	9.784	-
Ventos dos Índios	63.641	96.629	-	96.629	20.617	-
Chapecoense	714.509	1.222.502	(183.751)	1.038.751	234.608	(51.442)
Enercan	388.787	1.013.645	(55.596)	958.049	151.068	3.432

As investidas foram ressalvadas no relatório de seus auditores independentes por não registrarem em suas Demonstrações Financeiras Intermediárias em 31/12/2015, os efeitos de:

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

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

14.6. Movimentação dos investimentos

	CONTROLADORA				
	Saldos em 31/12/2014	Aumento de Capital	Ganho (perda)	Equivalência Patrimonial	Dividendos
Controladas					
TESB	47.100	9.947	-	(1.526)	-
Ventos de Curupira	41	-	-	(301)	-
Ventos de Povo Novo	14	-	-	(103)	-
Ventos de Vera Cruz	31	-	-	(271)	-
Coligadas					
FOTE	13.153	-	(1.750)	(26)	-
Transmissora Sul Litorânea de Energia - TSLE	138.779	-	-	(9.302)	-
Ceran	183.817	-	-	22.277	(5.290)
Transmissora Porto Alegrense de Energia - TP AE	3.698	-	-	(53)	-
Jaguari	1.246	-	-	(340)	-
Etau	8.445	-	-	2.027	(1.486)
Palmares	14.178	-	-	865	(862)
Ventos da Lagoa	10.256	-	-	399	(409)
Ventos do Litoral	11.235	-	-	304	(297)
Ventos do Sul	16.468	-	-	1.056	(2.185)
Ventos dos Índios	-	7.243	1.934	485	-
Chapecoense	82.018	-	-	16.485	(5.014)
Enercan	54.680	-	-	10.064	(2.337)
Ágio Parques Eólicos	2.084	-	-	(1.110)	-
Ágio Ventos do Sul	18.174	-	-	-	-
	605.417	17.190	(926)	40.931	(17.880)

14.7. Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Custo

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL	2.160	2.160	2.160	2.160
Piratini Energia S.A.	10	10	10	10
Outros Investimentos Avaliados pelo Custo	908	908	908	908
(-) Provisão Desvalorização Outros Investimentos	(354)	(354)	(354)	(354)
	2.724	2.724	2.724	2.724

14.7.1. Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL

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

14.7.2. Piratini Energia S/A

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

14.8. Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Complexo Eólico Povo Novo.....	92.437	34.911	-	-
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A - TSLE	72.012	52.362	72.012	52.362
FOTE.....	12.498	-	12.498	-
TESB	185.479	-	-	-
	<u>362.426</u>	<u>87.273</u>	<u>84.510</u>	<u>52.362</u>

Os valores de aportes realizados no período de janeiro a dezembro de 2015, na empresa TESB, totaliza o montante de R\$185.479 sendo R\$57.378 relativos aos montantes transferidos a título de Aporte e R\$128.101 referentes à dação em pagamento das NTN's, utilizadas para a quitação do empréstimo contraído pela SPE com o Banco Goldman Sachs.

15. IMOBILIZADO

	CONTROLADORA					
	31/12/2014	Adições	Baixas	Transferências	Outros	31/12/2015
Custo						
Barragens.....	783.229	-	(134)	3.321	-	786.416
Terrenos.....	16.300	-	-	923	-	17.223
Edificações.....	120.401	-	(4.515)	2.880	-	118.766
Máquinas e Equipamentos.....	666.109	-	(235.898)	160.986	(152)	591.045
Veículos.....	12.944	-	(211)	1.036	(49)	13.720
Móveis e Utensílios.....	4.401	-	(115)	85	-	4.371
	<u>1.603.384</u>	<u>-</u>	<u>(240.873)</u>	<u>169.231</u>	<u>(201)</u>	<u>1.531.541</u>
Depreciação						
Barragens.....	(647.110)	(11.180)	118	-	-	(658.172)
Edificações.....	(106.029)	(3.360)	4.453	-	-	(104.936)
Máquinas e Equipamentos.....	(561.120)	(11.518)	215.034	-	-	(357.604)
Veículos.....	(12.428)	(102)	214	-	-	(12.316)
Móveis e Utensílios.....	(3.745)	(72)	106	-	-	(3.711)
	<u>(1.330.432)</u>	<u>(26.232)</u>	<u>219.925</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(1.136.739)</u>
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)						
Fora do Escopo da Concessionária.....	19.090	-	-	-	41	19.131
Depreciação.....	(18.343)	(135)	-	-	11	(18.467)
	<u>747</u>	<u>(135)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>52</u>	<u>664</u>
Total do Imobilizado em Serviço	<u>273.699</u>	<u>(26.367)</u>	<u>(20.948)</u>	<u>169.231</u>	<u>(149)</u>	<u>395.466</u>
Total do Imobilizado em Curso	<u>74.061</u>	<u>114.856</u>	<u>(50.654)</u>	<u>(169.231)</u>	<u>82.628</u>	<u>51.660</u>
Total do Ativo Imobilizado	<u>347.760</u>	<u>88.489</u>	<u>(71.602)</u>	<u>-</u>	<u>82.479</u>	<u>447.126</u>

	CONSOLIDADO					31/12/2015
	31/12/2014	Adições	Baixas	Transferências	Outros	
Custo						
Barragens.....	783.229	-	(134)	3.321	-	786.416
Terrenos.....	16.300	-	-	923	-	17.223
Edificações.....	120.401	-	(4.515)	2.880	-	118.766
Máquinas e Equipamentos.....	666.109	-	(235.898)	160.986	(152)	591.045
Veículos.....	12.944	-	(211)	1.036	(49)	13.720
Móveis e Utensílios.....	4.401	-	(115)	85	-	4.371
	1.603.384	-	(240.873)	169.231	(201)	1.531.541
Depreciação						
Barragens.....	(647.110)	(11.180)	118	-	-	(658.172)
Edificações.....	(106.029)	(3.360)	4.453	-	-	(104.936)
Máquinas e Equipamentos.....	(561.120)	(11.518)	215.034	-	-	(357.604)
Veículos.....	(12.428)	(102)	214	-	-	(12.316)
Móveis e Utensílios.....	(3.745)	(72)	106	-	-	(3.711)
	(1.330.432)	(26.232)	219.925	-	-	(1.136.739)
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)						
Fora do Escopo da Concessionária.....	19.090	-	-	-	41	19.131
Depreciação.....	(18.343)	(135)	-	-	11	(18.467)
	747	(135)	-	-	52	664
Total do Imobilizado em Serviço	273.699	(26.367)	(20.948)	169.231	(149)	395.466
Total do Imobilizado em Curso	102.247	230.681	(50.654)	(169.231)	82.628	195.671
Total do Ativo Imobilizado	375.946	204.314	(71.602)	-	82.479	591.137

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

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

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

- **Custo Atribuído (*Deemed Cost*)**

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

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

- **Renovação do contrato de Concessão 025/2000**

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

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

Na sequência, em 30/11/2012, o Decreto Nº 7.850, em seu art. 2º, determinou que, até 31 de dezembro de 2013 as informações complementares para mensuração da indenização, excetuados o projeto básico dos empreendimentos de Geração das usinas renovadas, fossem encaminhadas à ANEEL para identificação do valor indenizável daqueles bens ainda não depreciados ou amortizados. Como forma de atendimento a esse dispositivo legal, a Companhia protocolou junto à Agência Nacional de Energia Elétrica, no prazo estipulado, correspondência relatando a existência de investimentos após o projeto básico pendentes de indenização. Ainda nessa esteira, em 19 de dezembro de 2013, a ANEEL publicou a Resolução Normativa Nº 596, a qual estabeleceu os critérios e procedimentos para o cálculo da parcela de investimentos relacionados aos bens reversíveis, ainda não depreciados ou não amortizados de que trata o art. 2º do Decreto Nº 7.850/2012. A ANEEL reconheceu esses investimentos no processo tarifário da Companhia a partir da Resolução Homologatória nº 1.924, de 28 de julho de 2015 que reajustou a Receita Anual de Geração – RAG associada às Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência das usinas hidrelétricas prorrogadas da CEEE-GT, nos termos da Lei nº 12.783/2013.

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

16. INTANGÍVEL

	CONTROLADORA
Custo	
Saldo em 31 de dezembro 2014	5.424
Transferências (AIC-AIS).....	983
Aquisições.....	992
Baixas.....	(1.101)
Outros.....	(349)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	5.949
Amortização e perdas por redução do valor recuperável	
Saldo em 31 de dezembro 2014	(1.314)
Amortização do período.....	(47)
Baixas.....	118
Saldo em 31 de dezembro de 2014	(1.243)
Em 31 de dezembro de 2014	4.110
Saldo em 31 de dezembro de 2015	4.706

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

17. FORNECEDORES

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Encargos de Uso da Rede	5.595	4.724	5.595	4.724
Energia Elétrica Comprada para Revenda	12.384	61.319	12.384	61.319
Materiais e Serviços	31.727	15.421	130.322	18.127
Retenção Contratual	33.519	44.049	33.519	44.049
Total	83.225	125.513	181.820	128.219

18. OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Provisão para Férias, 13º Salário, Gratificações e Encargos Sociais	21.538	21.733	21.556	21.733
Retenções sobre a Folha de Pagamento	8.593	8.536	8.593	8.553
Prêmio Assiduidade	495	78	495	78
Total	30.626	30.347	30.644	30.364

O valor de R\$8.593 (R\$8.536 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:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	-	5	-	5
Contribuição ao Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	3.884	3.545	4.412	3.545
Contribuição p/Financiamento da Seguridade Social - COFINS	6.394	2.301	6.394	2.301
Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS / PASEP	1.363	499	1.363	499
Parcelamento PIS/COFINS - RFB	908	-	908	-
Contribuição ao Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	1.598	1.532	1.598	1.532
Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social	18.294	188	24.852	188
Outros	524	1.416	2.400	2.754
Total	32.965	9.486	41.927	10.824
NÃO CIRCULANTE				
Parcelamento PIS/COFINS - RFB	3.330	-	3.330	-
Total	3.330	-	3.330	-

19.1. Parcelamento PIS/COFINS - RFB

O valor de R\$881 no passivo circulante e R\$3.447 no passivo não circulante referem-se aos parcelamentos, junto à Receita Federal do Brasil, dos processos administrativos nº 11080-725.321/2011-55 e 11080-725-363/2011-96. O montante acordado na data de adesão era de R\$ 4.401 e será pago em 60 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidada 4(quatro) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente:

Data do Evento	Histórico	Valor
16/09/2015	Parcelamento PIS/COFINS - RFB	4.401
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	135
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(298)
	Saldo a Pagar	4.238
CIRCULANTE		908
NÃO CIRCULANTE		3.330
Total		4.238

20. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES

Os saldos compõem-se de:

20.1. Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações – Controladora

CONTROLADORA								
31/12/2015								
CREDOR	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
MOEDA NACIONAL								
ELETRÓBRÁS	RGR	5% a 7%	2017	02	-	4.161	-	4.161
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	5.436	63.601	69.037
TOTAL MOEDA NACIONAL					-	9.597	63.601	73.198
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD.....	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	-	-	161.218	161.218
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	-	-	48.494	48.494
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					-	-	209.712	209.712
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					-	9.597	273.313	282.910
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					-	9.597	273.313	282.910

CONTROLADORA								
31/12/2015								
CREDOR	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - FIDC V	CDI	0,95%+CDI ou 109% do CDI	2017	04	-	19.650	8.940	28.590
TOTAL OUTRAS CAPTAÇÕES					-	19.650	8.940	28.590
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES					-	29.247	282.253	311.500

CONTROLADORA								
31/12/2014								
CREDOR	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
MOEDA NACIONAL								
ELETRÓBRÁS	RGR	5% a 7%	2017	02	-	8.322	4.161	12.483
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	-	58.320	58.320
Notas Promissórias Banco ABC S.A.	CDI	Taxa DI + spread 1,90%	2015	03	108	65.620	-	65.728
TOTAL MOEDA NACIONAL					108	73.942	62.481	136.531
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD.....	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	-	-	96.067	96.067
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	-	-	14.787	14.787
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					-	-	110.854	110.854
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					108	73.942	173.335	247.385
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					108	73.942	173.335	247.385

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

Códigos das Garantias e/ou Finanças

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

20.2. Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações – Consolidado

CONSOLIDADO 31/12/2015								
C R E D O R	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
MOEDA NACIONAL								
ELETROBRÁS	RGR	5% a 7%	2017	02	-	4.161	-	4.161
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	5.436	63.601	69.037
TOTAL MOEDA NACIONAL					-	9.597	63.601	73.198
MOEDA ESTRANGEIRA								
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD.....	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	-	-	161.218	161.218
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	-	-	48.494	48.494
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					-	-	209.712	209.712
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					-	9.597	273.313	282.910
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					-	9.597	273.313	282.910

CONSOLIDADO 31/12/2015								
C R E D O R	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total
						Circulante	Não Circulante	
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - FIDC V	CDI	0,95%+CDI ou 109% do CDI	2017	04	-	19.650	8.940	28.590
TOTAL OUTRAS CAPTAÇÕES					-	19.650	8.940	28.590
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES					-	29.247	282.253	311.500

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

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

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

20.3. Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC V

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

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

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

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

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

Durante o prazo de execução do projeto, os contratos prevêem o monitoramento da margem EBITDA da Companhia. Na hipótese da margem EBITDA se mostrar inferior aos limites originalmente previstos a CEEE-GT deve apresentar um plano de ação às instituições financeiras, identificando as causas dos desvios, as medidas de gestão ou as medidas financeiras a serem adotadas e seu respectivo cronograma. A Companhia encaminhou o seu 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\$12.419 que corresponde à R\$35.651 referente ao BID e US\$41.287 que corresponde à R\$97.345 referente ao AFD.

20.5. BNDES

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

O valor do financiamento concedido é de R\$236.340, sendo que o total liberado até 31 de dezembro de 2015 foi de R\$68.950.

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

20.6. Notas Promissórias Banco ABC S.A

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

Todo o montante foi liberado em novembro de 2014 para utilização como aporte no empreendimento Complexo Eólico Povo Novo. Em garantia das notas promissórias, a CEEE-GT cedeu os direitos creditórios de Notas do Tesouro Nacional – Série B – NTN –B de titularidade da emissora em montante suficiente para perfazer 100% do montante total da emissão acrescido da remuneração conforme termos e condições em instrumento particular. Em novembro de 2015 o financiamento foi liquidado.

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

Em 25 de junho de 2013 foi emitida a cédula de crédito bancário no valor de R\$120.000, cujo objetivo era financiar a infraestrutura da Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda. - TESB. O montante foi pago em apenas uma parcela em junho de 2015, a remuneração do empréstimo foi de 100% do CDI, acrescido de juros de 2,5% ao ano.

20.8. Cronograma das Parcelas de Longo Prazo

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
PRINCIPAL				
2016	-	10.663	-	10.663
2017	11.432	16.985	11.432	16.985
2018	8.108	3.110	8.108	3.110
2019	9.119	3.511	9.119	3.511
Após 2019	253.594	162.482	253.594	162.482
	282.253	196.751	282.253	196.751

20.9. Composição do Saldo da Dívida por Indexador

Demonstrativo de Composição do Saldo da Dívida por Indexador:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
MOEDA / INDEXADOR				
Dólar US\$.....	74,30%	56,34%	74,30%	56,34%
TJLP	22,53%	29,64%	22,53%	29,64%
RGR *	-	2,11%	-	2,11%
CDI	3,17%	11,91%	3,17%	11,91%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

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

21. PROVISÃO PARA BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

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

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

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

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP	351	352	351	352
Contribuição Patrocinadora - Plano Único.....	34 3.638	4.074	3.638	4.074
Contribuição Patrocinadora - CEEEPREV.....	34 12.245	10.898	12.245	10.898
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA	44.246	45.699	44.246	45.699
	<u>60.480</u>	<u>61.023</u>	<u>60.480</u>	<u>61.023</u>
NÃO CIRCULANTE				
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP.....	1.606	1.786	1.606	1.786
Provisão Plano Único	66.707	24.816	66.707	24.816
Contrato 1254/95 - Plano Único	34 36.113	36.113	36.113	36.113
Provisão Plano CEEEPREV	232.892	217.901	232.892	217.901
Contrato 1254/95 - CEEEPREV	34 38.702	38.702	38.702	38.702
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA	228.351	243.533	228.351	243.533
	<u>604.371</u>	<u>562.851</u>	<u>604.371</u>	<u>562.851</u>
Total	<u>664.851</u>	<u>623.874</u>	<u>664.851</u>	<u>623.874</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 Constitucional, em conformidade com toda a legislação infraconstitucional de regência, e, com fundamento nas normas administrativas previdenciárias do Brasil, a Companhia, na condição de patrocinadora de Plano de Benefício Definido para seus funcionários – Plano Único decidiu reconhecer os eventuais déficits atuariais na forma paritária.

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

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

O déficit do Plano Único não reconhecido referente à premissa da paridade perfaz R\$106.458, sendo que, no entendimento da administração, um resultado atuarial deficitário apurado para efeito de *accounting* (cálculo atuarial da patrocinadora) não acarreta necessariamente impacto real e prático na gestão patrimonial-financeira do Plano, na medida em que a Companhia só será acionada para contribuir no equacionamento do déficit quando o mesmo se apresenta pelas regras do *funding* (cálculo atuarial pelas regras da previdência nacional).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

PREMISSAS ATUARIAIS ADOTADAS	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD
Taxa para desconto da obrigação atuarial	7,32% a.a.	7,32% a.a.	7,32% a.a.	7,32% a.a.
Taxa de retorno esperado dos ativos - taxa real	7,32% a.a.	7,32% a.a.	7,32% a.a.	7,32% a.a.
Taxa crescimento salarial futuro - taxa real	2,01% a.a.	N/A	N/A	2,01% a.a.
Expectativa de Inflação	6,87% a.a.	6,87% a.a.	6,87% a.a.	6,87% a.a.
Fator de capacidade dos Salários	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Fator de capacidade dos Benefícios do Plano	96,71%	100,00%	100,00%	96,71%
Tábua de Mortalidade Geral	AT-83 male	UP-94 male	UP-94 male	AT-2000 male
Tábua de Mortalidade dos Inválidos	AT-49 male	N/A	N/A	AT-83 male
Tábua de Entrada em Invalidez	Light-Média	N/A	N/A	Light-Média
Tábua de Rotatividade	N/A	N/A	N/A	N/A
Composição Familiar	Hx Fundação CEEE	N/A	N/A	Hx Fundação CEEE

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

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

21.6. Resultado da Avaliação Atuarial

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

	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR PRESENTE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL										
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(908.633)	(2.138)	(289.231)	(1.373.687)	(2.573.689)	(838.642)	(6.182)	(335.749)	(1.157.614)	(2.338.187)
Custo do serviço corrente	(729)	-	-	(8.812)	(9.541)	(814)	-	-	(5.502)	(6.316)
Custo de juros	(105.902)	(261)	(34.335)	(173.374)	(313.872)	(95.351)	(731)	(39.008)	(142.719)	(277.809)
Custo do serviço passado - efeito alteração ou redução do plano	-	-	-	-	-	-	-	-	(36.999)	(36.999)
Ganho / (perda) atuarial	(53.152)	171	1.538	78.058	26.615	(64.974)	4.439	36.021	(125.355)	(149.869)
Benefícios pagos pelo plano	100.168	271	49.430	104.241	254.110	91.148	336	49.505	94.502	235.491
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(968.248)	(1.957)	(272.598)	(1.373.574)	(2.616.377)	(908.633)	(2.138)	(289.231)	(1.373.687)	(2.573.689)
ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO										
2015										
Plano Único		CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
(755.338)	-	-	-	(1.091.024)	(1.846.362)	(778.632)	-	-	(1.107.577)	(1.886.209)
(212.910)	(1.957)	(272.598)	(282.550)	(770.015)	(2.616.377)	(130.001)	(2.138)	(289.231)	(266.110)	(687.480)
(968.248)	(1.957)	(272.598)	(1.373.574)	(2.616.377)	(2.616.377)	(908.633)	(2.138)	(289.231)	(1.373.687)	(2.573.689)
Parcialmente coberto	Sem cobertura	Sem cobertura	Parcialmente coberto	Parcialmente coberto		Parcialmente coberto	Sem cobertura	Sem cobertura	Parcialmente coberto	
2014										
Plano Único		CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
778.632	-	-	-	1.107.577	1.886.209	716.508	-	-	1.005.335	1.721.843
92.404	-	-	-	139.689	232.093	80.180	-	-	124.253	204.433
(38.252)	-	-	-	(75.502)	(113.754)	47.261	-	-	54.996	102.257
21.322	271	49.430	21.917	92.940	254.110	24.405	336	49.505	16.008	90.254
1.400	-	-	1.584	2.984	2.984	1.426	-	-	1.487	2.913
(100.168)	(271)	(49.430)	(104.241)	(254.110)	(254.110)	(91.148)	(336)	(49.505)	(94.502)	(235.491)
755.338	-	-	1.091.024	1.846.362	1.846.362	778.632	-	-	1.107.577	1.886.209
CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS										
2015										
Plano Único		CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
778.632	-	-	-	1.107.577	1.886.209	716.508	-	-	1.005.335	1.721.843
92.404	-	-	-	139.689	232.093	80.180	-	-	124.253	204.433
(38.252)	-	-	-	(75.502)	(113.754)	47.261	-	-	54.996	102.257
21.322	271	49.430	21.917	92.940	254.110	24.405	336	49.505	16.008	90.254
1.400	-	-	1.584	2.984	2.984	1.426	-	-	1.487	2.913
(100.168)	(271)	(49.430)	(104.241)	(254.110)	(254.110)	(91.148)	(336)	(49.505)	(94.502)	(235.491)
755.338	-	-	1.091.024	1.846.362	1.846.362	778.632	-	-	1.107.577	1.886.209

21.6. Resultado da Avaliação Atuarial (continuação)

	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
CONCILIAÇÃO DOS ATIVOS E PASSIVOS										
RECONHECIDOS NO BALANÇO										
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura / (déficit)	212.913	1.957	272.598	282.550	770.018	130.001	2.138	289.231	266.110	687.480
Montante não reconhecido como ativo / (passivo)	(106.456)	-	-	-	(106.456)	(65.000)	-	-	-	(65.000)
Custo do serviço passado não contabilizado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganho / (perda) atuarial não reconhecidos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo / (Ativo) Atuarial líquido reconhecido no final do exercício	106.457	1.957	272.598	282.550	663.562	65.001	2.138	289.231	266.110	622.480
Ajuste do Passivo Atuarial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo reconhecido na patrocinadora	106.457	1.957	272.598	282.550	663.562	65.001	2.138	289.231	266.110	622.480
MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO (ATIVO) LÍQUIDO RECONHECIDO NO BALANÇO										
(Passivo) Ativo reconhecido no início do exercício	(65.001)	(2.138)	(289.231)	(266.110)	(622.480)	(61.067)	(5.182)	(335.749)	(152.278)	(555.276)
Pagamentos para o plano líquido de administração	21.322	271	49.430	21.917	92.940	24.405	336	49.505	16.008	90.254
Total das remensurações, reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes	(57.064)	171	1.538	2.557	(52.798)	(21.773)	4.439	36.021	(70.359)	(51.672)
Provisão para planos de benefícios e outros benefícios pós-emprego	(5.714)	(261)	(34.335)	(40.913)	(81.223)	(6.566)	(731)	(39.008)	(59.481)	(105.786)
Passivo referente ao Benefício Definido	(106.457)	(1.957)	(272.598)	(282.549)	(663.561)	(65.001)	(2.138)	(289.231)	(266.110)	(622.480)
Parcela referente a Contribuição Definida	-	-	-	(1.290)	(1.290)	-	-	(1.394)	(1.394)	(1.394)
Passivo reconhecido no final do exercício (BD + CD)	(106.457)	(1.957)	(272.598)	(283.839)	(664.851)	(65.001)	(2.138)	(289.231)	(267.504)	(623.874)
COMPOSIÇÃO DA DESPESA DO EXERCÍCIO										
Custo do serviço corrente	364	-	-	8.813	9.177	272	-	-	6.036	6.308
Contribuições dos participantes	(1.400)	-	-	(1.584)	(2.984)	(1.476)	-	-	(1.693)	(3.169)
Custo de juros	52.951	261	37.334	173.374	263.920	63.410	270	35.890	194.344	293.914
Retorno esperado dos ativos do plano	(46.202)	-	-	(139.689)	(185.891)	(49.490)	-	-	(154.466)	(203.956)
Amortização de serviço passado (efeito de alteração do plano)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total da despesa do exercício	5.713	261	37.334	40.914	84.222	12.716	270	35.890	44.221	93.097
AJUSTES EM RESULTADOS ABRANGENTES										
Ganho/(perda) acumulado até o exercício anterior	(160.415)	(1.441)	(48.460)	8.704	(201.612)	(138.642)	(5.880)	(84.481)	79.063	(149.940)
Ganho/(perda) do exercício atual de responsabilidade da patrocinadora	(57.064)	171	1.538	2.557	(52.798)	(21.773)	4.439	36.021	(70.359)	(51.672)
Ganho/(perda) total reconhecido ao final do exercício seguinte	(217.479)	(1.270)	(46.922)	11.261	(254.410)	(160.415)	(1.441)	(48.460)	8.704	(201.612)

21.6. Resultado da Avaliação Atuarial (continuação)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISSAS DO PLANO (Impacto nas obrigações)	2015							
	Plano Único		CTP		EXA		CEEEPREV BD	
Taxa de desconto								
Aumento de 0,5%	(35.412)	-3,66%	(72)	-3,68%	(5.604)	-2,06%	(57.782)	-4,21%
Redução de 0,5%	39.150	4,04%	77	3,94%	5.841	2,14%	62.516	4,55%
Expectativa de Vida								
Redução da Expectativa em 1 ano	(18.982)	-1,96%	(40)	-2,06%	(12.138)	-4,45%	(19.686)	-1,43%
Aumento da Expectativa em 1 ano	18.491	1,91%	39	2,01%	12.322	4,52%	18.963	1,38%
Crescimento Salarial								
Aumento de 0,5%	107	0,01%	N/A	N/A	N/A	N/A	2.113	0,15%
Redução de 0,5%	(106)	-0,01%	N/A	N/A	N/A	N/A	(1.913)	-0,14%

ANÁLISE DA VARIAÇÃO EM PERDAS/(GANHOS) SOBRE AS OBRIGAÇÕES APURADAS	2015			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD
Alteração da Taxa de Desconto em relação ao ano anterior	(95.844)	(195)	(133.039)	(159.019)
Alteração da Taxa de Crescimento Real de Salários em relação ao ano anterior	(2.694)	-	-	(6.943)
Alteração da Composição Familiar em relação ao ano anterior	79.364	-	-	12.022
Outras variáveis	72.327	23	11.771	75.881
Total das Perdas/(Ganhos)apuradas no exercício	53.153	(172)	(121.268)	(78.059)

CATEGORIAS DOS ATIVOS DO PLANO	2015	
	Plano Único	CEEEPREV BD
Disponível	0,05%	0,03%
Realizável – Gestão Previdencial	7,79%	5,23%
Realizável – Gestão Administrativa	1,00%	3,24%
Títulos Públicos	50,02%	49,54%
Créditos Privados e Depósitos	8,61%	8,51%
Ações	10,05%	9,46%
Fundos de Investimentos	20,27%	20,70%
Investimentos Imobiliários	0,73%	0,69%
Empréstimos e Financiamentos	1,48%	2,60%
Total em percentual dos ativos do plano	100,00%	100,00%

22. OBRIGAÇÕES DA CONCESSÃO

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Reserva Global de Reversão - RGR	847	-	847	-
Conta de Desenvolvimento Energético - Quota da CDE	5.169	1.358	5.169	1.358
Recursos P&D	35.329	30.235	35.329	30.235
Recursos FNDCT	400	3.767	400	3.767
Recursos MME	200	207	200	207
Total	41.945	35.567	41.945	35.567
NÃO CIRCULANTE				
Recursos P&D	5.033	2.448	5.033	2.448
Total	5.033	2.448	5.033	2.448

22.1. Programa Pesquisa e Desenvolvimento

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

Ao programa de Pesquisa e Desenvolvimento, a Companhia destina anualmente, no mínimo, 1% da receita operacional líquida. A aplicação dos recursos, registrada no ativo circulante, perfaz o montante de R\$7.466 referente ao P&D (vide nota explicativa nº 9.1).

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

23. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS, CÍVEIS E TRIBUTÁRIAS

CONTROLADORA/CONSOLIDADO								
	31/12/2015				31/12/2014			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Riscos Prováveis	104.261	69.877	4.561	178.699	119.968	71.227	4.140	195.335
Riscos Possíveis	195.903	60.774	87.397	344.074	176.781	69.568	88.950	335.299
	300.164	130.651	91.958	522.773	296.749	140.795	93.090	530.634

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

23.1. Composição dos processos de riscos prováveis

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

CONTROLADORA/CONSOLIDADO				
31/12/2015				
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	20.006	1.105	-	21.111
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	84.255	47.692	4.561	136.508
Contas a pagar para contingências	-	21.080	-	21.080
Subtotal Riscos Prováveis	104.261	69.877	4.561	178.699
(-) Depósitos judiciais	(12.238)	(99)	(138)	(12.475)
Total não circulante	72.017	68.673	4.423	145.113
Total geral	92.023	69.778	4.423	166.224

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

23.2. Movimentação da provisão para contingências

CONTROLADORA/CONSOLIDADO				
Movimentação da Provisão para Contingências				
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
(=) Saldo Final Dezembro/2014	98.510	70.893	4.140	173.543
(+) Novos Ingressos	8.367	2.860	353	11.580
(-) Pagamentos	(8.673)	(448)	(5)	(9.126)
(-) Montantes Revertidos	(31.409)	(19.482)	(8)	(50.899)
(+) Atualização Monetária	16.007	15.719	81	31.807
(+/-) Montantes Depositados	9.221	236	(138)	9.319
(=) Saldo Final Dezembro/2015	92.023	69.778	4.423	166.224

23.3. Natureza das ações

23.3.1. Trabalhistas

A Companhia vem permanentemente aprimorando a apuração dos valores contingentes embasada no histórico de dados referentes aos pagamentos com a finalização das discussões judiciais de assuntos de natureza trabalhista. Foi realizada uma análise criteriosa das chances de êxito da Companhia envolvendo processos trabalhistas, com o objetivo de suportar o adequado julgamento quanto à necessidade ou não da constituição de provisões. As estimativas quanto ao desfecho e os efeitos financeiros das contingências foram determinados com base em julgamento da Administração, considerando o histórico de perdas em processos de mesma natureza e a expectativa de êxito de cada processo. As principais ações ingressadas contra a CEEE GT referem-se a verbas rescisórias, responsabilidade subsidiária, complementação de proventos de aposentadoria, responsabilidade solidária, vínculo empregatício, Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS, correto enquadramento, prêmio assiduidade e outras.

23.3.2. Cíveis

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

23.3.3 Tributárias

Do saldo provisionado de R\$4.561, R\$4.173 refere-se à eventual insuficiência no recolhimento de contribuições previdenciárias relacionadas ao Auto de Lançamento nº 35.067.180-0. A Companhia busca defesa na esfera administrativa, classificando o processo, através de opinião legal, como perda provável.

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

23.3.3.1. Contribuições Previdenciárias

Com relação à matéria previdenciária a CEEE-GT impugnou cobranças relativas à suposta insuficiência de recolhimento sobre os serviços contratados bem como a eventual inconsistência em obrigações acessórias que somam aproximados R\$3.899.

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

No tocante aos tributos federais a Companhia possui cerca de R\$79.352 em compensações que estão na fase de discussão de sua homologação junto ao ente fazendário, principalmente referentes a pagamentos indevidos de PIS e COFINS, face ao extinto art. 3º, parágrafo 1º da Lei nº 9.718/98, bem como em relação ao contido na Lei nº 10.833/03, artigo 10º, inciso XI.

24. OUTROS PASSIVOS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE				
Compensação Financ para Utilização de Recursos Hídricos	2.862	3.499	2.862	3.499
Obrigações com Obras da Transmissão	12.177	12.534	12.177	12.534
Programa de Participação nos Resultados - PPR	-	188	-	188
Acordo Judicial Cível - ABB.....	4.811	8.934	4.811	8.934
Acordo Judicial Trabalhista.....	5.211	19.039	5.211	19.039
Parcelamentos ANEEL	923	1.202	923	1.202
Outros Credores	2.545	3.466	4.428	4.893
Total	28.529	48.862	30.412	50.289
NÃO CIRCULANTE				
Provisão Auto de Infração	1.776	1.018	1.776	1.018
Prêmio Assiduidade	-	705	-	705
Acordo Judicial Cível - ABB.....	-	4.123	-	4.123
Acordo Judicial Trabalhista.....	-	5.210	-	5.210
Comercialização de Energia na CCEE	41.232	37.299	41.232	37.299
TESB	16.925	16.925	16.925	16.925
Outros Credores	8.709	9.283	10.896	11.470
Total	68.642	74.563	70.829	76.750

24.1. Acordo Judicial Cível - ABB

A Companhia efetuou acordo judicial cível referente à demanda impetrada pela ABB Ltda. O processo de conciliação foi efetivado em dezembro de 2011, o valor da obrigação perfaz R\$41.233. O montante acordado será pago em 60 parcelas mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pelo IGP-M, já tendo sido liquidadas 53 (cinquenta e três) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$4.811 (R\$13.057 em 31 de dezembro de 2014):

Data do Evento	Histórico	Valor
26/12/2011	Acordo Judicial Cível ABB	41.233
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(36.422)
	Saldo a Pagar	4.811
CIRCULANTE		4.811
Total		4.811

24.2. Acordos Judiciais Reclamatórias Trabalhistas

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

A Companhia efetuou acordo judicial referente a reclamações trabalhistas impetradas pelo SENGE. O processo de conciliação foi efetivado em abril de 2011, o valor da obrigação perfaz R\$68.212. O montante acordado será pago em 60 parcelas mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pelo IGP-M, já tendo sido liquidadas 57 (cinquenta e sete) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$3.412 (R\$17.053 em 31 de dezembro de 2014):

Data do Evento	Histórico	Valor
14/04/2011	Acordo RT - SENG Produtividade	49.032
14/04/2011	Acordo RT - SENG Periculosidade	19.180
	Total do Acordo	68.212
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(64.800)
	Saldo a Pagar	3.412
CIRCULANTE		3.412
Total		3.412

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

A Companhia efetuou acordo judicial relativo à reclamação trabalhista impetrada pelo SENERGISUL. O processo de conciliação foi efetivado em maio de 2011. O valor da obrigação de responsabilidade da CEEE-GT perfaz R\$32.549. O montante acordado será pago em 60 parcelas mensais e consecutivas, sendo as 10 (dez) primeiras no valor de R\$1.006 e as demais no valor de R\$450, corrigidas mensalmente pelo IGP-M, já tendo sido liquidadas 56 (cinquenta e seis) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$3.148 (R\$7.196 em 31 de dezembro de 2014):

Data do Evento	Histórico	Valor
15/05/2011	Acordo Reclamações Trabalhistas SENERGISUL	32.549
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(30.750)
	Saldo a Pagar	1.799
CIRCULANTE		1.799
Total		1.799

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

O valor de R\$41.232 (R\$37.299 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, remanescendo suspenso tais valores até a decisão final.

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

24.4. TESB

O valor de R\$16.925 (R\$16.925 em 31 de dezembro de 2014) refere-se quotas integralizadas do capital da TESB. A variação de R\$16.920 refere-se a quotas cedidas pela acionista Zheijiang que serão ressarcidas pela Companhia. Sobre este valor não estão previstas atualizações e o pagamento se dará de acordo com as condições estabelecidas em termo de compromisso a ser firmado entre as partes.

24.5. Parcelamentos ANEEL

A Concessionária efetuou parcelamento junto à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL referente ao Auto de Infração nº 0083/2015-SFE, cujo montante acordado na data de adesão era de R\$ 1.231, e será pago em 12 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidadas 3(três) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo:

Data do Evento	Histórico	Valor
20/10/2014	Parcelamento ANEEL	1.231
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	3
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(311)
	Saldo a Pagar	923
CIRCULANTE		923
Total		

25. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

25.1. Capital Social

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

	CONTROLADORA						CONTROLADORA	
	31/12/2015						31/12/2014	
	Ordinárias		Preferenciais		Total		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
CEEE-PAR	255.232.851	67,05	43.495	0,66	255.276.346	65,92	255.276.346	65,92
ELETROBRÁS	122.681.436	32,23	3.505.584	53,43	126.187.020	32,59	126.187.020	32,59
Municípios	1.385.015	0,36	2.140.195	32,69	3.525.210	0,91	3.354.007	0,87
Custódia BM&F Bovespa	1.346.527	0,35	818.901	12,32	2.165.428	0,56	2.317.857	0,60
Outros	23.441	0,01	52.383	0,90	75.824	0,02	94.598	0,02
	380.669.270	100,00	6.560.558	100,00	387.229.828	100,00	387.229.828	100,00

25.2. Reserva de Incentivos Fiscais

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

25.3. Reserva de Lucros

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

25.3.1. Reserva Legal

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

25.3.2. Reserva Estatutária

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

25.3.3. Dividendos Não Distribuídos

De acordo com a Ata 187 da Assembléia Geral Ordinária, realizada em 27 de abril de 2012, ficou deliberado pelos acionistas que o montante de R\$41.613, referente à proposta de dividendos obrigatórios e R\$32.852

referente à proposta de dividendos remanescentes, a constituição de uma Reserva Especial. Em 2014 a Companhia absorveu o montante de R\$33.750 referente ao prejuízo do exercício.

25.4. Outros Resultados Abrangentes

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA	
	31/12/2015	31/12/2014
Variação do valor justo do ativo financeiro disponível para venda (líquido de tributos)...	(27.098)	(28.364)
Custo atribuído dos Ativos de Geração.....	54.635	63.929
Perda Atuarial.....	(254.410)	(201.611)
	<u>(226.873)</u>	<u>(166.046)</u>

26. 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:

26.1. Básico

	31/12/2015		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro Líquido do Período.....	83.508	1.439	84.947
Denominador Básico			
Média das Ações	380.669.270	6.560.558	387.229.828
Prejuízo Básico por Ação - R\$	<u>0,22</u>	<u>0,22</u>	<u>0,22</u>
	31/12/2014		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Prejuízo do Período.....	(275.426)	(4.747)	(280.173)
Denominador Básico			
Média das Ações	380.669.270	6.560.558	387.229.828
Prejuízo Básico e Diluído por Ação - R\$	<u>(0,72)</u>	<u>(0,72)</u>	<u>(0,72)</u>

26.2. Diluído

	31/12/2015	31/12/2013
Prejuízo para as ações ordinárias.....	83.508	(275.426)
Prejuízo para as ações preferenciais.....	1.439	(4.747)
	<u>84.947</u>	<u>(280.173)</u>
Denominador Diluído		
Ações Ordinárias	380.669.270	380.669.270
Ações Preferenciais	6.560.558	6.560.558
	<u>387.229.828</u>	<u>387.229.828</u>
Prejuízo Diluído por Ação - R\$	<u>0,22</u>	<u>(0,72)</u>

27. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Receita Bruta				
Suprimento de Energia Elétrica	309.071	335.658	309.071	335.658
Disponibilização do Sistema de Transmissão	333.007	262.920	333.007	262.920
Remuneração do Ativo Financeiro.....	18.016	16.496	25.330	15.100
Energia Elétrica de Curto Prazo	11.035	10.004	11.035	10.004
Receita de Construção	-	-	111.194	83.146
Outras Receitas.....	150	4.492	150	4.492
	<u>671.279</u>	<u>629.570</u>	<u>789.787</u>	<u>711.320</u>
Deduções da Receita				
ICMS/ISS	(400)	(142)	(400)	(142)
PIS/COFINS	(55.193)	(14.651)	(55.193)	(14.651)
Quota RGR	(5.099)	(2.973)	(5.099)	(2.973)
Outros Encargos	(12.542)	(10.836)	(12.542)	(10.836)
Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT	(5.432)	(5.876)	(5.432)	(5.876)
Subvenções CCC	-	-	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(17.915)	(5.885)	(17.915)	(5.885)
Compensação Financeira Pela Util Rec Hídric - CFURH	(30.588)	-	(30.588)	-
Taxa de Fiscalização Serviço Energia Elétrica - TFSE.....	(1.364)	-	(1.364)	-
	<u>(128.533)</u>	<u>(40.363)</u>	<u>(128.533)</u>	<u>(40.363)</u>
Receita Operacional Líquida	<u>542.746</u>	<u>589.207</u>	<u>661.254</u>	<u>670.957</u>

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

27.1. Suprimento de Energia Elétrica

O valor de R\$309.071 (R\$335.658 em 31 de dezembro de 2014) refere-se às receitas provenientes dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs, Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre – CCEALs e pela disponibilização de Garantia Física de Energia e de Potência na forma de Cotas.

27.2. Disponibilização do Sistema de Transmissão

O valor de R\$333.007 (R\$189.173 em 31 de dezembro de 2014) refere-se às receitas derivadas da disponibilização do sistema de Conexão e do Sistema de Transmissão a terceiros.

28. CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Energia Elétrica de Curto Prazo	11.574	134.126	11.574	134.126
Custo com Energia Elétrica - Comprada de Terceiros	55.468	276.608	55.468	276.608
Encargo de Uso do Sistema	48.158	40.964	48.158	40.964
	<u>115.200</u>	<u>451.698</u>	<u>115.200</u>	<u>451.698</u>

28.1. Energia Elétrica de Curto Prazo

O valor de R\$11.574 (R\$134.126 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à aquisição de energia no Mercado de Curto Prazo, sendo este valor impactado diretamente pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD e pelos



Fatores de Ajuste do MRE - Mecanismo de Realocação de Energia os quais variam de acordo com as condições hidrológicas verificadas no país.

28.2. Energia Elétrica Comprada de Terceiros

O valor de R\$55.468 (R\$276.608 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à aquisição de energia de terceiros, negociados no Ambiente de Contratação Livre. Os valores estão sensivelmente inferiores em 2015, devido ao 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.

28.3. Encargo de Uso do Sistema

O valor de R\$48.158 (R\$40.964 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição de energia.

29. CUSTO E DESPESAS OPERACIONAIS

29. 1. Controladora

Os saldos compõem-se de:

CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS	CONTROLADORA										TOTAL
	CUSTO DE OPERAÇÃO		DESPESAS COM VENDAS		DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS		OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS				
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	
Pessoal e Administradores											
Remuneração e Encargos	115.333	122.411	-	-	44.129	39.780	6.259	17.974	165.721	180.165	
Cláusula 25 CTP	-	-	-	-	-	-	261	732	261	732	
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012.....	28.799	51.512	-	-	-	-	17.118	22.116	45.917	73.628	
INSS - Empregador	40.779	42.226	-	-	-	-	335	927	41.114	43.153	
Administradores	(2)	-	-	-	560	894	681	323	1.239	1.217	
Subtotal Pessoal / Administradores	184.909	216.149	-	-	44.689	40.674	24.654	42.072	254.252	298.895	
Empréstimo Fundação ELETROCEE	12.702	9.357	-	-	-	-	-	-	12.702	9.357	
Total Pessoal e Administradores	197.611	225.506	-	-	44.689	40.674	24.654	42.072	266.954	308.252	
Material	6.833	5.976	-	-	624	847	-	-	7.457	6.823	
Serviço de Terceiros	29.727	25.103	-	-	8.178	9.061	467	2.341	38.372	36.505	
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos ...	-	-	-	-	-	-	-	30.842	-	30.842	
Taxa de Fiscalização - ANEEL	-	-	-	-	-	-	-	2.145	-	2.145	
Depreciação e Amortização	26.266	31.594	-	-	152	151	27	27	26.445	31.772	
Custo de Construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Doações, Contribuições e Subvenções	-	-	-	-	-	-	121	40	121	40	
Arrendamento e Aluguéis	1.740	1.886	-	-	401	408	-	-	2.141	2.294	
Seguros	598	602	-	-	32	32	-	-	630	634	
Tributos	965	857	-	-	2.274	1.629	3.237	778	6.476	3.264	
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	2.614	412	-	-	-	-	6.547	150.190	
Provisão para Contingência Trabalhista	-	-	-	-	-	-	3.933	149.778	6.060	18.587	
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	6.060	18.587	6.060	18.587	
Provisão para Contingência Fiscal	-	-	-	-	-	-	(342)	9.680	(342)	9.680	
Provisão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	33	114	33	114	
Reversão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	757	1.856	757	1.856	
Recuperação de Despesas - Reversão Termogaúcha.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Provisão Ex-Autárquicos	-	-	-	-	-	-	45.576	(2.358)	45.576	(2.358)	
Fundação ELETROCEE - Ex-Autárquicos	-	-	-	-	-	-	34.419	39.122	34.419	39.122	
Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Acordos Judiciais Trabalhistas e Cíveis	-	-	-	-	-	-	1.357	2.978	1.357	2.978	
Outros	8.407	8.650	-	-	485	416	8.034	11.549	16.926	20.615	
TOTAL	272.147	300.174	2.614	412	56.835	53.218	128.334	309.551	459.930	663.355	

29. 2. Consolidado

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO									
	CUSTO DE OPERAÇÃO		DESPESAS COM VENDAS		DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS		OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS		TOTAL	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Pessoal e Administradores										
Remuneração e Encargos	115.333	122.411	-	-	44.129	39.780	6.582	17.974	166.044	180.165
Cláusula 25 CTP	-	-	-	-	-	-	261	732	261	732
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012	28.799	51.512	-	-	-	-	17.118	22.116	45.917	73.628
INSS - Empregador	40.779	42.226	-	-	-	-	335	927	41.114	43.153
Administradores	(2)	-	-	-	560	894	681	323	1.239	1.217
Subtotal Pessoal / Administradores	184.909	216.149	-	-	44.689	40.674	24.977	42.072	254.575	298.895
Empréstimo Fundação ELETROCEE	12.702	9.357	-	-	-	-	-	-	12.702	9.357
Total Pessoal e Administradores	197.611	225.506	-	-	44.689	40.674	24.977	42.072	267.277	308.252
Material	6.833	5.976	-	-	624	847	-	-	7.457	6.823
Serviço de Terceiros	29.727	25.103	-	-	8.178	9.061	467	2.341	38.372	36.505
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos ...	-	-	-	-	-	-	-	30.842	-	30.842
Taxa de Fiscalização - ANEEL	-	-	-	-	-	-	-	2.145	-	2.145
Depreciação e Amortização	26.266	31.594	-	-	152	151	27	27	26.445	31.772
Custo de Construção	111.194	83.146	-	-	-	-	-	-	111.194	83.146
Doações, Contribuições e Subvenções	-	-	-	-	-	-	121	40	121	40
Arrendamento e Aluguéis	1.740	1.886	-	-	401	408	-	-	2.141	2.294
Seguros	598	602	-	-	32	32	-	-	630	634
Tributos	965	857	-	-	2.274	1.629	3.259	778	6.498	3.264
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	2.614	412	-	-	3.933	149.778	6.547	150.190
Provisão para Contingência Trabalhista	-	-	-	-	-	-	6.060	18.587	6.060	18.587
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	(342)	9.680	(342)	9.680
Provisão para Contingência Fiscal	-	-	-	-	-	-	33	114	33	114
Provisão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	757	1.856	757	1.856
Reversão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recuperação de Despesas - Reversão Termogaucha	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	45.576	(2.358)	45.576	(2.358)
Provisão Ex-Autárquicos	-	-	-	-	-	-	34.419	39.122	34.419	39.122
Fundação ELETROCEE - Ex-Autárquicos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Acordos Judiciais Trabalhistas e Cíveis	-	-	-	-	-	-	1.357	2.978	1.357	2.978
Outros	8.407	8.650	-	-	1.314	1.698	8.034	11.549	17.755	21.897
TOTAL	383.341	383.320	2.614	412	57.664	54.500	128.679	309.551	572.298	747.783

30. OUTRAS RECEITAS E OUTRAS DESPESAS

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
OUTRAS RECEITAS				
Ganho nas Alienações e Outros Ganhos	1.061	32.804	1.061	32.804
Receita de Prestação de Serviços	9.970	-	9.970	-
Outras	6.727	3.417	6.727	3.417
	<u>17.758</u>	<u>36.221</u>	<u>17.758</u>	<u>36.221</u>
OUTRAS DESPESAS				
	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Perdas na Alienação e Desativação de Bens e Direitos	(8.162)	(12.490)	(8.162)	(12.490)
Outras	(4.224)	(3.638)	(4.224)	(3.638)
	<u>(12.386)</u>	<u>(16.128)</u>	<u>(12.386)</u>	<u>(16.128)</u>

31. RECEITA/DESPESA FINANCEIRA

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
RECEITA FINANCEIRA				
Renda de Aplicações Financeiras.....	38.002	13.021	38.251	14.087
Receitas Financeiras com Parcelamentos	101	39	101	39
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	18.386	9.375	18.386	9.375
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais.....	9.329	4.126	9.329	4.126
Atualização das Quotas Subordinadas FIDC	187	7.163	187	7.163
Atualização das Notas do Tesouro Nacional - NTN-B	99.993	106.389	99.993	106.389
Atualização Monetária da Indenização RBNL.....	70.166	37.178	70.166	37.178
Outras Receitas Financeiras	11.720	23.620	11.720	23.620
Total Receita Financeira	<u>247.884</u>	<u>200.911</u>	<u>248.133</u>	<u>201.977</u>
DESPESA FINANCEIRA				
Encargos de Dívidas	(9.216)	(8.811)	(9.216)	(8.811)
Despesas Financeiras com P&D	(5.011)	(3.152)	(5.011)	(3.152)
Despesas Financeiras com Empreendimentos	(499)	(4.051)	(499)	(4.051)
Despesa Financeira com Tributos.....	(3.072)	(489)	(3.072)	(489)
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	(85.660)	(31.302)	(85.660)	(31.302)
Atualização das Quotas Subordinadas FIDC	(77)	(4.778)	(77)	(4.778)
Atualização Monetária dos Autos de Infração e Notificações.....	(114)	(349)	(114)	(349)
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	(1.960)	(5.283)	(1.960)	(5.283)
Variação das Notas do Tesouro Nacional - NTN-B.....	(80.807)	(38.534)	(80.807)	(38.534)
Outras Despesas Financeiras	(8.968)	(6.308)	(10.766)	(6.663)
Total Despesa Financeira	<u>(195.384)</u>	<u>(103.057)</u>	<u>(197.182)</u>	<u>(103.412)</u>
RESULTADO FINANCEIRO	<u>52.500</u>	<u>97.854</u>	<u>50.951</u>	<u>98.565</u>

32. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

Reconciliação da despesa com Imposto de Renda - IRPJ e Contribuição Social – CSLL divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2015 e 2014:

Os saldos compõem-se de:

	CONTROLADORA			
	31/12/2015		31/12/2014	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro Líquido/Prejuízo antes do IRPJ e da CSLL	66.419	66.419	(378.499)	(378.499)
IRPJ (15%) e CSLL (9%)	6.974	4.184	-	-
IRPJ - Adicional de 10%	4.625	-	-	-
Imposto de renda e contribuição antes das Adições e Exclusões	11.599	4.184	-	-
Ajustes Decorrentes da Lei nº 12.973/2014	(18.864)	(6.791)	-	-
Efeito líquido de provisões temporárias não dedutíveis constituídas/realizadas no exercício ...	25.509	9.184	-	-
Despesas não dedutíveis e outras adições permanentes.....	8.984	3.234	-	-
Receitas não tributáveis e outras exclusões permanentes.....	(13.608)	(4.899)	-	-
IRPJ e CS sobre Lucro real e base de cálculo da contribuição social antes das compensações	13.620	4.912	-	-
Incentivo PAT = 4%.....	(327)	-	-	-
Contribuições FECA - CEDICA/RS	(82)	-	-	-
Salário Maternidade - Prorrogação.....	(104)	-	-	-
Total IRPJ e CSLL Corrente	13.107	4.912	-	-
Total IRPJ e CSLL Diferido - Diferenças Temporárias	(16.460)	(5.925)	(71.674)	(19.916)
Total IRPJ e CSLL Diferido - Ajustes IFRS	(10.413)	(3.749)	(4.953)	(1.783)
IR CS Diferidos	(26.873)	(9.674)	(76.627)	(21.699)
Total IRPJ e CSLL	(13.766)	(4.762)	(76.627)	(21.699)

As controladas Transmissora de Energia Sul Brasil - TESB e Complexo Eólico Povo Novo apuram os referidos tributos através da metodologia de apuração do Lucro Presumido, totalizando 31 de dezembro de 2015 a despesa de R\$5.183 e R\$1.838 referente ao Imposto de Renda e à Contribuição Social, respectivamente.

33. INFORMAÇÕES POR SEGMENTOS

Em atendimento ao pronunciamento técnico CPC 22 apresentamos as Demonstrações Financeiras, em 31 de dezembro de 2015 e 31 de dezembro de 2014 das Unidades de Negócio: Geração e Transmissão. A coluna eliminações refere-se a operações entre os segmentos Geração e Transmissão.

33.1. Balanço Patrimonial

33.1.1. Ativo

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
ATIVO	3.096.526	2.500.676	3.999.262	3.376.505	(4.059.423)	(2.859.088)	3.036.365	3.018.093
CIRCULANTE	1.827.256	1.501.185	2.401.820	2.221.540	(3.726.152)	(2.776.567)	502.924	946.158
Caixa e Equivalentes de Caixa	37.577	46.042	2.755	27.930	-	-	40.332	73.972
Investimentos em Títulos do Governo	41.090	130.258	108.873	345.137	-	-	149.963	475.395
Concessionárias e Permissonárias	86.789	21.293	43.647	34.049	(243)	(208)	130.193	55.134
Tributos a Recuperar	2.581	24.776	28.789	16.920	-	-	31.370	41.696
Estoques	944	985	6.494	7.504	-	-	7.438	8.489
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	58.873	18.712	-	-	58.873	18.712
Pagamentos Antecipados	8	33	871	932	-	-	879	965
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	-	-	-	222.634	-	-	-	222.634
Outros Créditos a Receber	1.658.267	1.277.798	2.151.518	1.547.722	(3.725.909)	(2.776.359)	83.876	49.161
NÃO CIRCULANTE	1.269.270	999.491	1.597.442	1.154.965	(333.271)	(82.521)	2.533.441	2.071.935
Contas a Receber	-	-	-	-	-	-	-	-
Tributos a Recuperar	609	4	1	1	-	-	610	5
Aplicações Financeiras	(4.070)	1.959	12.401	5.487	-	-	8.331	7.446
Depósitos Judiciais	21.594	22.710	27.241	26.860	-	-	48.835	49.570
IR e Contribuição Social Diferidos	(9.361)	-	48.076	-	-	-	38.715	-
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	92.436	34.911	269.990	52.362	(277.916)	(34.911)	84.510	52.362
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	357.203	332.976	-	-	357.203	332.976
Bens e Direitos Destinados a Alienação e Bens de Renda	2.073	2.100	971	971	-	-	3.044	3.071
Outros Créditos a Receber	345.345	235.125	457.794	450.793	(426)	(426)	802.713	685.492
Investimentos	417.809	375.217	230.757	232.924	(54.929)	(47.184)	593.637	560.957
Imobilizado	401.821	326.428	189.316	49.518	-	-	591.137	375.946
Intangível	1.014	1.037	3.692	3.073	-	-	4.706	4.110

33.1.2. Passivo

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
PASSIVO	3.096.526	2.500.676	3.999.262	3.376.505	(4.059.423)	(2.859.088)	3.036.365	3.018.093
CIRCULANTE	2.177.476	1.718.518	1.986.246	1.643.944	(3.726.136)	(2.776.567)	437.586	585.895
Fornecedores	75.212	69.634	106.851	58.793	(243)	(208)	181.820	128.219
Obrigações Trabalhistas	11.823	11.970	18.821	18.384	-	-	30.644	30.354
Obrigações Fiscais	10.533	3.175	31.394	7.649	-	-	41.927	10.824
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	7.860	74.022	21.387	163.596	-	-	29.247	237.618
Provisão para Benefícios a Empregados	31.234	30.499	29.246	30.524	-	-	60.480	61.023
Obrigações da Concessão	14.895	14.028	27.050	21.539	-	-	41.945	35.567
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	11.828	18.616	9.283	13.375	-	-	21.111	31.991
Outros Passivos	2.014.091	1.496.574	1.742.214	1.330.084	(3.725.893)	(2.776.359)	30.412	50.299
NÃO CIRCULANTE	615.168	535.822	774.119	481.834	(278.358)	(35.337)	1.110.929	982.319
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	60.676	44.617	221.577	152.134	-	-	282.253	196.751
Obrigações Fiscais	3.330	-	-	-	-	-	3.330	-
Provisão para Benefícios a Empregados	323.917	300.509	280.454	262.342	-	-	604.371	562.851
Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	84.970	91.719	60.143	49.833	-	-	145.113	141.552
Obrigações da Concessão	2.675	1.419	2.358	1.029	-	-	5.033	2.448
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	-	17.850	-	(15.883)	-	-	-	1.967
Outros Passivos	139.600	79.708	209.587	32.379	(278.358)	(35.337)	70.829	76.750
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	303.882	246.336	1.238.897	1.250.727	(60.825)	(53.309)	1.481.954	1.443.754
Capital Social	65.769	65.769	582.708	572.761	(60.030)	(50.083)	588.447	588.447
Reserva de Incentivos Fiscais	339.209	339.209	870.095	870.095	-	-	1.209.304	1.209.304
Recursos Destinados a Aumento de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva de Lucros	53	54	1.417	3.172	(1.470)	(3.226)	-	-
Outros Resultados Abrangentes	18.928	56.108	(245.801)	(222.154)	-	-	(226.873)	(166.046)
Prejuízos Acumulados	(120.077)	(214.804)	30.478	26.853	675	-	(88.924)	(187.951)
Participação dos Não Controladores	-	-	-	-	5.896	6.125	5.896	6.125

33.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	GERAÇÃO		TRANSMISSÃO		ELIMINAÇÕES		TOTAL Consolidado	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	261.599	340.084	401.813	332.701	(2.158)	(1.349)	661.254	671.436
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	(208.964)	(565.701)	(291.735)	(271.145)	2.158	1.349	(498.541)	(835.497)
Custo com Energia Elétrica	(117.358)	(453.526)	-	-	2.158	1.349	(115.200)	(452.177)
Custo de Operação	(91.606)	(112.175)	(291.735)	(271.145)	-	-	(383.341)	(383.320)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO	52.635	(225.617)	110.078	61.556	-	-	162.713	(164.061)
Despesas Operacionais	(38.004)	(244.061)	(150.953)	(120.402)	-	-	(188.957)	(364.463)
Despesas com Vendas	(1.915)	(384)	(699)	(28)	-	-	(2.614)	(412)
Despesas Gerais e Administrativas	(13.474)	(16.005)	(44.190)	(38.495)	-	-	(57.664)	(54.500)
Outras Despesas Operacionais.....	(22.615)	(227.672)	(106.064)	(81.879)	-	-	(128.679)	(309.551)
Outras Receitas.....	5.984	33.901	11.774	2.320	-	-	17.758	36.221
Outras Despesas.....	(2.024)	(1.010)	(10.362)	(916)	-	-	(12.386)	(16.128)
RESULTADO DO SERVIÇO	18.591	(436.787)	(39.463)	(57.442)	-	-	(20.872)	(508.431)
Resultado de Participações Societárias	49.810	24.891	(8.879)	4.509	(2.262)	4.462	43.193	33.862
Receita/Despesa Financeira	11.498	42.748	39.453	55.817	-	-	50.951	98.565
RESULTADO ANTES DO IR E CS	79.899	(369.148)	(8.889)	2.884	(2.262)	4.462	73.272	(376.004)
Imposto de Renda Corrente	(2.192)	(2)	(16.098)	(2.261)	-	-	(18.290)	(2.263)
Imposto de Renda Diferido.....	2.853	12.232	24.020	64.395	-	-	26.873	76.627
Contribuição Social Corrente	(806)	-	(5.944)	(822)	-	-	(6.750)	(822)
Contribuição Social Diferido.....	1.027	2.752	8.647	18.947	-	-	9.674	21.699
LUCRO LÍQUIDO/PREJUÍZO DO PERÍODO	80.781	(354.166)	1.736	83.143	(2.262)	4.462	84.779	(280.763)
Lucro/Prejuízo Básico e Diluído por Ação Ordinária - R\$	0,21	(0,91)	0,00	0,21	(0,01)	0	0,22	(0,73)
Lucro/Prejuízo Básico e Diluído por Ação Preferencial - R\$	0,21	(0,91)	0,00	0,21	(0,01)	0	0,22	(0,73)

34. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos compõem-se de:

		CONTROLADORA					
		31/12/2015					
Nota Explicativa		Governo do Estado do Rio Grande do Sul	CEEE-D	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Outras Investidas	Total
Ativo							
Caixa e equivalente de caixa	5	35.517	-	-	-	-	35.517
Concessionárias e Permissionárias	6	-	8.814	-	-	-	8.814
Cedência de funcionários	9	296	997	290	-	-	1.583
Conta Gráfica	9	-	15.132	-	-	-	15.132
Mútuo CEEE-D	9	-	342.448	-	-	-	342.448
		35.813	367.391	290	-	-	403.494
Passivo							
Fornecedores	17	-	270	-	-	-	270
Contribuição Patrocinadora	21	-	-	-	15.883	-	15.883
Empréstimo circulante	20 e 21	-	-	4.161	74.815	-	78.976
		-	270	4.161	90.698	-	95.129
Resultado							
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	-	3.411	3.411
Suprimento de Energia Elétrica		-	355	-	-	-	355
Disponibilização do Sistema de Transmissão		-	52.301	-	-	-	52.301
Despesa operacional – Pessoal		-	-	-	(38.559)	-	(38.559)
Receita financeira		2.411	34.865	-	-	-	37.276
Despesa financeira		-	-	(607)	-	-	(607)
		2.411	87.521	(607)	(38.559)	3.411	54.177
CONTROLADORA							
31/12/2014							
Nota Explicativa		Governo do Estado do Rio Grande do Sul	CEEE-D	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Outras Investidas	Total
Ativo							
Caixa e equivalente de caixa	5	14.748	-	-	-	-	14.748
Concessionárias e Permissionárias	6	-	5.942	-	-	-	5.942
Cedência de funcionários	9	345	553	292	-	-	1.190
Conta Gráfica	9	-	12.790	-	-	-	12.790
Mútuo CEEE-D	9	-	231.583	-	-	-	231.583
		15.093	250.868	292	-	-	266.253
Passivo							
Fornecedores	17	-	246	-	-	-	246
Contribuição Patrocinadora	21	-	-	-	14.972	-	14.972
Empréstimo circulante	20	-	-	8.322	-	-	8.322
Empréstimo não circulante	20 e 21	-	-	4.161	74.815	-	78.976
		-	246	12.483	89.787	-	102.516
Resultado							
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	-	2.015	2.015
Suprimento de Energia Elétrica		-	1.660	-	-	-	1.660
Disponibilização do Sistema de Transmissão		-	36.064	-	-	-	36.064
Despesa operacional – Pessoal		-	-	-	(46.487)	-	(46.487)
Receita financeira		3.219	7.583	-	-	-	10.802
Despesa financeira		-	-	(1.189)	-	(3.929)	(5.118)
		3.219	45.307	(1.189)	(46.487)	(1.914)	(1.064)

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 do Conselho de Administração. O montante gasto com remuneração, encargos e benefícios dos Administradores em 31 de dezembro de 2015 foi de R\$2.156 (R\$2.498 em 31 de dezembro de 2014), contando com diretores empregados e não-empregados.

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

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
REMUNERAÇÃO / BENEFÍCIOS / ENCARGOS				
Conselho de Administração	330	310	330	310
Conselho Fiscal	135	147	135	147
Verba de Representação	187	193	187	193
Honorário Diretor não Empregado	187	193	187	193
Encargos	400	374	400	374
Subtotal	1.239	1.217	1.239	1.217
Diretores Empregados	917	1.281	917	1.281
Total	2.156	2.498	2.156	2.498

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:

		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	Nota Explicativa	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Ativos Financeiros					
Mensurados a Valor Justo por Meio do Resultado					
Caixa e Equivalentes de Caixa	5				
Numerário Disponível		2.467	27.397	3.893	28.337
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - CDB Especial		187	-	922	30.887
SIAC/BANRISUL		35.517	14.748	35.517	14.748
Aplicações Financeiras					
Quotas Subordinadas - FIDC	5	8.331	7.446	8.331	7.446
Empréstimos e Recebíveis					
Concessionárias e Permissionárias	6	130.193	55.134	130.193	55.134
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	13.5	-	222.634	-	222.634
Ativo Financeiro da Concessão	13	245.797	207.946	416.076	351.688
Disponível para Venda					
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar-CRC	10	149.963	475.395	149.963	475.395
		<u>572.455</u>	<u>1.010.700</u>	<u>744.895</u>	<u>1.186.269</u>
Passivos Financeiros					
Mensurados ao Custo Amortizado por Meio do Resultado					
Fornecedores	17	83.225	125.513	181.820	128.219
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	20	311.500	291.428	311.500	434.261
TOTAL		<u>394.725</u>	<u>416.941</u>	<u>493.320</u>	<u>562.480</u>

35.1. Gerenciamento de Riscos Financeiros

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

As contas a receber de Concessionárias, Permissionárias e Consumidores Livres referem-se a suprimento de energia elétrica e encargos de uso da rede e vendas de energia na CCEE, e estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$123.520.

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

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

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	38.171	42.145	40.332	73.972
Aplicações Financeiras - Quotas Subordinadas FIDC	5	8.331	7.446	8.331	7.446
Concessionárias e Permissionárias	6	130.193	55.134	130.193	55.134
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	13.5	-	222.634	-	222.634
Ativo Financeiro da Concessão	13	245.797	207.946	416.076	351.688
Investimento em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	149.963	475.395	149.963	475.395
TOTAL		<u>572.455</u>	<u>1.010.700</u>	<u>744.895</u>	<u>1.186.269</u>

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

O risco inerente às aplicações e investimentos que a Companhia possui é considerado baixo uma vez que são oriundos, conforme legislação vigente, de aplicações no Banco do Estado do Rio Grande do Sul e de

investimentos em Notas do Tesouro Nacional, Série B – NTN – B.

O recebimento da indenização dos empreendimentos da Rede Básica de Novos Investimentos – RBNI, conforme Anexo II da Portaria Interministerial nº 580, de 1/11/2012 será realizado em trinta (30) parcelas mensais, corrigidas por IPCA mais WACC (*Weighted Average Cost Of Capital*) de 5,59% real ao ano e possui risco considerado baixo uma vez que se trata de um montante a receber do Poder Concedente.

O segmento de Geração da empresa CEEE-GT possui Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs e no Ambiente Livre - CCEALs. As receitas atreladas a estes contratos possuem, como forma de mitigação dos riscos de crédito, mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes, Cartas de Fiança Bancária, Cartas de Fiança Corporativa ou Certificados de Depósito Bancário – CDBs.

A receita proveniente de usinas prorrogadas e que disponibilizam energia na forma de Cotas de Garantia Física de Energia e Potência tem como garantia de pagamento os Contratos de Constituição de Garantia (CCGs) celebrados entre distribuidora e órgãos reguladores.

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

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

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

II. Garantias

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

III. Derivativos

A Companhia não possui operações com derivativos.

35.1.2. Risco de Preço

O segmento de Geração tem uma remuneração chamada de Custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG, referente à disponibilização de Garantia Física de Energia e de Potência na forma de Cotas. Esta variável é reajustada anualmente pela variação do IPCA e revisada a cada cinco anos, sendo uma das componentes da Receita Anual de Geração – RAG, a qual deve permitir, de acordo com o contrato de concessão, a adequada prestação dos serviços concedidos e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro.

Outra parcela da remuneração, proveniente dos CCEARS e CCEALs, tem seus preços definidos a partir de leilões regulados ou chamadas/ofertas públicas, cujos contratos apresentam cláusulas de reajuste por índices de inflação como IPCA e IGPM.

A energia não comercializada fica sujeita às variações do preço de mercado, e aquela não vendida em contrato é liquidada ao Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, valor calculado e divulgado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia – CCEE, cujos limites máximos e mínimos são estabelecidos anualmente pela ANEEL.

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

35.1.3. Risco de Mercado

No Ambiente de Contratação Regulada - ACR o risco de mercado é baixo por envolver agentes de distribuição que compram sua energia em leilões promovidos pelos órgãos reguladores do Setor Elétrico. Essas empresas têm contratos de concessão de longo prazo, portanto mais estáveis.

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

As Cotas de Garantia Física de Energia e Potência são alocadas, através de procedimentos estabelecidos pela ANEEL, às distribuidoras do país, apresentando baixo risco de mercado.

35.1.4. Risco da Taxa de Câmbio

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

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

I. 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.

Itens	Cenário Base em 31/12/2015	Provável	25%	50%
Exposição US\$				
Empréstimos e Financiamentos	209.712	240.162	300.203	360.243
Passivo Líquido Exposto	209.712	240.162	300.203	360.243
Efeito Líquido da Variação Cambial			60.041	120.081

35.1.5. Risco de Liquidez

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

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

		CONTROLADORA				
	Nota Explicativa	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5 anos
Ativos Financeiros						
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	38.171	38.171	-	-	-
Aplicações Financeiras - Quotas Subordinadas FIDC	5	8.331	-	8.331	-	-
Concessionárias e Permissionárias	6	130.193	130.193	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	13	245.797	50.549	-	-	195.248
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC ...	10	149.963	149.963	-	-	-
		572.455	368.876	8.331	-	195.248
Passivos Financeiros						
Fornecedores	17	83.225	83.225	-	-	-
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	20	564.608	42.127	47.833	102.030	372.618
		647.833	125.352	47.833	102.030	372.618

		CONSOLIDADO				
	Nota Explicativa	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5 anos
Ativos Financeiros						
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	40.332	40.332	-	-	-
Aplicações Financeiras - Quotas Subordinadas FIDC	5	8.331	-	8.331	-	-
Concessionárias e Permissionárias	6	130.193	130.193	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	13	416.076	18.712	-	-	397.364
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC ...	10	149.963	149.963	-	-	-
		744.895	339.200	8.331	-	397.364
Passivos Financeiros						
Fornecedores	17	181.820	181.820	-	-	-
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	20	564.608	42.127	47.833	102.030	372.618
		746.428	223.947	47.833	102.030	372.618

35.1.6. Gestão 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.

		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	Nota Explicativa	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Endividamento					
Empréstimos e Financiamentos	20	311.500	291.428	311.500	434.261
Caixa e equivalentes de caixa	5	(38.171)	(42.145)	(40.332)	(73.972)
Investimento em Títulos do Governo	10	(149.963)	(475.395)	(149.963)	(475.395)
Dívida Líquida		<u>123.366</u>	<u>(226.112)</u>	<u>121.205</u>	<u>(115.106)</u>
Patrimônio Líquido		<u>1.481.954</u>	<u>1.443.754</u>	<u>1.487.850</u>	<u>1.449.879</u>
Endividamento do Patrimônio Líquido		0,08	(0,16)	0,08	(0,08)

Do endividamento total de empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2015, 9,39% (32,49% em 31 de dezembro de 2014) estão registrados no passivo circulante e 90,61% (67,51% em 31 de dezembro de 2014) no passivo não circulante.

35.1.7. Risco de Taxa de Juros

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

I. Análise de sensibilidade

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

O cenário base corresponde aos saldos contábeis existentes em 31/12/2015 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação dos indicadores - CDI/Selic previstos na mediana das expectativas do Relatório Focus, do Bacen, de 31/12/2015. 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.

			CONTROLADORA			
	Nota Explicativa	Índices	Cenário Base em 31/12/2015	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	20					
Eletrobrás - RGR		Sem Risco	4.161	4.161	4.161	4.161
FIDC V		CDI	28.590	29.089	31.295	32.993
BNDES		TJLP	69.037	67.228	76.197	87.979
			101.788	100.478	111.653	125.133
Exposição Líquida			(101.788)	(100.478)	(111.653)	(125.133)
Efeito esperado no Resultado				1.310	(11.175)	(13.480)

			CONSOLIDADO			
	Nota Explicativa	Índices	Cenário Base em 31/12/2015	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	20					
Eletrobrás - RGR		Sem Risco	4.161	4.161	4.161	4.161
FIDC V		CDI	28.590	29.089	31.295	32.993
BNDES		TJLP	69.037	67.228	76.197	87.979
			101.788	100.478	111.653	125.133
Exposição Líquida			(101.788)	(100.478)	(111.653)	(125.133)
Efeito esperado no Resultado				1.310	(11.175)	(13.480)

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

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

35.1.8. Valor Justo

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

	Nota Explicativa	CONTROLADORA	
		Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e Equivalentes de Caixa.....	5	38.171	38.171
Aplicações Financeiras -Quotas Subordinadas FIDC.....	5	8.331	8.331
Concessionárias e Permissionárias.....	6	130.193	130.193
Investimento em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC.....	10	149.963	149.963
Ativo Financeiro da Concessão	13	245.797	245.797
Total		572.455	572.455
Passivos Financeiros			
Fornecedores.....	17	83.225	83.225
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	20	311.500	564.608
Total		394.725	647.833

	Nota Explicativa	CONSOLIDADO	
		Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e Equivalentes de Caixa.....	5	40.332	40.332
Aplicações Financeiras -Quotas Subordinadas FIDC.....	5	8.331	8.331
Concessionárias e Permissionárias.....	6	130.193	130.193
Investimento em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC.....	10	149.963	149.963
Ativo Financeiro da Concessão	13	416.076	416.076
Total		744.895	744.895
Passivos Financeiros			
Fornecedores.....	17	181.820	181.820
Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.....	20	311.500	564.608
Total		493.320	746.428

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

35.1.9. Hierarquia de valor justo

Os diferentes níveis foram definidos como a seguir:

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

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

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

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

CONTROLADORA				
	Valor contábil 31/12/2015	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
Caixa e Equivalentes de Caixa				
Numerário Disponível.....	2.467	2.467	-	-
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - CDB Especial	187	-	187	-
SIAC/BANRISUL.....	35.517	-	35.517	-
Aplicações Financeiras-Quotas Subordinadas do FIDC	8.331	8.331	-	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	149.963	149.963	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	245.797	-	-	245.797
	<u>442.262</u>	<u>160.761</u>	<u>35.704</u>	<u>245.797</u>

CONSOLIDADO				
	Valor contábil 31/12/2015	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
Caixa e Equivalentes de Caixa				
Numerário Disponível.....	3.893	3.893	-	-
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - CDB Especial	922	-	3.319	-
SIAC/BANRISUL.....	35.517	-	35.517	-
Aplicações Financeiras-Quotas Subordinadas do FIDC	8.331	8.331	-	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	149.963	149.963	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	416.076	-	-	416.076
	<u>614.702</u>	<u>162.187</u>	<u>38.836</u>	<u>416.076</u>

35.1.10. Apuração do Valor Justo

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

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

35.2. Gerenciamento de Riscos Relacionados à Companhia e suas Operações

35.2.1. Riscos Hidrológicos

O suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional - SIN é realizado, na sua maior parte, a partir de usinas hidrelétricas, as quais estão sujeitas ao risco de escassez de água ao longo do tempo. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, cada usina hidrelétrica está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas, tanto na sua região geográfica como em outras regiões do país.

O arranjo institucional estabelecido pelo Poder Concedente procura reduzir o risco hidrológico destes empreendimentos através da definição de uma garantia física e da instituição do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Este mecanismo é um instrumento financeiro de compartilhamento do risco hidrológico entre todos os agentes de geração hidrelétricos, sendo compulsório para todas as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS.

A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da Garantia Física, poderá resultar em exposições no Mercado de Curto Prazo – MCP, podendo impactar negativamente a Companhia, apesar dos mecanismos de mitigação de risco existentes.

O risco hidrológico associado às usinas que foram prorrogadas no âmbito da Lei nº 12.783/2013, o que no caso da CEEE-GT representa cerca de 47% de sua garantia física, são de responsabilidade das empresas Distribuidoras que recebem as Cotas de Garantia Física de Energia e Potência.

35.2.2. Riscos Ambientais

O Brasil possui uma das legislações ambientais mais severas do mundo. A legislação brasileira impõe sanções que responsabilizam e exigem um grande esforço das empresas nacionais para o seu atendimento. Os processos de produção envolvidos no setor de geração e transmissão de energia produzem impactos ambientais, muitas vezes significativos, que precisam ser prevenidos e minimizados, sob pena de acarretarem grandes prejuízos ao meio ambiente e conseqüentemente ao agente responsável, independentemente da ação ter sido realizada inadvertidamente. Desta forma, além dos recursos financeiros necessários para a recuperação da área atingida pela degradação ambiental, a empresa responsável poderá ter seus dirigentes envolvidos em processos civis, administrativos e penais.

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

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

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 na possibilidade de comprometer a garantia e a confiabilidade na continuidade da prestação de serviço. O seguro patrimonial foi contratado junto à TOKIO MARINE BRASIL SEGURADORA S/A, contrato 9947695 foi renovado por mais 12(doze), meses tendo vigência de 11/04/2015 até 11/04/2016. O valor do ativo segurado no segmento Geração é de R\$68.851 e o prêmio é R\$110 e no de Transmissão é de R\$270.224 e o prêmio é R\$420.

37. ASSUNTOS REGULATÓRIOS

37.1. Reajuste Tarifário – Geração

A Resolução Homologatória nº 1.924, de 28 de julho de 2015, reajustou a Receita Anual de Geração – RAG associada às Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência das usinas hidrelétricas prorrogadas da CEEE-GT, nos termos da Lei nº 12.783/2013. Para estas usinas a RAG homologada é de R\$ 63.335 para o período de 1º de julho de 2015 a 30 de junho de 2016, um aumento de 21% em relação ao período anterior. A essa receita homologada são adicionados os custos incorridos com CFURH, PIS/PASEP e COFINS, os quais são ressarcidos pelas distribuidoras.

37.2. Receita Anual Permitida da Transmissão

37.2.1. Reajuste Tarifário - Transmissão

A Resolução Homologatória nº 1.918 de 23 de junho de 2015 publicada no Diário Oficial da União em 29 de junho do mesmo ano, estabeleceu as Receitas Anuais Permitidas pela disponibilização das instalações sob responsabilidade das concessionárias de serviço público de transmissão de energia. Conjuntamente com a Nota Técnica 159/2015 - SGT/ANEEL de 17 de junho de 2015 ajustou a RAP da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica CEEE-GT para o ciclo 2015-2016 no montante de R\$287.165, sendo R\$265.237 para o Contrato de Concessão nº055/2001 e R\$21.928 para o Contrato de Concessão nº080/2002. Desconsiderando a Parcela de Ajuste do período, que será descontada durante o ciclo 2015-2016, estes valores representam um acréscimo de 15,74% em relação ao ciclo 2014-2015, resultado do desempenho da Transmissora na execução de seus Reforços e do Reajuste Monetário do período em consonância com o índice estabelecido em cada contrato de concessão.

37.3. Investimentos

O montante de R\$115.882 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
Imobilizado da Concessão CEEE-GT	1.437.919	115.882	(29.572)	(52.161)	152	1.472.220
	1.437.919	115.882	(29.572)	(52.161)	152	1.472.220

*Informações não auditadas

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

Adições	
Concessão	65.484
Em Subestações	64.256
SE São Borja 2	10.704
SE UHE Passo Real	12.500
SE Scharlau	4.964
SE Ijuí	4.902
SE Pelotas 3	11.226
SE Santo Ângelo	7.210
SE Bagé	2.002
SE Taquara	1.964
SE Cidade Industrial	1.812
SE Venâncio Aires	2.492
SE Guarita	4.480
Em Linhas de Transmissão	1.228
LT 230KV PELOTAS 3 - PAL 9 - IMPLAN CABO OPGW	597
LT 230 KV SCHARLAU x UTE CHARQ.9SCHARLAU x SECC. SCHARLAU/UTE CHARQ)	325
LT 230KVCAM3XGUA2 EMERG CABCOB EST359X360	306
Concessionária	1.026

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO
 Diretor Presidente

ROBERTO BALAU CALAZANS
 Diretor

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ
 Diretor

LEONARDO HOFF
 Diretor

LUIS CARLOS SACIOTO 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 Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT (a "Companhia" ou a "Controladora") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT e sua controlada ("Consolidado") que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

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

Responsabilidade dos auditores independentes

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

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

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\$ 212.913 mil (2014 – R\$ 130.001 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\$ 106.457 mil (2014 – R\$ 65.000 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\$ 106.456 mil (2014 – R\$ 65.001 mil) em 31 de dezembro de 2015 e o prejuízo do exercício está apresentado a menor em R\$ 5.714 mil (2014 – R\$ 6.566 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 Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT e da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A. - CEEE GT e sua controlada em 31 de dezembro de 2015, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa, bem como o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Ênfase

Impactos da Lei 12.783/2013

Conforme descrito na Nota 9.5 às demonstrações financeiras, nos termos da Lei nº 12.783/2013, a Companhia obteve um laudo de avaliação que determina que o Valor Novo de Reposição (VNR) dos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, e que são sujeitos à indenização, montam a R\$ 1.045.354 mil. Conforme também descrito na Nota 9.5, em 4 de fevereiro de 2016, a Companhia recebeu da ANEEL um termo de notificação determinando que os referidos ativos montam R\$ 836.283 mil. O reconhecimento contábil desse diferencial depende da homologação pela ANEEL do valor final a ser indenizado, bem como da definição de forma e prazo de recebimento pelo Ministério de Minas e Energia. Desta forma, a Companhia registra, desde 2012, o valor de custo desses ativos, no montante de R\$ 415.022 mil. Nossa opinião não está sendo ressalvada em função desse assunto.

Outros assuntos

Informação suplementar - Demonstrações do Valor Adicionado

Examinamos também as Demonstrações do Valor Adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, preparadas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, exceto pelos efeitos do assunto descrito no parágrafo "Base para opinião com ressalva", estão adequadamente apresentadas, 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 2SP000160/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 Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 92.715.812/0001-31, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da CEEE-GT relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2015.

Porto Alegre, 28 de março de 2016.

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO
Diretor Presidente

ROBERTO BALAU CALAZANS
Diretor

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ
Diretor

LEONARDO HOFF
Diretor

LUIS CARLOS SACILOTO TADIELLO
Diretor

JÚLIO ELÓI HOFER
Diretor

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA SOBRE O RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES

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

Diretor Presidente

ROBERTO BALAU CALAZANS

Diretor

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ

Diretor

LEONARDO HOFF

Diretor

LUIS CARLOS SACIOTO TADIELLO

Diretor

JÚLIO ELÓI HOFER

Diretor

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, em cumprimento às disposições legais e estatutárias, conheceu o Relatório da Administração e procedeu ao exame das Demonstrações Contábeis referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2015, compostas do Balanço Patrimonial, da Demonstração do Resultado do Exercício, das Mutações do Patrimônio Líquido, dos Fluxos de Caixa, do Valor Adicionado e das Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis, acompanhadas do Parecer dos Auditores Independentes, bem como se inteirou da proposta relativa à destinação do resultado do exercício.

O Conselho Fiscal considerando o trabalho de acompanhamento da Empresa desenvolvido ao longo do exercício, apoiado pela análise da documentação apresentada, pelas informações prestadas pela Administração, pela Divisão Contábil e no Parecer da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, manifesta que endossa a ressalva e a ênfase contidas no Parecer dos Auditores Independentes, e opina que exceto pelos possíveis efeitos decorrentes da ressalva em questão, as Demonstrações Contábeis representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, as posições patrimoniais e financeiras da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT em 31 de dezembro de 2015, entendendo assim que as referidas Demonstrações Financeiras estão em condições de serem submetidas à deliberação da Assembleia Geral Ordinária de Acionistas da Empresa.

Porto Alegre, 28 de março de 2016.

Humberto Brandão Canuso
Presidente do Conselho Fiscal

Pedro Paulo da Cunha
Conselheiro

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 à 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

Ademir Baretta

Vera Inêz Salgueiro Lermen

Daniel Vargas de Farias

Ivan Jorge Bechara Filho

Sidney do Lago Júnior

Vicente José Rauber

**Companhia Estadual de Distribuição
de Energia Elétrica
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.

Relatório de Administração	
Relatório de Administração	3
Demonstrações Financeiras	
Balanços 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 ACIONISTAS

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
ELETOBRÁS	122.681.434	32,23	3.505.584	53,44	126.187.018	32,59
MUNICÍPIOS	1.323.371	0,34	2.030.636	30,95	3.354.007	0,87
BMF BOVESPA S.A	1.404.802	0,37	913.055	13,92	2.317.857	0,60
OUTROS	26.812	0,01	67.788	1,03	94.600	0,02
TOTAL	380.669.270	100	6.560.558	100	387.229.828	100

Notas:

1 - Posição em 31 de dezembro de 2015.

2 - 388 Acionistas

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

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 5ª 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	DGC	Desempenho Global de Continuidade	Número adimensional	Mensal	1,48	1,22	↓
	DEC	Horas de interrupção no fornecimento de energia elétrica por consumidor.	Horas	Mensal	23,11	17,08	↓
	FEC	Número de interrupções no fornecimento de energia elétrica por consumidor.	int./cons.	Mensal	15,7	11,69	↓
	FER	Quantidade de reclamações procedentes per capita (a cada mil clientes)	Valor	Mensal	12,95	11,36	↓
	IASC	Pesquisa de mercado Aneel	Índice	Anual	Atingir média nacional*	52,97	↑
	TG	Taxa de Gravidade	Dias perdidos por acidente a cada milhão de horas homem trabalhadas	Mensal	276**	1449	↓
	EBITDA	Resultado Operacional	Valor em milhões R\$	Anual	-325	-424	↑

* Média nacional em 2015: 57,03

** As metas estão de acordo com percentuais/valores constantes no Plano de Resultados ANEEL/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.

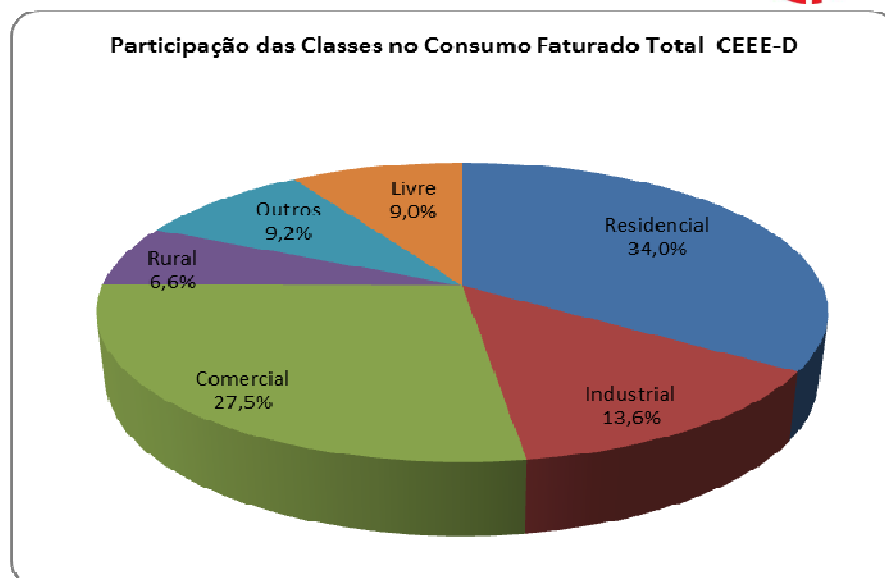
O desempenho da classe industrial também foi crucial para o fraco resultado de 2015. Representando 14% do total do consumo da CEEE-D, o consumo cativo da indústria apresentou uma queda de 12,4% em relação a 2014. Esse resultado é amenizado quando incluímos os consumidores livres industriais, fechando 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%



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%
Média geral	369,96	622,23	68,20%

4.3.2. 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 Tarifária - 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.

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.

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

4.3.4. 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.

4.3.5. 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;

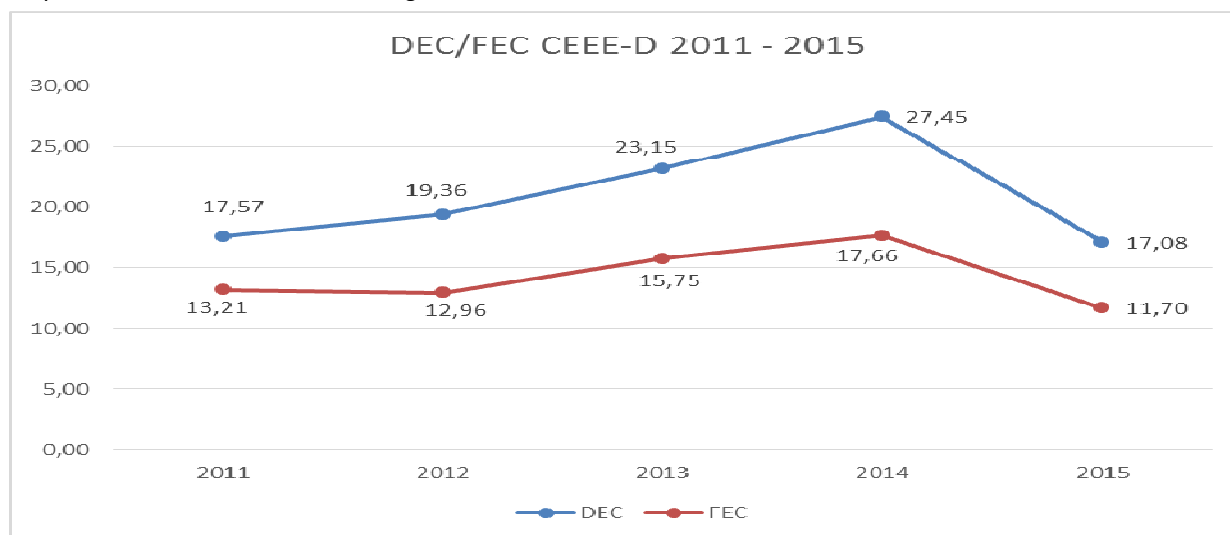
Dentre as ações definidas, podemos destacar as principais:

- 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;

- 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
Total	214.019

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
Total	269,59	<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 á 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 Porte 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.

6. BALANÇO SOCIAL – INDICADORES SOCIAIS

1 - BASE DE CÁLCULO	Dezembro 2015 (valor em mil R\$)			Dezembro 2014 (valor em mil R\$)		
Receita líquida (RL)	3.376.936			2.849.004		
Resultado operacional (RO)	(482.835)			(387.940)		
Folha de pagamento bruta (FPB)	406.205			376.351		
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre FPB	% sobre RL
Encargos Sociais Compulsórios	69.015	17%	2%	66.540	16%	2%
Saúde	902	0%	0%	934	0%	0%
Medicina e Segurança	2.582	1%	0%	3.125	1%	0%
Educação	1.041	0%	0%	1.030	0%	0%
Capacitação e Desenvolvimento Profissional	95	0%	0%	2.099	1%	0%
Benefícios	98.934	24%	3%	95.270	23%	3%
Alimentação	32.231	8%	1%	28.386	7%	1%
Creches ou Auxílio-Creche	3.343	1%	0%	3.259	1%	0%
Previdência privada	50.510	12%	1%	51.087	13%	2%
Plano de Saúde	12.850	3%	0%	12.538	3%	0%
Participação nos Lucros ou Resultados	2.019	0%	0%	5.282	1%	0%
Inclusão Social	181	0%	0%	176	0%	0%
Outros	2.031	0%	0%	2.310	1%	0%
Produtividade	1.013	0%	0%	1.306	0%	0%
Vale Transporte - Excedente	1.018	0%	0%	1.004	0%	0%
Total - Indicadores sociais internos	176.800	44%	5%	176.766	44%	5%
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL
Educação	-	0%	0%	835	0%	0%
Inclusão Social	8	0%	0%	364	0%	0%
Total das contribuições para a sociedade	8	0%	0%	1.199	0%	0%
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.239.316	-257%	37%	795.958	-165%	24%
Total - Indicadores sociais externos	1.239.324	-257%	37%	797.157	-165%	24%
4 - INDICADORES AMBIENTAIS	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (em mil R\$)	% sobre RO	% sobre RL
Indicador Ambiental	110	0%	0%	-	0%	0%
Gestão	663	0%	0%	788	0%	0%
Resíduos	663	0%	0%	788	0%	0%
Programas Ambientais	10.468	-2%	0%	7.218	-1%	0%
Reflorestamento	-	0%	0%	1	0%	0%
Eficientização Energética	712	0%	0%	232	0%	0%
Poda e Desmatamento	9.285	-2%	0%	6.131	-1%	0%
Acompanhamento Técnico e Gerenciamento Ambiental	471	0%	0%	854	0%	0%
Total dos investimentos em meio ambiente	11.241	-2%	0%	8.006	-2%	0%
Quanto ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	() não possui metas () cumpre de 0 a 50%		() cumpre de 51 a 75% (x) cumpre de 76 a 100%	() não possui metas () cumpre de 0 a 50%		() cumpre de 51 a 75% (x) cumpre de 76 a 100%
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL	2015			2014		
Nº de empregados(as) ao final do período*	2.697			2.784		
Nº de admissões durante o período	0			1		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	2.104			1.076		
Nº de estagiários(as)	196			226		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	684			870		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	601			634		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	13,32%			15,72%		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	305			380		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	8,15%			8,67%		
Nº de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	49			49		
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL	Em 2015			Em 2014		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	27,46			27,49		
Número total de acidentes de trabalho**	31			21		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção	(x) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	() direção	(x) direção e gerências	() todos(as) empregados(as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	() direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	(x) todos(as) - Cipa	() direção e gerências	() todos(as) empregados(as)	(x) todos(as) - Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	() não se envolverá	(x) seguirá as normas da OIT	() incentivar e seguirá a OIT	() não se envolverá	(x) seguirá as normas da OIT	() incentivar e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	() direção	() direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)	() direção	() direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)
A participação dos lucros ou resultados contempla:	() direção	() direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)	() direção	() direção e gerências	(x) todos(as) empregados(as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	() não serão considerados	(x) serão sugeridos	() serão exigidos	() não serão considerados	(x) serão sugeridos	() serão exigidos
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	() não se envolverá	() apoiará	(x) organizará e incentivará	() não se envolverá	() apoiará	(x) organizará e incentivará
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	na empresa 47.435	no Procon	na Justiça	na empresa 43.280	no Procon	na Justiça
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa 100%	no Procon	na Justiça	na empresa 100%	no Procon	na Justiça
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):	Em 2015: R\$ 2.683.286			Em 2014: R\$ 1.247.231		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	77,99% governo (35,70) % acionistas	38,08% colaboradores(as) 19,63% terceiros	_____% retido	69,45% governo (19,30) % acionistas	37,96% colaboradores(as) 11,89% terceiros	_____% retido
7 - OUTRAS INFORMAÇÕES						
Contempla a Campanha do Agasalho e a Campanha do Brinquedo						
Escolaridade	Em 2014			Em 2014		
Graduados	1.098			1.187		
Ensino Médio	1.599			1.488		
Ensino Médio Incompleto	-			-		
Ensino Fundamental	98			69		
Ensino Fundamental Incompleto	-			40		
Não Alfabetizados	-			-		
**Acidentes com perda de tempo			**Acidentes com perda de tempo			

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.

6.1.4 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 as suas atividades. A política de remuneração da CEEE-D não diferencia homens e mulheres.

6.1.5 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.

6.1.6 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 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.

6.1.7 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.

6.2. 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.

6.2.1 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.

6.2.2 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	5.593.102	3.700.400	51,15
Deduções da Receita Operacional	(2.216.166)	(851.396)	160,30
Receita Operacional Líquida	3.376.936	2.849.004	18,53
Custo do Serviço de Energia Elétrica	(3.581.106)	(2.819.325)	27,02
Custo com Energia Elétrica	(2.700.978)	(1.875.469)	44,02
Custo de Operação	(880.128)	(943.856)	-6,75
Lucro Operacional Bruto	(204.170)	29.679	-787,93
Despesas Operacionais	(302.847)	(397.364)	-23,79
Pessoal	(79.298)	(97.953)	-19,04
Material	(708)	(1.063)	-33,40
Serviços	(40.660)	(38.260)	6,27
Outros	(182.181)	(260.088)	-29,95
Outras Receitas	65.364	29.204	123,82
Outras Despesas	(41.182)	(49.459)	-16,74
Resultado do Serviço	(482.835)	(387.940)	24,46
Depreciação e Amortização	(58.633)	(61.961)	-5,37
EBITDA	(424.202)	(325.979)	30,13
Margem EBITDA	-12,56%	-11,44%	-1,12
Receita/Despesa Financeira	(72.175)	(905)	7875,14
Imposto de Renda e Contribuição Social	40.766	(56.437)	-172,23
Resultado Líquido do Exercício	(514.244)	(445.282)	15,49

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

Informações e Indicadores Econômicos - Financeiros	2015	2014	Variação % 2015/2014
Informações Financeiras			
Ativo Total	3.315.964	2.962.165	11,94%
Passivo	3.799.560	2.874.156	32,20%
Patrimônio Líquido	(483.596)	88.009	-649,48%
Receita Operacional Líquida	3.376.936	2.849.004	18,53%
Resultado do Serviço (EBIT)	(482.835)	(387.940)	24,46%
Prejuízo do Exercício	(514.244)	(445.282)	15,49%
EBITDA (1)	(424.202)	(325.979)	30,13%
PMS (2)	(563.652)	(607.886)	-7,28%
Indicadores Financeiros			
Dívida Total (3)	479.919	386.406	24,20%
ROCE (4) (%)	385,55%	348,76%	36,79%
Dívida Bruta/EBITDA	(1,13)	(1,19)	0,05
Participação Capital de Terceiros sobre Ativo Total (5) (%)	114,58%	97,03%	17,55%
Margem Operacional (6) (%)	-16,44%	-13,65%	-2,79%
Margem Líquida (7) (%)	-15,23%	-15,63%	0,40%
Dívida Líquida (8)	405.958	296.693	36,83%
PMS / ROL (%)	-16,69%	-21,34%	4,65%
Cotação Unitária da Ação - ON (R\$ por lote mil)	0,50	0,79	-
Cotação Unitária da Ação - PNA (R\$ por lote mil)	1,13	1,59	-

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	18,53
(-) Custo do Serviço de Energia Elétrica	(3.581.106)	(2.819.325)	27,02
(-) Despesas Operacionais	(278.665)	(417.619)	-33,27
Resultado do Serviço - EBIT	(482.835)	(387.940)	24,46
(+) Depreciação e Amortização	58.633	61.961	-5,37
EBITDA	(424.202)	(325.979)	30,13
Margem EBITDA	-12,56%	-11,44%	-1,12

((*) Na composição das Despesas/Receitas Operacionais não são consideradas as receitas e despesas 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	Indexador	Saldo (R\$ Mil)	Participação no Total (%)
Saldo Devedor da Dívida Interna		28.006	5,85%
Moeda Nacional - Eletrobrás - RGR	RGR	28.006	5,85%
Saldo Devedor da Dívida Externa		451.072	94,15%
Moeda Externa - AFD	Dólar/Libor	237.961	49,67%
Moeda Externa - BID	Dólar/Libor	213.111	44,48%
Saldo Devedor da Dívida		479.078	100,00%

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 GASPAR 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)

	Nota Explicativa	31/12/2015	31/12/2014		Nota Explicativa	31/12/2015	31/12/2014
ATIVO CIRCULANTE							
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	73.961	42.715	PASSIVO CIRCULANTE			
Investimento em Títulos do Governo	10	-	46.998	Fornecedores	17	458.390	392.409
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	454.955	308.217	Obrigações Trabalhistas	18	50.799	49.130
Tributos a Recuperar	7	20.453	28.463	Obrigações Fiscais	19	260.398	141.311
Estoque	8	16.984	13.042	Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	20	4.954	118.681
Outros Créditos a Receber	9	132.851	174.904	Provisões para Benefícios a Empregados	21	105.426	105.527
Ativo Financeiro Setorial Líquido	11	176.669	202.562	Obrigações da Concessão	22	230.602	155.110
		875.873	816.901	Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	23	81.516	61.421
				Outros Passivos	25	159.123	148.410
						1.351.208	1.171.999
ATIVO NÃO CIRCULANTE							
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	113.069	128.949	PASSIVO NÃO CIRCULANTE			
Tributos a Recuperar	7	10.065	14.038	Fornecedores	17	237.217	-
Aplicações Financeiras	5	9.751	27.446	Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações	20	474.965	267.775
Depósitos Judiciais	12	90.169	72.638	Provisões para Benefícios a Empregados	21	763.172	739.350
Ativo Financeiro da Concessão	13	472.579	1.546.936	Obrigações Fiscais	19	198.795	111.210
Bens e Direitos	14	49.543	50.158	Provisão para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias	23	137.638	200.554
Outros Créditos a Receber	9	1.876	1.875	Obrigações da Concessão	22	195.562	17.378
Imobilizado	15	168.676	201.681	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	24	59.290	95.384
Intangível	16	1.524.363	101.543	Outros Passivos	25	381.713	270.556
		2.440.091	2.145.264			2.448.352	1.702.157
TOTAL DO ATIVO				PATRIMÔNIO LÍQUIDO (PASSIVO A DESCOBERTO)			
		3.315.964	2.962.165	Capital Social	26.1	23.703	23.703
				Reserva de Incentivos Fiscais	26.2	1.592.060	1.592.060
				Outros Resultados Abrangentes	26.3	(210.249)	(152.888)
				Prejuízos Acumulados	-	(1.889.110)	(1.374.866)
						(483.596)	88.009
				TOTAL DO PASSIVO A DESCOBERTO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		3.315.964	2.962.165

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Resultado

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

	Nota Explicativa	31/12/2015	31/12/2014
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	28	3.376.936	2.849.004
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		(3.581.106)	(2.819.325)
Custo com Energia Elétrica	29	(2.700.978)	(1.875.469)
Custo de Operação	30	(880.128)	(943.856)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO		(204.170)	29.679
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)	(281.638)
Outras Receitas	31	65.364	29.204
Outras Despesas	31	(41.182)	(49.459)
RESULTADO DO SERVIÇO		(482.835)	(387.940)
Resultado Financeiro, Líquido	32	(72.175)	(905)
RESULTADO ANTES DO IR E CS		(555.010)	(388.845)
Imposto de Renda Diferido	33	29.975	(41.498)
Contribuição Social Diferida	33	10.791	(14.939)
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO		(514.244)	(445.282)
Prejuízo Básico e Diluído por Ação Ordinária - R\$	27	(1,33)	(1,15)
Prejuízo Básico e Diluído por Ação Preferencial - R\$	27	(1,33)	(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)
Outros Resultados Abrangentes	(57.361)	21.950
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	927	14.177
Venda de Títulos do Governo	12.816	12.235
Perda/Ganho Atuarial	(66.430)	4.518
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos sobre Outros Resultados Abrangentes	(4.674)	(8.980)
Resultado Abrangente do Exercício	(571.605)	(423.332)

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)

	Nota Explicativa	Reserva de Lucro		Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Total
		Capital Social Integralizado	Reserva de Incentivos Fiscais			
Saldos em 31/12/2013		23.703	1.592.060	(929.584)	(174.838)	511.341
Prejuízo do Exercício		-	-	(445.282)	-	(445.282)
Outros resultados abrangentes						
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda		-	-	-	26.412	26.412
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes		-	-	-	(8.980)	(8.980)
Registro do Ganho Atuarial					4.518	4.518
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos		-	-	-	21.950	21.950
Saldos em 31/12/2014		23.703	1.592.060	(1.374.866)	(152.888)	88.009
Prejuízo do Exercício		-	-	(514.244)	-	(514.244)
Outros resultados abrangentes						
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	10.3	-	-	-	13.743	13.743
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	10.3	-	-	-	(4.674)	(4.674)
Registro da Perda Atuarial					(66.430)	(66.430)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de impostos		-	-	-	(57.361)	(57.361)
Saldos em 31/12/2015		23.703	1.592.060	(1.889.110)	(210.249)	(483.596)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

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

	Nota Explicativa	31/12/2015	31/12/2014
ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Prejuízo do Exercício		(514.244)	(445.282)
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa			
Variações Monetárias e Cambiais dos Empréstimos de Longo Prazo		128.556	38.273
Depreciação e Amortização de Bens do Ativo Imobilizado e Intangíveis	30	58.633	61.961
Constituição de Provisão para Passivos e Outras.....		(1.125)	59.085
Constituição de Provisão Ex-Autárquicos	30	68.994	78.363
Constituição de Provisão Para Créditos de Liquidação Duvidosa	30	41.554	60.282
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos		(40.766)	56.438
Baixas do Ativo Biológico, Ativo Imobilizado e Intangível		165.440	224.068
Variação dos Investimentos em Títulos do Governo	10	(316)	(36.308)
CAIXA APLICADO/GERADO NAS OPERAÇÕES		(93.274)	96.880
Variações no Ativo Circulante e Não Circulante		(426.038)	3.749
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.....		(172.412)	(67.468)
Tributos a Recuperar		11.983	8.495
Aplicações Financeiras de Longo Prazo		17.695	4.334
Estoques		(3.942)	930
Investimentos em Títulos do Governo		61.057	438.731
Depósitos Judiciais		(17.531)	28.958
Ativo Financeiro da Concessão		(390.833)	(296.586)
Outros Créditos a Receber		42.052	84.285
Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA		25.893	(197.930)
Variações no Passivo Circulante e Não Circulante		712.747	231.014
Fornecedores		303.198	63.996
Obrigações Trabalhistas		1.669	(925)
Obrigações Fiscais		206.672	62.371
Provisão para Benefícios a Empregados		(97.028)	(91.808)
Obrigações da Concessão		253.676	18.792
Provisão para Contingências Trabalhistas e Cíveis		(56.381)	(76.738)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos		4.674	8.979
Pagamento de Encargos de Dívidas		(20.940)	(23.219)
Outros Passivos		117.207	269.566
CAIXA LÍQUIDO ATIVIDADES OPERACIONAIS		193.435	331.643
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Investimento		(148.086)	(248.925)
Aquisição de Bens do Ativo Imobilizado		(132.327)	(200.228)
Aquisição de Ativo Intangível		(15.759)	(48.697)
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Financiamento		(14.103)	(79.720)
Incremento de Empréstimos e Financiamentos		113.613	167.657
Amortização do Principal de Empréstimos e Financiamentos.....		(127.716)	(247.377)
AUMENTO DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		31.246	2.998
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes de Caixa	5	42.715	39.717
Saldo Final de Caixa e Equivalentes de Caixa	5	73.961	42.715

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

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

	Nota Explicativa	31/12/2015		31/12/2014	
RECEITAS					
Venda de Energia e Serviços	28	5.593.102		3.700.400	
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	30	(41.554)		(60.282)	
Outras Receitas e Despesas		24.182		(20.252)	
(-) INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS		(3.274.696)		(2.501.517)	
Material	30	(20.687)		(18.175)	
Serviços de Terceiros	30	(95.393)		(94.363)	
Custo de Energia Comprada	29	(2.700.978)		(1.875.469)	
Outros Custos Operacionais	30	(13.794)		(12.567)	
Custo de Construção	30	(359.616)		(392.967)	
Outras Despesas Operacionais		(84.228)		(107.976)	
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO		2.301.034		1.118.349	
(-) Depreciação e Amortização	30	(4.721)		(7.707)	
(-) Amortização do Intangível da Concessão	30	(53.912)		(54.254)	
(-) Provisões	30	(19.861)		(44.062)	
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO		2.222.540		1.012.326	
(+) Receitas Financeiras	32	460.746		234.905	
(=) VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR		2.683.286	%	1.247.231	%
Distribuição do Valor Adicionado					
Pessoal		413.592	15,41	475.017	38,08
Remuneração Direta		209.475	7,81	241.201	19,34
Benefícios		49.968	1,86	47.473	3,81
Plano de Benefícios Previdenciais		66.689	2,49	89.283	7,16
Compromissos Previdenciais		69.011	2,57	78.507	6,29
F.G.T.S.		18.449	0,68	18.553	1,49
Impostos, Taxas e Contribuições		2.242.506	83,57	972.648	77,99
Federais		1.186.660	44,22	279.874	22,44
Estaduais		1.055.527	39,34	692.152	55,50
Municipais		319	0,01	622	0,05
Remuneração de Capitais de Terceiros		541.432	20,18	244.848	19,63
Despesas Financeiras	32	532.921	19,86	235.810	18,91
Aluguéis	30	8.511	0,32	9.038	0,72
Remuneração de Capitais Próprios		(514.244)	(19,16)	(445.282)	(35,70)
Prejuízo do Exercício		(514.244)	(19,16)	(445.282)	(35,70)
TOTAL		2.683.286		1.247.231	

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

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;
- e
- 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 ≥ 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 ≥ 0 (até o término de 2017 e mantida em 2018, 2019 e 2020)
- II. [LAJIDA (-) QRR] ≥ 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 irreversíveis (inadimplência regulatória).

Parcela "A"	Parcela "B"
Encargos Setoriais	Receita Irrecuperável
Taxa de Fiscalização - TFSEE	Despesas de Manutenção
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	Pessoal
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	Material
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	Serviços de Terceiros
Operador Nacional do Sistema (NOS)	Outras Despesas
Encargos de Transmissão	Despesas de Capital
Compra de Energia para Revenda	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.

1.2.1. Distribuição - Reajuste Tarifário Anual – 2015

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 efeito 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 CCEE-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 CCEE-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:

Taxas de depreciação dos itens mais relevantes do Ativo Não-Circulante	Taxa anual
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:

	Nota Explicativa	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE			
Numerário Disponível		61.469	41.171
Aplicações Financeiras - SIAC/BANRISUL	34	12.492	1.544
Total de Caixa e Equivalentes de Caixa		73.961	42.715
NÃO CIRCULANTE			
Aplicações Financeiras de Longo Prazo - SIAC/BANRISUL	34	7.570	6.686
Aplicações Financeiras Vinculadas		2.181	4.771
Quotas Subordinadas - FIDC		-	15.989
Total de Aplicações Financeiras de Longo Prazo		9.751	27.446

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\$9.751 (R\$27.446 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, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

Os saldos compõem-se de:

	Nota Explicativa	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE						
Consumidores	6.1	299.806	143.918	137.138	580.862	433.485
Suprimento de Energia		111	-	-	111	87
Encargo de Uso da Rede		326	-	-	326	662
Permissonárias		219	-	-	219	162
Parcelamentos	6.2	26.932	2.123	28.647	57.702	56.696
Energia de Curto Prazo - CCEE		37.816	-	-	37.816	8.866
Provisão Créditos Liquidação Duvidosa	6.3	-	-	-	(222.081)	(191.741)
		<u>365.210</u>	<u>146.041</u>	<u>165.785</u>	<u>454.955</u>	<u>308.217</u>
NÃO CIRCULANTE						
Parcelamentos	6.2	81.902	-	31.167	113.069	128.949
		<u>81.902</u>	<u>-</u>	<u>31.167</u>	<u>113.069</u>	<u>128.949</u>

6.1. Consumidores

	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	31/12/2015	31/12/2014
Residencial	134.975	57.766	4.161	196.902	172.299
Industrial	25.223	28.481	19.903	73.607	55.452
Comercial Serviços e Outras Atividades	95.688	30.784	11.167	137.639	102.329
Rural	12.825	7.668	1.456	21.949	14.131
Poder Público	10.125	16.114	33.173	59.412	52.219
Iluminação Pública	9.670	1.810	67.278	78.758	29.803
Serviço Público	11.300	1.295	-	12.595	7.252
Total	<u>299.806</u>	<u>143.918</u>	<u>137.138</u>	<u>580.862</u>	<u>433.485</u>

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 31/12/2014	Adições	Exclusões	Saldo 31/12/2015
Residencial	51.933	5.371	-	57.304
Industrial	5.323	3.037	-	8.360
Comercial Serviços e Outras Atividades	9.283	4.149	-	13.432
Rural	1.701	-	(676)	1.025
Poder Público, Iluminação Pública e Serviço Público	66.698	18.310	-	85.008
Títulos de Créditos a Receber e Parcelamentos	54.303	-	(192)	54.111
Diversos	2.500	341	-	2.841
Total	191.741	31.208	(868)	222.081

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.

	31/12/2015	31/12/2014
Saldo Inicial	-	45.712
Atualização	-	7.520
Provisão Perdas	-	(53.232)
Saldo Final	-	-

7. TRIBUTOS A RECUPERAR

	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE		
ICMS a Compensar	14.000	15.741
IRPJ e CSLL a Compensar	5.447	11.897
Outros Créditos a Compensar	1.006	825
Total	20.453	28.463
NÃO CIRCULANTE		
ICMS a Compensar*	10.065	14.038
Total	10.065	14.038

*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:

	31/12/2015	31/12/2014
Estoque de Operação	17.515	13.588
(-) Provisão para Perdas	(531)	(546)
Total	16.984	13.042

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

9. OUTROS CRÉDITOS A RECEBER

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	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
Adiantamento a Fornecedores		1.629	576
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9.4 / 34	4.450	9.926
Adiantamento a Empregados		3.363	1.492
Aluguel de Postes/Serviços Prestados		8.008	10.962
Cedência de Funcionários	34	571	526
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios FIDCs IV e VI	9.5	-	35.198
Subvenção CDE - PLT	34	1.833	1.833
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.639/2013	9.6 / 34	-	26.290
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.834/2014	9.7 / 34	-	54.058
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.971/2015	9.8 / 34	95.238	-
Outros Devedores		2.644	16.740
Total		132.851	174.904
NÃO CIRCULANTE			
Títulos de Crédito a Receber		7	6
Depósitos Recursais - INSS e ISS		1.869	1.869
Total		1.876	1.875

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

	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE		
Investimentos em Títulos do Governo	-	46.998
	-	46.998
Total	-	46.998

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 Eletrobrás.

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)

	Saldo em 31/12/2014	Constituição	Amortização	Atualização Monetária	Saldo em 31/12/2015
CVA Ativa	230.190	1.138.564	(857.787)	71.890	582.857
Energia Elétrica Comprada	193.938	345.902	(415.450)	34.452	158.842
Transporte Itaipu	871	2.639	(2.300)	266	1.476
Tarifa de Uso Sistema de Transmissão Rede Básica	16.177	24.725	(30.718)	2.795	12.979
Quota CDE	15.521	758.592	(400.910)	34.178	407.381
Quota ESS	-	5.487	(3.462)	40	2.065
Proinfa	3.683	1.219	(4.947)	159	114
Demais Ativos Financeiros Setoriais	59.939	171.304	(141.988)	1.318	90.573
Neutralidade da Parcela A	1.550	62.569	(22.133)	1.318	43.304
Outros Componentes Financeiros	53.880	53.155	(65.751)	-	41.284
Quotas de Custo e Energia - Proinfa	4.509	55.580	(54.104)	-	5.985
Total do Ativo	290.129	1.309.868	(999.775)	73.208	673.430
CVA Passiva	(77.161)	(304.717)	190.436	(16.953)	(208.395)
Energia Elétrica Comprada	(1.323)	(95.548)	36.117	(3.502)	(64.256)
Transporte Itaipu	(541)	-	541	-	-
Tarifa de Uso Sistema de Transmissão Rede Básica	(5.400)	(6.095)	7.295	(80)	(4.280)
Quota CDE	(1)	-	1	-	-
Quota ESS	(69.896)	(199.864)	144.112	(13.166)	(138.814)
Proinfa	-	(3.210)	2.370	(205)	(1.045)
Demais Ativos Financeiros Setoriais	(10.406)	(370.690)	93.489	(759)	(288.366)
Neutralidade da Parcela A	(4.963)	(14.959)	20.681	(759)	-
Outros Componentes Financeiros	(5.443)	(355.731)	72.808	-	(288.366)
Total do Passivo	(87.567)	(675.407)	283.925	(17.712)	(496.761)
Ativo Financeiro Setorial Líquido	202.562	634.461	(715.850)	55.496	176.669

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. DEPÓSITOS 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
Saldo em 31 de Dezembro 2014	1.546.936	32.945	1.579.881
Adições.....	390.833	2.644	393.477
Transferências.....	(1.465.190)	1.465.190	-
Amortização.....	-	(53.912)	(53.912)
Saldo em 31 de Dezembro 2015	472.579	1.446.867	1.919.446

13.1. Bens vinculados à 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	39.041	39.041
Bens de Uso Futuro e Bens de Renda	2.004	2.004
(-) Amortização Acumulada	(1.818)	(1.203)
Outros	16.800	16.800
(-) Amortização Acumulada	(6.484)	(6.484)
	<u>49.543</u>	<u>50.158</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	Adições	Baixas	Transferências	Outros	31/12/2015
Custo						
Terrenos.....	3.318	-	-	-	-	3.318
Edificações.....	11.684	-	-	-	(46)	11.638
Máquinas e Equipamentos.....	13.277	-	(150)	1.964	9.246	24.337
Veículos.....	44.305	-	(49)	7.153	(3.977)	47.432
Móveis e Utensílios.....	6.307	-	(48)	38	288	6.585
	<u>78.891</u>	<u>-</u>	<u>(247)</u>	<u>9.155</u>	<u>5.511</u>	<u>93.310</u>
Depreciação						
Edificações.....	(9.813)	(131)	-	-	6	(9.938)
Máquinas e Equipamentos.....	(7.909)	(1.874)	118	16	(9.890)	(19.539)
Veículos.....	(34.704)	(3.380)	23	-	(1.658)	(39.719)
Móveis e Utensílios.....	(4.550)	(255)	37	-	(465)	(5.233)
	<u>(56.976)</u>	<u>(5.640)</u>	<u>178</u>	<u>16</u>	<u>(12.007)</u>	<u>(74.429)</u>
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)						
Fora do Escopo da Concessionária.....	82.749	(41.932)	(134.378)	163.022	121.414	190.875
Depreciação.....	(11.967)	(1.337)	13.251	-	(162.627)	(162.680)
	<u>70.782</u>	<u>(43.269)</u>	<u>(121.127)</u>	<u>163.022</u>	<u>(41.213)</u>	<u>28.195</u>
Total do Imobilizado em Serviço	<u>92.697</u>	<u>(48.909)</u>	<u>(121.196)</u>	<u>172.193</u>	<u>(47.709)</u>	<u>47.076</u>
Total do Imobilizado em Curso	<u>108.984</u>	<u>178.432</u>	<u>-</u>	<u>(172.193)</u>	<u>6.377</u>	<u>121.600</u>
Total do Ativo Imobilizado	<u>201.681</u>	<u>129.523</u>	<u>(121.196)</u>	<u>-</u>	<u>(41.332)</u>	<u>168.676</u>

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

	Softwares	Ativo Intangível da Concessão	Total
Custo			
Saldo em 31 de Dezembro de 2014	78.356	628.047	706.403
Aquisições	13.115	2.644	15.759
Transferência do Ativo Financeiro	-	1.465.190	1.465.190
Saldo em 31 de Dezembro de 2015	91.471	2.095.881	2.187.352
Amortização			
Saldo em 31 de Dezembro de 2014	(9.758)	(595.102)	(604.860)
Amortização do Período	(4.217)	(53.912)	(58.129)
Saldo em 31 de Dezembro de 2015	(13.975)	(649.014)	(662.989)
Saldo em 31 de Dezembro de 2014	68.598	32.945	101.543
Saldo em 31 de Dezembro de 2015	77.496	1.446.867	1.524.363

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:

CIRCULANTE	31/12/2015	31/12/2014
Encargos de Uso da Rede	23.642	22.220
Energia Elétrica Comprada para Revenda	272.302	237.078
Materiais e Serviços	113.270	89.954
Energia de Curto Prazo - CCEE	30.699	29.349
Retenção Contratual	18.477	13.808
Total	458.390	392.409
 NÃO CIRCULANTE		
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, 13 º Salário, Gratificações e Encargos Sociais	35.809	35.438
Retenções sobre a Folha de Pagamento	13.758	13.547
Prêmio Assiduidade	1.232	145
Total	50.799	49.130

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 Eletricistas do Rio Grande do Sul - SENERGISUL e a Fundação CEEE de Seguridade Social - ELETROCEEE) e tributos e contribuições sociais retidos na fonte.

19. OBRIGAÇÕES FISCAIS

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	31/12/2015	31/12/2014
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	32.635	26.298
Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ	259	188
Parcelamento PIS / COFINS - REFIS DA COPA	2.170	2.437
Parcelamento PIS / COFINS - PGFN	11.184	-
Parcelamento PIS / COFINS - RFB	18.946	-
Parcelamento ICMS Programa "Em dia 2014"	-	26.490
Parcelamento ICMS - REFAZ 2015	7.677	-
Parcelamento ICMS	86.007	-
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido - CSLL	457	465
Contribuição ao Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	7.672	5.466
Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS	73.660	62.465
Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS	15.876	13.562
Contribuição ao Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	2.596	2.322
Outros	1.259	1.618
Total	260.398	141.311

NÃO CIRCULANTE

Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS	-	21
Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS	-	5
Parcelamento PIS / COFINS - REFIS DA COPA	28.030	33.921
Parcelamento PIS / COFINS - PGFN	38.214	-
Parcelamento PIS / COFINS - RFB	64.733	-
Parcelamento ICMS Programa "Em dia 2014"	-	77.263
Parcelamento ICMS - REFAZ 2015	67.818	-
Total	198.795	111.210

19.1. Parcelamento Lei nº 12.996/14 - REFIS 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	Valor
22/08/2014	Parcelamento Lei nº 12.996/14 - REFIS DA COPA	49.511
31/12/2015	Desconto Lei nº 12.996/14	(12.159)
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	4.185
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(11.337)
	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	Valor
22/08/2014	Parcelamento PIS/COFINS - PGFN	52.475
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	3.237
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(6.314)
	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
24/06/2015	Parcelamento PIS/COFINS - RFB	108.151
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	6.387
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(30.859)
	Saldo a Pagar	83.679
CIRCULANTE		18.946
NÃO CIRCULANTE		64.733
		83.679

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”	94.368
25/11/2015	Desconto - Refaz 2015	(6.803)
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	600
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(12.670)
	Saldo a Pagar	75.495
CIRCULANTE		7.677
NÃO CIRCULANTE		67.818
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 até 31/12/2015	6.513
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(16.531)
	Saldo a Pagar	86.007
CIRCULANTE		86.007
Total		86.007

20. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES

Os saldos compõem-se de:

20.1. Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações

C R E D O R	31/12/2015						
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	PRINCIPAL		Total
					Circulante	Não Circulante	
MOEDA NACIONAL							
ELETROBRAS	RGR	5% a 7,5%	2025	02	4.122	23.884	28.006
Consumidores	-	-	-	-	832	9	841
TOTAL MOEDA NACIONAL					4.954	23.893	28.847
MOEDA ESTRANGEIRA							
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD.....	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	-	237.961	237.961
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	-	213.111	213.111
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					-	451.072	451.072
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					4.954	474.965	479.919
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					4.954	474.965	479.919

C R E D O R	31/12/2014						
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	PRINCIPAL		Total
					Circulante	Não Circulante	
MOEDA NACIONAL							
ELETROBRAS	RGR	5% a 7,5%	2025	02	2.812	28.006	30.818
Banco Máxima	IPCA	9,55%	2015	04	30.739	-	30.739
Santander	CDI/CETIP	3,39%	2015	03	7.431	-	7.431
Caixa Econômica Federal	CDI	3,41%	2015	04	9.333	-	9.333
Caixa Econômica Federal	CDI	3,04%	2015	04	12.500	-	12.500
Consumidores	-	-	-	-	233	2.361	2.594
TOTAL MOEDA NACIONAL					63.048	30.367	93.415
MOEDA ESTRANGEIRA							
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD.....	US\$	0,25% a 6,83% + 0,50%	2036	01	-	139.101	139.101
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	Libor + 0,75%	2036	01	-	98.257	98.257
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA					-	237.358	237.358
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA					63.048	267.725	330.773
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS					63.048	267.725	330.773

C R E D O R	31/12/2014						
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	PRINCIPAL		Total
					Circulante	Não Circulante	
MOEDA NACIONAL							
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - FIDC IV	IPCA	9,88%	2015	04	17.998	-	17.998
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - FIDC VI	CDI	2%	2015	04	37.635	-	37.635
TOTAL DE OUTRAS CAPTAÇÕES					55.633	-	55.633
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES					118.681	267.725	386.406

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:

PRINCIPAL	31/12/2015	31/12/2014
2016	-	10.387
2017	2.787	4.102
2018	15.307	4.529
2019	15.903	4.475
Após 2019	440.968	244.232
	<u>474.965</u>	<u>267.725</u>

20.5. Composição do Saldo da Dívida por Indexador

Demonstrativo de Composição do Saldo da Dívida por Indexador:

MOEDA / INDEXADOR	31/12/2015	31/12/2014
RGR*	5,03%	10,46%
Dólar US\$	94,97%	88,66%
Outros	-	0,88%
	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>

*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-autárquicos e a obrigação de complementação de aposentadoria a ex-empregados desligados por aposentadoria incentivada – CTP.

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

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

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

CIRCULANTE	Nota Explicativa	31/12/2015	31/12/2014
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP		34	187
Contribuição Patrocinadora - Plano Único.....	34	3.154	3.792
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - Plano Único	34	864	557
Contribuição Patrocinadora - CEEEPREV.....	34	15.879	13.709
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - CEEEPREV.....	34	926	597
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA		84.569	86.685
		<u>105.426</u>	<u>105.527</u>
NÃO CIRCULANTE			
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP.....		-	50
Provisão Plano Único		54.025	8.104
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - Plano Único	34	52.617	52.617
Provisão Plano CEEEPREV		148.310	129.105
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - CEEEPREV.....	34	56.389	56.389
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA		451.831	493.085
		<u>763.172</u>	<u>739.350</u>
Total		<u><u>868.598</u></u>	<u><u>844.877</u></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 3.096/56 - EXA

Esta provisão, registrada conforme o cálculo atuarial refere-se ao compromisso da Companhia com empregados denominados ex-autárquicos aposentados, remanescentes da antiga Comissão Estadual de Energia Elétrica, autarquia que foi sucedida pela Companhia 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 possuíam. Este percentual é

denominado complementação. Adicionalmente, suplementa-se o que já fora revisado com mais 30% de modo a assegurar aos ex-autárquicos a integralidade dos proventos em relação ao que percebiam os ativos, por imposição da Lei Estadual Nº 3.096, de 31 de dezembro de 1956.

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

No início do exercício de 2012, a Companhia obteve o direito de receber da União 1,8 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 à 1ª ação de cobrança, a Companhia interpôs contra União e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, uma nova ação (Processo Judicial Nº 0002230-10.2015.4.01.3400), de natureza declaratória, cumulada com pedido indenizatório, requerendo a indenização dos valores despendidos após o exercício de 1993 até os dias atuais, a serem quantificados em liquidação de sentença.

21.5. Premissas Utilizadas para o Cálculo do Passivo e das Projeções

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

PREMISSAS ATUARIAIS ADOTADAS	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD
Taxa para desconto da obrigação atuarial	7,32% a.a.	7,32% a.a.	7,23% a.a.	7,37% a.a.
Taxa de retorno esperado dos ativos - taxa real	7,32% a.a.	7,32% a.a.	7,23% a.a.	7,37% a.a.
Taxa crescimento salarial futuro - taxa real	2,01% a.a.	N/A	N/A	2,01% a.a.
Expectativa de Inflação	6,87% a.a.	6,87% a.a.	6,87% a.a.	6,87% a.a.
Fator de capacidade dos Salários	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Fator de capacidade dos Benefícios do Plano	96,71%	100,00%	100,00%	96,71%
Tábua de Mortalidade Geral	AT-83 male	UP-94 male	UP-94 male	AT-2000 male
Tábua de Mortalidade dos Inválidos	AT-49 male	N/A	N/A	AT-83 male
Tábua de Entrada em Invalidez	Light-Média	N/A	N/A	Light-Média
Tábua de Rotatividade	N/A	N/A	N/A	N/A
Composição Familiar	Hx Fundação CEEE	N/A	N/A	Hx Fundação CEEE

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).

21.6. Resultados da Avaliação Atuarial

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

	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR PRESENTE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL										
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(909.601)	(236)	(579.771)	(1.021.125)	(2.510.733)	(842.651)	(1.477)	(673.541)	(862.050)	(2.379.719)
Custo do serviço corrente	(810)	-	-	(9.810)	(10.620)	(1.464)	-	-	(6.539)	(8.003)
Custo de juros	(105.531)	(17)	(68.993)	(128.844)	(303.385)	(95.281)	(144)	(78.363)	(106.346)	(280.134)
Custo do serviço passado - efeito alteração ou redução do plano	-	-	-	-	-	-	-	-	(38.252)	(38.252)
Ganho / (perda) atuarial	(94.648)	34	17.140	15.023	(62.451)	(66.055)	1.075	74.436	(77.250)	(67.794)
Benefícios pagos pelo plano	104.103	99	95.223	78.008	277.433	95.850	310	97.697	69.312	263.169
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.006.487)	(120)	(536.401)	(1.066.748)	(2.609.756)	(909.601)	(236)	(579.771)	(1.021.125)	(2.510.733)
ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO										
2015										
Plano Único					Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
(785.168)	-	-	-	(847.313)	(1.632.481)	(779.462)	-	-	(823.313)	(1.602.775)
(221.319)	(34)	(34)	(536.401)	(219.435)	(977.189)	(130.140)	(236)	(579.771)	(197.812)	(907.959)
(1.006.487)	(34)	(34)	(536.401)	(1.066.748)	(2.609.670)	(909.602)	(236)	(579.771)	(1.021.125)	(2.510.734)
Parcialmente coberto	Sem cobertura	Parcialmente coberto								
2014										
Plano Único					Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
(785.168)	-	-	-	(847.313)	(1.632.481)	(779.462)	-	-	(823.313)	(1.602.775)
(221.319)	(34)	(34)	(536.401)	(219.435)	(977.189)	(130.140)	(236)	(579.771)	(197.812)	(907.959)
(1.006.487)	(34)	(34)	(536.401)	(1.066.748)	(2.609.670)	(909.602)	(236)	(579.771)	(1.021.125)	(2.510.734)
Parcialmente coberto	Sem cobertura	Parcialmente coberto								
CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS										
2015										
Plano Único					Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEPREV BD	Total
779.462	-	-	-	823.314	1.602.776	719.934	-	-	748.653	1.468.587
92.026	-	-	-	104.476	196.502	80.389	-	-	93.165	173.554
(9.472)	-	-	-	(33.027)	(42.499)	48.909	-	-	27.871	76.780
24.494	99	99	95.223	28.504	148.320	23.219	310	97.697	21.009	142.235
2.761	-	-	-	2.054	4.815	2.861	-	-	1.928	4.789
(104.103)	(99)	(99)	(95.223)	(78.008)	(277.433)	(95.850)	(310)	(97.697)	(69.312)	(263.169)
785.168	-	-	-	847.313	1.632.481	779.462	-	-	823.314	1.602.776
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício										
Retorno esperado dos ativos do plano										
Ganhos / (perdas) atuariais										
Contribuições do empregador										
Contribuições de participantes do plano										
Benefícios pagos pelo plano										
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício										

69

21.6. Resultados da Avaliação Atuarial (continuação)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISSAS DO PLANO (Impacto nas obrigações)	2015							
	Plano Único		CTP		EXA		CEEEPREV BD	
Taxa de desconto								
Aumento de 0,5%	(36.124)	-3,59%	(1)	-2,77%	(11.239)	-2,10%	(45.761)	-4,29%
Redução de 0,5%	38.670	3,84%	1	2,91%	11.722	2,19%	49.607	4,65%
Expectativa de Vida								
Redução da Expectativa em 1 ano	(20.031)	-1,99%	(1)	-3,23%	(23.537)	-4,39%	(14.750)	-1,38%
Aumento da Expectativa em 1 ano	19.519	1,94%	1	3,19%	23.877	4,45%	14.270	-1,34%
Crescimento Salarial								
Aumento de 0,5%	94	0,01%	N/A	N/A	N/A	N/A	3.119	0,29%
Redução de 0,5%	(92)	-0,01%	N/A	N/A	N/A	N/A	(2.824)	-26,00%

ANÁLISE DA VARIAÇÃO EM PERDAS/(GANHOS) SOBRE AS OBRIGAÇÕES APURADAS	2015			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD
Alteração da Taxa de Desconto em relação ao ano anterior	(97.562)	(3)	(26.719)	(126.385)
Alteração da Taxa de Crescimento Real de Salários em relação ao ano anterior	(278)	-	-	(10.246)
Alteração da Composição Familiar em relação ao ano anterior	105.951	-	-	6.645
Experiência da população	86.538	(117)	-	-
Outras Variáveis	-	-	9.578	114.963
Total das perdas / (ganhos) apuradas no exercício	94.649	(120)	(17.141)	(15.023)

CATEGORIAS DOS ATIVOS DO PLANO	2015	
	Plano Único	CEEEPREV BD
Disponível	0,03%	0,05%
Realizável – Gestão Previdencial	5,23%	5,34%
Realizável – Gestão Administrativa	3,24%	2,97%
Títulos Públicos	49,54%	38,00%
Créditos Privados e Depósitos	8,51%	12,76%
Ações	9,46%	15,43%
Fundos de Investimentos	20,70%	22,20%
Investimentos Imobiliários	0,69%	0,74%
Empréstimos e Financiamentos	2,60%	2,51%
Total em percentual dos ativos do plano	100,00%	100,00%

22. OBRIGAÇÕES DA CONCESSÃO

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	31/12/2015	31/12/2014
Conta de Desenvolvimento Energético - Quota da CDE	53.191	7.379
CDE Conta ACR	17.003	-
Programa de Eficiência Energética - Recursos PEE	98.824	88.025
Programa de Eficiência Energética - Recursos P&D	59.851	58.177
Programa de Eficiência Energética - Recursos FNDCT	726	1.019
Programa de Eficiência Energética - Recursos MME	363	510
Encargos Setoriais - CCRBT	644	-
Total	230.602	155.110
NÃO CIRCULANTE		
Repactuação de Dívida - CDE	153.899	-
Recursos PEE	30.222	12.529
Recursos P&D	11.441	4.849
Total	195.562	17.378

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 nº10.438 de 26 de abril de 2002, artigo 13, e alterada pelo artigo 23 da Lei nº12.783 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, CÍVEIS 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.

	31/12/2015				31/12/2014			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Riscos Prováveis	131.786	108.796	1.769	242.351	176.893	132.546	-	309.439
Riscos Possíveis	218.488	139.614	23.534	381.636	223.109	225.258	-	448.367
Total	350.274	248.410	25.303	623.987	400.002	357.804	-	757.806

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				
	Trabalhistas	Cíveis	Tributária	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	29.586	51.930	-	81.516
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	102.200	56.866	1.769	160.835
Subtotal Riscos Prováveis	131.786	108.796	1.769	242.351
(-) Depósitos judiciais	(14.566)	(8.510)	(121)	(23.197)
Total não circulante	87.634	48.356	1.648	137.638
Total geral	117.220	100.286	1.648	219.154

31/12/2014				
	Trabalhistas	Cíveis	Tributária	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	30.427	30.994	-	61.421
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	146.466	101.552	-	248.018
Subtotal Riscos Prováveis	176.893	132.546	-	309.439
(-) Depósitos judiciais	(32.903)	(14.561)	-	(47.464)
Total não circulante	113.563	86.991	-	200.554
Total geral	143.990	117.985	-	261.975

23.2. Movimentação da provisão para contingências

Movimentação da Provisão para Contingências				
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
(=) Saldo Final Dezembro/2014	143.990	117.985	-	261.975
(+) Novos Ingressos	7.997	14.321	1.450	23.768
(-) Pagamentos	(9.426)	(36.944)	(20)	(46.390)
(-) Montantes Revertidos	(66.275)	(28.255)	(156)	(94.686)
(+) Atualização Monetária	22.596	27.127	496	50.219
(+/-) Montantes Depositados	18.338	6.052	(122)	24.268
(=) Saldo Final Dezembro/2015	117.220	100.286	1.648	219.154

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.

23.3.2. Cíveis

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.

23.3.3. Tributárias

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 contenciosos 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

	31/12/2015	31/12/2014
Variação do Valor Justo do Ativo Financeiro Disponível para Venda	-	(13.742)
Exclusões Temporárias	170.684	215.851
Atualização do Ativo Financeiro	78.433	78.433
Base de Cálculo	249.117	280.542
(-) 30% da Base Negativa de anos anteriores	(74.735)	-
Base de Cálculo após Compensação	174.382	280.542
Alíquota Aplicável (IR e CS)	34%	34%
Total do Passivo Fiscal Diferido	59.290	95.384

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 2015	-	68.717
Exercício de 2016	42.490	5.926
Exercício de 2017	1.867	5.926
Exercício de 2018	1.867	5.926
A partir do Exercício de 2019	13.066	8.889
	<u>59.290</u>	<u>95.384</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:

CIRCULANTE	Nota Explicativa	31/12/2015	31/12/2014
Encargo de Capacidade Emergencial		1.554	1.556
Contribuição para Custeio Serviço de Iluminação Pública - CIP		7.846	5.246
Programa de Participação nos Resultados - PPR		-	186
Consumidores	25.1	18.793	20.532
Parcelamento ANEEL - Auto Infração	25.2	1.630	-
Acordo Judicial Reclamatórias Trabalhistas	25.3	1.241	3.723
Acordo Judicial Cível	25.4	5.603	16.326
Conta Gráfica	34	15.132	12.790
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.834/2014 (nota explicativa nº 9.7)...		-	48.652
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.971/2015 (nota explicativa nº 9.8)...		85.714	-
Juros e Multas Referentes a Tributos		9.751	14.391
Outros Credores		11.859	25.008
Total		<u>159.123</u>	<u>148.410</u>
NÃO CIRCULANTE			
Prêmio Assiduidade		-	1.305
Provisão Auto de Infração	25.5	23.801	18.604
Acordo Judicial Reclamatórias Trabalhistas	25.3	-	1.241
Acordo Judicial Cível	25.4	-	3.834
Comercialização de Energia na CCEE	25.6	15.464	13.989
Mútuo CEEE-GT	25.7/34	342.448	231.583
Total		<u>381.713</u>	<u>270.556</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
04/11/2015	Parcelamento ANEEL	1.956
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	3
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(329)
	Saldo a Pagar	1.630
CIRCULANTE		1.630
		1.630

25.3. Acordo Judicial Reclamatória 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 Reclamatórias Trabalhistas SENERGISUL	22.451
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(21.210)
	Saldo a Pagar	1.241
CIRCULANTE		1.241
NÃO CIRCULANTE		-
		1.241

25.4. Acordo Judicial Cível

A Concessionária efetuou acordo judicial cível referente à demanda impetrada pela ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. O processo de conciliação foi efetivado em setembro de 2014, e o valor da obrigação perfez 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	Valor
29/09/2014	Acordo Judicial Cível ELETROSUL	22.173
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	1.565
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(18.135)
	Saldo a Pagar	5.603
CIRCULANTE		5.603
NÃO CIRCULANTE		-
		5.603

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, remanescendo suspenso tais valores até a decisão final.

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

25.7. Mútuo CEEE-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 – CEEE-GT (mutuante) e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (mutuária) no valor de até R\$150.000 (cento e cinquenta milhões de reais) com regramento contratual de devolução em 24 (vinte e quatro) 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	Valor
31/12/2015	Parcelas Liberadas até 31/12/2015	300.000
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	42.448
	Saldo a Pagar	342.448
NÃO CIRCULANTE		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:

	31/12/2015						31/12/2014	
	Ordinárias		Preferenciais		Total		Total	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	%
CEEE-PAR	255.232.851	67,05	43.495	0,66	255.276.346	65,92	255.276.346	65,92
ELETROBRÁS	122.681.434	32,23	3.505.584	53,44	126.187.018	32,59	126.187.018	32,59
Municípios	1.323.371	0,34	2.030.636	30,95	3.354.007	0,87	3.354.007	0,87
Custódia BM&F Bovespa S.A	1.404.802	0,37	913.055	13,92	2.317.857	0,60	2.317.857	0,60
Outros	26.812	0,01	67.788	1,03	94.600	0,02	94.600	0,02
	380.669.270	100,00	6.560.558	100,00	387.229.828	100,00	387.229.828	100,00

26.2. Reserva de Incentivos Fiscais

A Administração da Companhia constituiu a Reserva de Incentivos Fiscais em atendimento ao art. 195 e art.195 – A da Lei nº 6404/76, no valor de R\$1.592.060 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:

	31/12/2015	31/12/2014
Variação do valor justo do ativo financeiro disponível para venda (líquido de tributos)	-	(9.069)
Perda Atuarial	(210.249)	(143.819)
	(210.249)	(152.888)

27. LUCRO POR AÇÃO

O numerador utilizado para cálculo do lucro básico e diluído foi o lucro líquido após os tributos.
Os saldos compõem-se de:

27.1. Básico

	31/12/2015		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Prejuízo do Exercício	(505.532)	(8.712)	(514.244)
Denominador Básico			
Média das Ações	380.669.270	6.560.558	387.229.828
Prejuízo Básico por Ação - R\$	<u>(1,33)</u>	<u>(1,33)</u>	<u>(1,33)</u>

	31/12/2014		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Prejuízo do Exercício	(437.738)	(7.544)	(445.282)
Denominador Básico			
Média das Ações	380.669.270	6.560.558	387.229.828
Prejuízo Básico por Ação - R\$	<u>(1,15)</u>	<u>(1,15)</u>	<u>(1,15)</u>

27.2. Diluído

	31/12/2015	31/12/2014
Numerador Diluído		
Prejuízo Líquido para as ações ordinárias.....	(505.532)	(437.738)
Prejuízo Líquido para as ações preferenciais.....	(8.712)	(7.544)
	<u>(514.244)</u>	<u>(445.282)</u>
Denominador Diluído		
Ações Ordinárias	380.669.270	380.669.270
Ações Preferenciais	6.560.558	6.560.558
	<u>387.229.828</u>	<u>387.229.828</u>
Prejuízo Diluído por Ação - R\$	<u>(1,33)</u>	<u>(1,15)</u>

28. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	31/12/2015	31/12/2014
Receita Bruta		
Fornecimento de Energia Elétrica	2.824.213	1.199.273
Ativo Financeiro Setorial	274.863	(25.254)
Suprimento de Energia Elétrica	2.200	2.311
Disponibilização do Sistema de Distribuição	1.890.209	1.852.042
Energia Elétrica de Curto Prazo	110.057	128.818
Receita de Construção	359.616	392.967
Outras Receitas Operacionais	131.944	150.243
	<u>5.593.102</u>	<u>3.700.400</u>
Deduções da Receita		
ICMS	(1.054.911)	(691.536)
PIS e COFINS	(206.498)	(104.814)
Outros Encargos	(4.457)	(4.705)
Encargos do Consumidor - CCRBT	(321.801)	-
Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT / PEE	(29.932)	(24.013)
Subvenções CCC	-	(88)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(595.442)	(26.240)
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSE	(3.125)	-
	<u>(2.216.166)</u>	<u>(851.396)</u>
Receita Operacional Líquida	<u>3.376.936</u>	<u>2.849.004</u>

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.

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

Os saldos compõem-se de:

	Número de Consumidores (*)		Fornecimento MWh (*)	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Residencial	1.374.764	1.352.981	2.879.617	3.066.802
Industrial	13.006	13.438	1.154.205	1.317.441
Comercial	144.646	143.831	2.327.936	2.437.094
Rural	86.774	85.362	561.019	564.857
Poder Público	7.644	7.568	295.966	308.263
Outros*	1.102	1.065	1.248.713	1.234.953
	1.627.936	1.604.245	8.467.456	8.929.410

(*) Não auditado

	Fornecimento R\$ (a)		Disponibilização do Sistema de Distribuição R\$ (b)	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Residencial	1.108.332	449.657	811.979	845.931
Industrial	460.635	237.688	140.799	157.317
Comercial	836.034	348.005	648.237	618.157
Rural	127.660	57.775	70.906	68.691
Poder Público	113.201	51.170	62.353	62.956
Outros*	178.351	54.978	155.935	98.990
	2.824.213	1.199.273	1.890.209	1.852.042

	Total Faturamento (a+b)		Total Faturamento (a+b)	
	31/12/2015	Δ %	31/12/2014	Δ %
Residencial	1.920.311	40,73	1.295.588	42,46
Industrial	601.434	12,76	395.005	12,95
Comercial	1.484.271	31,48	966.162	31,66
Rural	198.566	4,21	126.466	4,14
Poder Público	175.554	3,72	114.126	3,74
Outros*	334.286	7,10	153.968	5,05
	4.714.422	100,00	3.051.315	100,00

*A rubrica Outros se refere principalmente ao fornecimento e disponibilização do sistema de distribuição ao Serviço Público e à 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.

29. CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2015	31/12/2014
Energia Elétrica Comprada para Revenda	2.464.635	2.226.447
Repasse CDE/Conta ACR - Custo de Energia	-	(497.947)
Encargo de Uso do Sistema	236.343	146.969
	<u>2.700.978</u>	<u>1.875.469</u>

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

SUPRIMENTO R\$ (*)	31/12/2015	31/12/2014
Energia Comprada Hídrica	773.215	830.060
Energia Comprada Hídrica Itaipu	527.873	257.848
Energia Comprada Térmica	570.697	583.030
Energia Comprada Fontes Alternativas e Outras	592.850	57.562
	<u>2.464.635</u>	<u>1.728.500</u>

(*) Valores líquidos dos Repasses CDE e CCRBT

SUPRIMENTO MWh	31/12/2015	31/12/2014
Energia Comprada Hídrica	4.499.949	5.012.044
Energia Comprada Hídrica Itaipu	1.891.395	1.943.621
Energia Comprada Térmica	1.476.741	1.458.272
Energia Comprada Fontes Alternativas e Outras	598.094	1.220.166
	<u>8.466.179</u>	<u>9.634.103</u>



30. CUSTO E DESPESAS OPERACIONAIS

Os saldos compõem-se de:

CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS	CUSTO DE OPERAÇÃO		DESPESAS COM VENDAS		DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS		OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS		TOTAL	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Pessoal e Administradores										
Remuneração e Encargos	216.204	226.905	-	-	53.084	63.328	6.742	16.519	276.030	306.752
Cláusula 25 CTP	-	-	-	-	-	-	17	144	17	144
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012	25.810	54.134	-	-	-	-	17.183	16.788	42.993	70.922
INSS - Empregador	65.870	62.989	-	-	-	-	301	588	66.171	63.577
Administradores	(1)	(39)	-	-	760	586	1.211	-	1.970	547
Subtotal Pessoal / Administradores	307.883	343.989	-	-	53.844	63.914	25.454	34.039	387.181	441.942
Empréstimo Fundação ELETROCEEE - SF 1254	19.023	14.083	-	-	-	-	-	-	19.023	14.083
Total Pessoal e Administradores	326.906	358.072	-	-	53.844	63.914	25.454	34.039	406.204	456.025
Material	20.687	18.175	-	-	536	846	172	217	21.395	19.238
Serviço de Terceiros	95.393	94.363	13.316	12.371	20.802	20.718	6.542	5.171	136.053	132.623
Taxa de Fiscalização - ANEEL	-	-	-	-	-	-	-	2.718	-	2.718
Depreciação e Amortização	1.499	4.664	-	-	2.606	2.427	616	616	4.721	7.707
Custo de Construção	359.616	392.967	-	-	-	-	-	-	359.616	392.967
Amortização do Intangível da Concessão	53.912	54.254	-	-	-	-	-	-	53.912	54.254
Doações, Contribuições e Subvenções	-	-	-	-	-	-	49	-	49	-
Arrendamento e Aluguéis	8.321	8.794	-	-	190	244	-	-	8.511	9.038
Seguros	106	150	-	-	32	32	-	-	138	182
Tributos	1.691	1.595	-	-	214	360	3.330	3.990	5.235	5.945
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	41.554	14.309	-	-	-	45.973	41.554	60.282
Provisão para Contingências Trabalhistas	-	-	-	-	-	-	(13.371)	20.652	(13.371)	20.652
Provisão para Contingências Cíveis	-	-	-	-	-	-	24.997	21.710	24.997	21.710
Provisão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	9.071	12.447	9.071	12.447
Reversão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	(4.195)	(6.921)	(4.195)	(6.921)
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	3.359	(3.827)	3.359	(3.827)
Provisão Ex-Autárquicos	-	-	-	-	-	-	68.994	78.363	68.994	78.363
Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	5.966	305	5.966	305
Acordos Judiciais Trabalhistas e Cíveis	-	-	-	-	-	-	1.842	-	1.842	-
Débitos de Consumidores	-	-	-	-	-	-	23.702	11.889	23.702	11.889
Outros	11.997	10.822	(1)	-	458	505	12.768	54.296	25.222	65.623
TOTAL	880.128	943.856	54.869	26.680	78.682	89.046	169.296	281.638	1.182.975	1.341.220

31. OUTRAS RECEITAS E OUTRAS DESPESAS

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2015	31/12/2014
OUTRAS RECEITAS		
Ganho nas Alienações e Outros Ganhos	29.836	24.833
Receita de Aluguel de Postes	21.541	-
Outras	13.987	4.371
	<u>65.364</u>	<u>29.204</u>
OUTRAS DESPESAS		
Perdas na Alienação e Desativação de Bens e Direitos	(23.538)	(37.934)
Perda Fração CIAP - ICMS	(5.407)	-
Outras	(12.237)	(11.525)
	<u>(41.182)</u>	<u>(49.459)</u>

32. RECEITA (DESPESA) FINANCEIRA

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2015	31/12/2014
RECEITA FINANCEIRA		
Renda de Aplicações Financeiras	5.831	6.551
Acréscimo Moratório - Energia Vendida	55.831	28.523
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	12.817	9.429
Receitas Financeiras com Parcelamentos	33.855	32.178
Variação Cambial - Energia Comprada	30.844	6.223
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	52.214	11.548
Variação Monetária - SELIC CVA	73.211	16.587
Atualização Monetária - Notas do Tesouro Nacional - NTN-B	5.298	45.233
Atualização do Ativo Financeiro	181.122	51.032
Outras Receitas Financeiras	9.723	27.601
Total Receita Financeira	<u>460.746</u>	<u>234.905</u>
DESPESA FINANCEIRA		
Encargos de Dívidas	(76.568)	(21.373)
Despesas Financeiras de PEE/P&D/PLT	(20.543)	(12.828)
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	(190.871)	(72.637)
Variação Cambial - Energia Comprada	(104.728)	(14.487)
Variação Monetária - SELIC CVA	(17.712)	(5.825)
Penalidades ANEEL - Contrato de Concessão	(19.458)	(22.077)
Variação Monetária - Notas do Tesouro Nacional - NTN-B	-	(21.160)
Correção Monetária e Juros	(37.991)	(35.798)
Despesas Financeiras com Parcelamentos	(36.090)	(387)
Outras Despesas Financeiras	(28.960)	(29.238)
Total Despesa Financeira	<u>(532.921)</u>	<u>(235.810)</u>
RESULTADO FINANCEIRO	<u>(72.175)</u>	<u>(905)</u>

33. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

Reconciliação da despesa com Imposto de Renda - IRPJ e Contribuição Social – CSLL divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2015 e de 2014.

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2015		31/12/2014	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Total IRPJ e CSLL Diferidos - Ajustes IFRS	(5.882)	(2.118)	(8.015)	(2.885)
Total IRPJ e CSLL Diferidos - Diferenças Temporárias	(24.093)	(8.673)	49.513	17.824
Total IRPJ e CSLL	(29.975)	(10.791)	41.498	14.939

34. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos compõem-se de:

	Nota Explicativa	31/12/2015			
		Governo do Estado do Rio Grande do Sul	CEEE-GT	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE
Ativo					
Caixa e equivalente de caixa	5	12.492	-	-	-
Aplicações financeiras	5	7.570	-	-	-
Parcelamentos		21.946	-	-	-
Cedência de funcionários	9	162	270	-	139
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9	-	-	4.450	-
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.971/2015	9	-	-	95.238	-
Quotas de Custeio e Energia - Proinfa e CDE Revisão Tarifária Extraordinária Distribuição	11	-	-	5.985	-
Programa RELUZ e Subvenção CDE - PLT	9	-	-	2.861	-
		42.170	270	108.534	139
Passivo					
Conta Gráfica	25	-	15.132	-	-
Mútuo CEEE-GT	25	-	342.448	-	-
Fornecedores	17	-	9.811	-	-
Contribuição Patrocinadora	21	-	-	-	19.033
Empréstimo circulante	20 e 21	-	-	4.122	1.790
Empréstimo não circulante	20 e 21	-	-	23.884	109.006
		-	367.391	28.006	129.829
Resultado					
Energia elétrica comprada para revenda		-	(355)	-	-
Encargos de uso do sistema		-	(52.301)	-	-
Despesa operacional - Pessoal		-	-	-	(69.533)
Receita financeira		4.399	-	-	-
Despesa financeira		-	(34.865)	(2.673)	-
		4.399	(87.521)	(2.673)	(69.533)

		31/12/2014				
		Governo do Estado do Rio Grande do Sul	CEEE-GT	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Total
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	5	1.544	-	-	-	1.544
Aplicações financeiras	5	6.686	-	-	-	6.686
Parcelamentos		21.946	-	-	-	21.946
Cedência de funcionários	9	139	246	-	141	526
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9	-	-	9.926	-	9.926
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.639/2013	9	-	-	26.290	-	26.290
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.834/2014	9	-	-	54.058	-	54.058
Quotas de Custeio e Energia - Proinfra e CDE Revisão Tarifária Extraordinária Distribuição	11	-	-	4.509	-	4.509
Programa RELUZ e Subvenção CDE - PLT	9	-	-	3.011	-	3.011
		<u>30.315</u>	<u>246</u>	<u>97.794</u>	<u>141</u>	<u>128.496</u>
Passivo						
Conta Gráfica	25	-	12.790	-	-	12.790
Mútuo CEEE-GT	25	-	231.583	-	-	231.583
Fornecedores	17	-	6.495	-	-	6.495
Contribuição Patrocinadora	21	-	-	-	17.501	17.501
Empréstimo circulante	20 e 21	-	-	2.812	1.154	3.966
Empréstimo não circulante	20 e 21	-	-	28.006	109.006	137.012
		<u>-</u>	<u>250.868</u>	<u>30.818</u>	<u>127.661</u>	<u>409.347</u>
Resultado						
Energia elétrica comprada para revenda		-	(1.660)	-	-	(1.660)
Encargos de uso do sistema		-	(36.064)	-	-	(36.064)
Despesa operacional - Pessoal		-	-	-	(65.170)	(65.170)
Receita financeira		5.902	-	-	-	5.902
Despesa financeira		-	(7.583)	(2.895)	-	(10.478)
		<u>5.902</u>	<u>(45.307)</u>	<u>(2.895)</u>	<u>(65.170)</u>	<u>(107.470)</u>

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 / BENEFÍCIOS / ENCARGOS	31/12/2015	31/12/2014
Conselho de Administração	330	310
Conselho Fiscal	132	153
Verba de Representação	283	-
Honorário Diretor não Empregado	372	-
Pessoal Adido	257	-
Encargos	596	84
Subtotal	<u>1.970</u>	<u>547</u>
Diretores Empregados	<u>138</u>	<u>1.531</u>
Total	<u>2.108</u>	<u>2.078</u>

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:

	Nota Explicativa	31/12/2015	31/12/2014
Ativos Financeiros			
Mensurados a Valor Justo por Meio do Resultado			
Caixa e Equivalentes de Caixa			
Numerário Disponível	5	61.469	41.171
Aplicações Financeiras	5	12.492	1.544
Aplicações Financeiras			
SIAC/BANRISUL	5	7.570	6.686
Quotas Subordinadas - FIDC	5	-	15.989
Aplicações Financeiras Vinculadas	5	2.181	4.771
Empréstimos e Recebíveis			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	568.024	437.166
Disponível para Venda			
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	-	46.998
Ativo Financeiro da Concessão	13	472.579	1.546.936
TOTAL		1.124.315	2.101.261
Passivos Financeiros			
Mensurados ao Custo Amortizado por Meio do Resultado			
Fornecedores	17	458.390	392.409
Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações	20	479.078	383.812
TOTAL		937.468	776.221

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:

	Nota Explicativa	31/12/2015	31/12/2014
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	73.961	42.715
Aplicações Financeiras de Longo Prazo	5	9.751	27.446
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	568.024	437.166
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	-	46.998
Ativo Financeiro da Concessão	13	472.579	1.546.936
Total		1.124.315	2.101.261

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.

35.1.2. Risco de Preço

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.

35.1.3. Risco de Mercado

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 descontratação 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

vezes no ano através de cessões para outras distribuidoras em função de outros desvios de mercado, sem limites de montante de declaração. A Resolução Normativa nº 21/06 prevê alterações nas quotas-parte de Itaipu para cada Companhia, essas alterações podem gerar sobras ou déficits que também podem ser compensadas através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD.

Além do recurso de descontração, a Companhia tem cobertura tarifária para uma sobrecontratação de até 5% do seu requisito regulatório (mercado faturado acrescido das perdas regulatórias). Os compromissos assumidos com compra de energia estão elencados conforme quadro a seguir:

LEILÃO	TIPO ENERGIA	PRODUTO	MWh (*)	%
2º Leilão	Energia Existente Hidrica	2008-8	269.515,29	2,8%
4º Leilão	Energia Existente Hidrica	2009-8	241.240,41	2,5%
1º Leilão	Energia Nova Hidrica	2008-30	22.087,81	0,2%
1º Leilão	Energia Nova Hidrica	2009-30	9.214,00	0,1%
1º Leilão	Energia Nova Hidrica	2010-30	277.855,16	2,9%
3º Leilão	Energia Nova Hidrica	2011-30	112.251,69	1,2%
5º Leilão	Energia Nova Hidrica	2012-30	106.188,88	1,1%
LPE Santo Antônio	Energia Nova Hidrica	2012-30	204.362,60	2,1%
LPE Jirau	Energia Nova Hidrica	2013-30	588.865,65	6,1%
8º Leilão	Energia Nova Hidrica	2012-30	46,51	0,0%
12º Leilão	Energia Existente Hidrica	2014-2	27.176,34	0,3%
12º Leilão	Energia Existente Hidrica	2014-3	458.309,67	4,8%
13º Leilão	Energia Existente Hidrica	2014-6	777.372,57	8,1%
1º Leilão	Energia Nova Termica	2008-T15	152.574,59	1,6%
1º Leilão	Energia Nova Termica	2009-T15	102.818,41	1,1%
1º Leilão	Energia Nova Termica	2010-T15	261.276,32	2,7%
4º Leilão	Energia Nova Termica	2010-T15	39.260,63	0,4%
6º Leilão	Energia Nova Termica	2011-T15	36.636,07	0,4%
3º Leilão	Energia Nova Termica	2011-T15	105.544,21	1,1%
5º Leilão	Energia Nova Termica	2012-T15	230.399,26	2,4%
7º Leilão	Energia Nova Termica	2013-T15	697.164,60	7,2%
12º Leilão	Energia Nova Eólica	2014-OF20	30.799,86	0,3%
12º Leilão	Energia Nova Termica	2014-T20	52.384,94	0,5%
12º Leilão	Energia Nova Termica	2014-H30	23.108,87	0,2%
13º Leilão	Energia Existente Termica	2014-T05	303.537,11	3,2%
8º Leilão	Energia Nova Termica	2012-T15	465,05	0,0%
14º Leilão	Energia Existente Hidrica	2015-3	175.458,36	1,8%
14º Leilão	Energia Existente Termica	2015-3	148.471,05	1,5%
18º Leilão de Ajuste	Energia Existente Hidrica	2015-P03M	85.326,69	0,9%
18º Leilão de Ajuste	Energia Existente Hidrica	2015-P06M	142.435,85	1,5%
ITAIPU			1.853.554,99	19,3%
PROINFA			200.911,00	2,1%
ANGRA			351.044,14	3,6%
COTAS GARANTIA FISICA			1.137.399,91	11,8%
BILATERAIS			385.282,90	4,0%
CONTABILIZAÇÃO DE CURTO PRAZO			15.496,47	0,2%
TOTAL			9.625.837,83	100,0%

(*) Não auditado

Os riscos existentes são:

Não atendimento a 100% do mercado – exposição voluntária ao mercado de curto prazo e sujeito a penalidades aplicadas pela ANEEL;

Repasse não integral da energia comprada acima do nível regulatório;

Variações drásticas de mercado que impliquem em subcontratação ou sobrecontratação decorrentes de crises econômicas;

Saída de consumidores livres especiais (com demanda superior a 500 KW, suprido por fontes renováveis) – não há na regulamentação vigente procedimentos a serem adotados pelas distribuidoras quando da saída destes consumidores para o mercado livre;

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;

35.1.4. 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.

I. 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.

Itens	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
Passivo Líquido Exposto	836.820	958.326	1.197.908	1.437.489
Efeito Líquido da Variação Cambial			239.582	479.163

35.1.5. 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.

	Nota Explicativa	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5 anos
Ativos Financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	5	73.961	73.961	-	-	-
Aplicações Financeiras	5	9.751	7.570	2.181	-	-
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	568.024	454.955	-	-	113.069
Ativo Financeiro da Concessão	13	472.579	-	-	-	472.579
		1.124.315	536.486	2.181	-	585.648
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	20	894.846	22.310	52.134	138.714	681.688
Fornecedores	17	695.607	458.390	-	237.217	-
		1.590.453	480.700	52.134	375.931	681.688



35.1.6. Gestão 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 Explicativa	31/12/2015	31/12/2014
Endividamento			
Empréstimos e Financiamentos	20	479.078	383.812
Caixa e equivalentes de caixa	5	(73.961)	(42.715)
Investimento em Títulos do Governo	10	-	(46.998)
Dívida Líquida		<u>405.117</u>	<u>294.099</u>
Passivo a Descoberto/Patrimônio Líquido		<u>(483.596)</u>	<u>88.009</u>
Endividamento do Patrimônio Líquido		<u>(0,84)</u>	<u>3,34</u>

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.

35.1.7. Risco de Taxa de Juros

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

I. 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.

	Nota Explicativa	Índices	Cenário Base em 31/12/2015	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	20					
Eletrobras - RGR		Sem Risco	28.006	28.006	28.006	28.006
			28.006	28.006	28.006	28.006
Passivo Exposto			(28.006)	(28.006)	(28.006)	(28.006)
Efeito esperado no Resultado			-	-	-	-

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.

35.1.8. 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:

	Nota Explicativa	Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e equivalentes de caixa	5	73.961	73.961
Aplicações Financeiras de Longo Prazo	5	9.751	9.751
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	568.024	568.024
Ativo Financeiro da Concessão	13	472.579	472.579
Total		1.124.315	1.124.315
Passivos Financeiros			
Empréstimos e Financiamentos	20	479.078	894.846
Fornecedores	17	458.390	458.390
Total		937.468	1.353.236

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.

35.1.9. Hierarquia de valor justo

Os diferentes níveis foram definidos como a seguir:

- I. Nível 1 - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos
- II. Nível 2 - Inputs, exceto preços cotados, incluídas no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços)
- III. Nível 3 - 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:

	Valor contábil 31/12/2015	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
Caixa e equivalentes de caixa				
Numerário Disponível	61.469	61.469	-	-
Aplicações Financeiras	12.492	-	12.492	-
Aplicações financeiras				
SIAC/BANRISUL	7.570	-	7.570	-
Aplicação Financeira Vinculada	2.181	-	2.181	-
Ativo Financeiro da Concessão	472.579	-	-	472.579
		<u>61.469</u>	<u>22.243</u>	<u>472.579</u>

	Valor contábil 31/12/2014	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
Caixa e equivalentes de caixa				
Numerário Disponível	41.171	41.171	-	-
Aplicação Financeira	1.544	-	1.544	-
Aplicações financeiras				
SIAC/BANRISUL	6.686	-	6.686	-
Aplicação Financeira Vinculada	4.771	-	4.771	-
Quotas Subordinadas FIDC	15.989	15.989	-	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	46.998	46.998	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	1.546.936	-	-	1.546.936
		<u>104.158</u>	<u>13.001</u>	<u>1.546.936</u>

35.1.10. Apuração do valor justo

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 àqueles 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 REGULATÓRIOS

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
Imobilizado da Concessão CEEE-D	1.945.878	215.408	(10.538)	(97.399)	(36.652)	2.016.698
	<u>1.945.878</u>	<u>215.408</u>	<u>(10.538)</u>	<u>(97.399)</u>	<u>(36.652)</u>	<u>2.016.698</u>

*Informações não auditadas

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

	Adições
Em Subestações	66.384
SE Rincão - Implantação BNDES	13.845
SE Dom Feliciano	9.993
SE Morro Redondo - Implantação BNDES	8.243
SE Pelotas 5 - Implantação BNDES	7.371
SE Alvorada 2 - BID - Componente I	4.818
SE Águas Claras - BID - Componente I	4.201
SE Pal 5 - Ampliação BNDES	3.784
Outras Subestações	14.129
Em Redes	46.465
Em Linhas	8.160
Concessionária	21.540
ERP - Convex	21.540
Outros	16.813

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO
Diretor Presidente

ROBERTO BALAU CALAZANS
Diretor

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ
Diretor

LEONARDO HOFF
Diretor

CARLOS RONALDO VIEIRA FERNANDES
Diretor

LUIS CARLOS SACIOTO 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 2SP000160/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 GASPAR PINHEIRO MACHADO

Diretor Presidente

ROBERTO BALAU CALAZANS

Diretor

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ

Diretor

LEONARDO HOFF

Diretor

CARLOS RONALDO VIEIRA FERNANDES

Diretor

LUIS CARLOS SACIOTO 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 GASPAR PINHEIRO MACHADO
Diretor Presidente

ROBERTO BALAU CALAZANS
Diretor

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ
Diretor

LEONARDO HOFF
Diretor

CARLOS RONALDO VIEIRA FERNANDES
Diretor

LUIS CARLOS SACIOTO 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

Vlândia 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 à 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

Ademir Baretta

Vera Inêz Salgueiro Lermen

Daniel Vargas de Farias

Ivan Jorge Bechara Filho

Sidney do Lago Júnior

Vicente José Rauber

**Companhia Estadual de Energia
Elétrica Participações
CEEE - Par**



DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

DEZEMBRO 2015

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

Exercícios findos em 31 de Dezembro de 2015 e 2014

Valores expressos em milhares de reais.

SUMÁRIO

Relatório da Administração	
Relatório da Administração	3
Demonstrações Financeiras	
Balanço Patrimonial	6
Demonstração do Resultado	7
Demonstração do Resultado Abrangente	7
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido	8
Demonstração dos Fluxos de Caixa	9
Notas Explicativas	10
Relatórios	
Relatório dos Auditores Independentes	98
Declaração dos Diretores	100
Parecer do Conselho Fiscal	102
Manifestação do Conselho de Administração	103

SENHORES ACIONISTAS

A Administração da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-PAR, em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação de Vossas Senhorias o Relatório de Administração (RA) e as 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.

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 ínterim, cabe destacar que no exercício em referência, a CEEE-GT conseguiu reverter o resultado negativo apresentado nas suas três últimas Demonstrações Financeiras, gerando lucro de R\$84,9 milhões em 2015 e EBITDA próximo a zero revertendo um resultado negativo de R\$280,1 milhões apresentado em 2014.

Cabe destacar 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.

Na CEEE D no ano de 2015 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 expresso no prejuízo de R\$ 445 milhões verificado no exercício de 2014. Neste sentido, adotamos fortes medidas de gestão, primando pela transparência e atuando com prontidão e preventivamente.

No intuito de enfrentar tal desafio, 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.

Os resultados desta política e os esforços empreendidos 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).

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.



2. Perfil da Empresa

A Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-PAR é a empresa controladora "holding" do Grupo CEEE que possui a controlada Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, e a controlada Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, oriundas do processo de reestruturação da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE ocorrido em 2006.

A CEEE-PAR tem por objeto, a participação em outras sociedades, como sócia ou acionista, bem como o desenvolvimento de atividades no setor energético, sob quaisquer de suas fontes, visando à exploração econômica e comercial de seu campo de atividade, mediante a construção e operação, dentre outros, de sistemas de geração, de transmissão, de distribuição, de comercialização de energia elétrica e de serviços correlatos.

O Estado do Rio Grande do Sul detém, obrigatoriamente, a propriedade de, no mínimo, 51% (cinquenta e um por cento) do capital votante da Companhia, bem como o poder direto de gestão e, somente poderá alienar, ceder, vincular, gravar ou dar em garantia qualquer de suas ações, observado o limite mínimo acima fixado, na forma, nos limites e para os fins dispostos na legislação estadual pertinente. Deverá também manter o controle acionário e o poder direto da gestão das controladas, conservando, no mínimo, 51% (cinquenta e um por cento) dos respectivos capitais sociais. Atualmente a participação do Estado na CEEE-Par é de 99,9% do capital social.

3. Resultado do Exercício

A Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par encerrou o exercício de 2015 com um prejuízo de R\$282,9 milhões. Este resultado deve-se exclusivamente ao resultado da equivalência patrimonial dos investimentos nas suas controladas, Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, que foram, respectivamente, lucro de R\$84,9 milhões e prejuízo de R\$514,2 milhões. Para obtenção do montante registrado a título de resultado de equivalência patrimonial, foi aplicado o percentual de 65,92% no resultado das investidas, percentual este condizente com a participação da CEEE-Par em ambas as controladas, ajustando-se o valor inicialmente registrado nos investimentos.

No 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.

No 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.

4. Auditores Independentes

A Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par 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\$40,2 mil.

O prazo de execução dos serviços é de 12 (doze) meses, com uma carga mínima de 269 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\$44,2 mil e carga horária mínima de 277 horas/ano.

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 Geração e Transmissão de Energia Elétrica Participações – CEEE – GT (valor de R\$477,8 mil e uma carga de 2.997 horas/ano), que são empresas controladas pela CEEE – Par.

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

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

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO

Diretor Presidente

ROBERTO BALAU CALAZANS

Diretor

JULIO ELÓI HOFER

Diretor

LEONARDO HOFF

Diretor

LUIS CARLOS SACIOTO TADIELLO

Diretor

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ

Diretor



Balanco Patrimonial
(Valores expressos em milhares de reais)

Nota Explicativa	CONTROLDADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
ATIVO CIRCULANTE				
5	-	-	114.293	116.687
10	-	-	149.963	522.393
6	-	-	576.334	357.409
7	-	-	51.823	70.159
8	-	-	24.422	21.531
13	-	-	58.873	18.712
13	-	-	-	222.634
11	-	-	177.548	203.527
9	-	-	200.328	210.476
	-	-	1.353.584	1.743.528
ATIVO NÃO CIRCULANTE				
6	-	-	113.069	129.211
7	-	-	10.675	14.043
5	-	-	18.082	34.892
12	-	-	139.004	122.208
13	-	-	829.782	1.879.912
15	-	-	84.510	52.362
9	-	-	462.141	455.522
14	-	-	52.587	53.229
15	976.910	1.009.739	593.637	560.957
16	-	-	759.813	577.627
17	-	-	1.529.069	105.653
	976.910	1.009.739	4.592.369	3.985.616
TOTAL DO ATIVO				
	976.910	1.009.739	5.945.953	5.729.144
PASSIVO CIRCULANTE				
18	-	-	-	-
19	-	-	-	-
20	-	-	-	-
21	-	-	-	-
22	-	-	-	-
24	-	-	-	-
15	318.792	-	-	-
23	-	-	-	-
25	-	-	-	-
26	-	-	-	-
	318.792	-	-	-
PASSIVO NÃO CIRCULANTE				
18	-	-	-	-
21	-	-	-	-
22	-	-	-	-
20	-	-	-	-
24	-	-	-	-
15	-	-	-	-
23	-	-	-	-
25	-	-	-	-
26	-	-	-	-
	318.792	-	-	-
PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
27.1.1	319.803	319.803	319.803	319.803
	1.846.659	1.846.659	1.846.659	1.846.659
	-	23.063	-	23.063
27.1.2	(288.153)	(210.242)	(288.153)	(210.242)
	(1.220.191)	(969.544)	(1.220.191)	(969.544)
	658.118	1.009.739	658.118	1.009.739
Participação dos não controladores				
	-	-	346.136	528.149
	658.118	1.009.739	1.004.254	1.537.888
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
	976.910	1.009.739	5.945.953	5.729.144

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Resultado

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

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	28	-	-	3.985.534	3.482.237
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		-	-	(4.026.991)	(3.616.619)
Custo com Energia Elétrica	29	-	-	(2.763.522)	(2.289.443)
Custo de Operação	30	-	-	(1.263.469)	(1.327.176)
RESULTADO OPERACIONAL BRUTO		-	-	(41.457)	(134.382)
Despesas Operacionais		-	-	(491.804)	(761.827)
Despesas com Vendas	30	-	-	(57.483)	(27.092)
Despesas Gerais e Administrativas	30	-	-	(136.346)	(143.546)
Outras Despesas Operacionais	30	-	-	(297.975)	(591.189)
Outras Receitas	31	-	-	83.122	65.425
Outras Despesas	31	-	-	(53.568)	(65.587)
RESULTADO DO SERVIÇO		-	-	(503.707)	(896.371)
Resultado de Participações Societárias		(282.992)	(478.219)	43.193	33.862
Resultado Financeiro, Líquido	32	-	-	(21.224)	97.660
Resultado Operacional		(282.992)	(478.219)	(481.738)	(764.849)
RESULTADO ANTES DO IR E CS		(282.992)	(478.219)	(481.738)	(764.849)
Imposto de Renda Corrente	34	-	-	(18.290)	(2.263)
Imposto de Renda Diferido	33	-	-	56.848	35.129
Contribuição Social Corrente	34	-	-	(6.750)	(822)
Contribuição Social Diferida	33	-	-	20.465	6.760
Participação dos Não Controladores		-	-	146.362	247.436
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO		(282.992)	(478.219)	(429.465)	(726.045)
Atribuído a Sócios Não Controladores		-	-	146.472	247.826
Atribuído a Sócios da Empresa Controladora		(282.992)	(478.219)	(282.992)	(478.219)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstração do Resultado Abrangente

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota Explicativa	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO		(282.992)	(478.219)	(429.465)	(726.045)
OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES		(71.784)	4.583	(108.895)	6.953
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	10	(23.079)	22.631	(35.011)	34.331
Venda de Títulos do Governo	10	33.401	31.410	50.669	47.648
Perda Atuarial		(78.596)	(31.084)	(119.229)	(47.154)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos sobre Outros Resultados Abrangentes	10	(3.510)	(18.373)	(5.324)	(27.872)
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		(354.776)	(473.636)	(538.360)	(719.092)
Atribuído ao Acionista da Empresa Controladora		-	-	(354.781)	(473.636)
Atribuído aos Acionistas da Empresa Não Controladora		-	-	(183.579)	(245.455)

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

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

	CONTROLADORA					
	Capital Social	Reserva de Incentivos Fiscais	Reserva de Lucros	Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Total
SALDOS EM 31/12/2013 (não auditado)	319.803	1.846.659	23.063	(503.829)	(206.574)	1.479.122
Prejuízo do Exercício	-	-	-	(478.219)	-	(478.219)
Aquisição de controle	-	-	-	-	-	-
Integralização de capital	-	-	-	-	-	-
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	-	-	-	-	54.041	54.041
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	-	-	-	-	(18.373)	(18.373)
Registro da Perda Atuarial	-	-	-	-	(31.084)	(31.084)
Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	-	4.583	4.583
Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	12.504	(12.504)	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização do custo atribuídos dos ativos	-	-	-	-	4.252	4.252
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	-	12.504	(8.252)	4.252
SALDOS EM 31/12/2014	319.803	1.846.659	23.063	(969.544)	(210.242)	1.009.739
Prejuízo do Exercício	-	-	-	(282.992)	-	(282.992)
Aquisição de controle	-	-	-	-	-	-
Integralização de capital	-	-	-	-	-	-
Absorção de Reservas	-	-	(23.063)	23.063	-	-
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda	-	-	-	-	10.322	10.322
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes	-	-	-	-	(3.510)	(3.510)
Registro da Perda Atuarial	-	-	-	-	(78.596)	(78.596)
Ajuste de Avaliação Patrimonial	-	-	-	-	(71.784)	(71.784)
Realização do custo atribuído dos ativos	-	-	-	9.282	(9.282)	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização do custo atribuídos dos ativos	-	-	-	-	3.155	3.155
Total do ajuste de avaliação patrimonial, líquido de impostos	-	-	-	9.282	(6.127)	3.155
SALDOS EM 31/12/2015	319.803	1.846.659	-	(1.220.191)	(288.153)	658.118
					346.136	1.004.254

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

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Prejuízo do Exercício	(282.992)	(478.219)	(429.465)	(726.045)
Despesas (Receitas) que não afetam o Caixa				
Variações Monetárias e Cambiais dos Empréstimos de Longo Prazo	-	-	190.148	59.051
Depreciação e Amortização de Bens do Ativo Imobilizado e Intangíveis	-	-	85.078	93.733
Resultado de Equivalência Patrimonial	282.992	478.219	(43.193)	(33.862)
Constituição de Provisão para Passivos e Outras	-	-	10.755	105.103
Constituição de Provisão Ex-Autárquicos	-	-	103.413	117.485
Constituição de Provisão Para Créditos de Liquidação Duvidosa.....	-	-	48.101	210.472
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	-	-	(77.312)	(41.889)
Baixa de Ativo Imobilizado, Investimentos e Intangível	-	-	268.405	376.142
Variação dos Investimentos em Títulos do Governo	-	-	(57.355)	(139.576)
Outros	-	-	(7.314)	1.396
CAIXA GERADO NAS OPERAÇÕES	-	-	91.261	22.010
Variações no Ativo Circulante e Não Circulante	-	-	126.767	859.487
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	-	-	(251.106)	(47.208)
Tributos a Recuperar	-	-	21.704	(11.038)
Aplicações Financeiras de Longo Prazo	-	-	16.810	123.497
Estoques	-	-	(2.891)	1.118
Investimentos em Títulos do Governo	-	-	445.444	1.074.517
Depósitos Judiciais	-	-	(17.792)	36.880
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	-	-	222.634	189.721
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	(336.712)	(378.773)
Conta de Compensação dos Itens da Parcela A - CVA	-	-	25.979	(198.021)
Outros Créditos a Receber	-	-	2.697	68.781
Bens e Direitos Destinados à Alienação	-	-	-	13
Variações no Passivo Circulante e Não Circulante	-	-	592.996	(154.788)
Fornecedores	-	-	353.904	24.160
Obrigações Trabalhistas	-	-	1.951	(3.147)
Obrigações Fiscais	-	-	240.655	66.182
Provisão para Benefícios a Empregados	-	-	(149.569)	(136.031)
Obrigações da Concessão	-	-	262.639	21.811
Provisão para Passivos Trabalhistas e Cíveis	-	-	(69.616)	(99.658)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	-	-	539	21.423
Pagamento de Encargos de Dívidas	-	-	(32.233)	(56.805)
Outros Passivos	-	-	(15.274)	7.277
CAIXA LÍQUIDO ATIVIDADES OPERACIONAIS	-	-	811.024	726.709
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Investimentos	-	-	(626.147)	(692.333)
Aumento/Redução de Investimentos	-	-	(10.927)	(187.403)
Aquisição de Bens do Ativo Imobilizado	-	-	(566.175)	(481.637)
Aquisição de Ativo Intangível	-	-	(16.897)	(50.311)
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	-	-	(32.148)	27.018
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Caixa Líquido Aplicado nas Atividades de Financiamentos	-	-	(187.271)	(21.066)
Incremento de Empréstimos e Financiamentos	-	-	200.386	283.982
Amortização do Principal de Empréstimos e Financiamentos	-	-	(387.657)	(305.048)
REDUÇÃO (AUMENTO) DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	-	-	(2.394)	13.310
Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes de Caixa	-	-	116.687	103.377
Saldo Final de Caixa e Equivalentes de Caixa	-	-	114.293	116.687

As notas explicativas da administração são parte integrante das demonstrações financeiras

Notas Explicativas

às Demonstrações Financeiras em 31 de Dezembro de 2015 e 2014
(valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par é uma sociedade anônima de capital fechado, organizada em conformidade com a autorização concedida pela Lei Estadual nº 12.593, de 13 de setembro de 2006, rege-se por estatuto, bem como pela legislação aplicável.

A CEEE-Par tem por objeto a participação em outras sociedades, como sócia ou acionista, bem como o desenvolvimento de atividades no setor energético, sob quaisquer de suas fontes, visando à exploração econômica e comercial de seu campo de atividade, mediante a construção e operação, dentre outros, de sistemas de geração, de transmissão, de distribuição, de comercialização de energia elétrica e de serviços correlatos, como prestar serviços de consultoria dentro de sua área de atuação, no Brasil ou no exterior, exercer atividades relacionadas direta ou indiretamente com seu objeto social e utilizar a infraestrutura das suas controladas para a prestação de serviços, visando à produção de outras receitas.

As atividades da CEEE-Par serão desenvolvidas diretamente ou por intermédio de empresas controladas ou subsidiárias integrais especialmente constituídas para tais fins ou, ainda, por empresas das quais participa a CEEE-Par, suas controladas ou subsidiárias, mediante deliberação do seu Conselho de Administração.

A CEEE-Par poderá também, participar de consórcios ou de sociedades com empresas privadas ou públicas, constituídas para o fim de desenvolver atividades que guardem identidade com as definidas em seu objeto social.

Atualmente a CEEE-Par exerce suas atividades por intermédio de suas empresas controladas, atuando nos principais segmentos de negócio dentro do setor elétrico nacional. Na geração e na transmissão, sua atuação se dá através da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, assim como no segmento de distribuição, a CEEE-Par exerce suas atividades através da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D.

1.1. Das Concessões

A Companhia possui o direito de explorar indiretamente, as seguintes concessões e autorizações:

1.1.1 Concessão de Geração

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

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

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

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

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

Foram prorrogadas as concessões das usinas listadas no quadro abaixo:

RELAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS										
UHE	Potência Instalada (MW)	TEIF (%)	IP (%)	TOTAL [1-(1-TEIF)*(1-IP)]	Nº de Unidades Geradoras	Localização (Rio/Município/UF)	Atos			Termo Final da Concessão
							Contrato de Concessão	1ª Prorrogação	2ª Prorrogação	
Jacuí	180	1,672	5,403	6,98	6	Rio Jacuí/Salto do Jacuí/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Passo Real	158	2,533	8,091	10,42	2	Rio Jacuí/ Salto do Jacuí/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 278, 11/08/99	-	31/12/2042
Canastra*	44,8	-	-	-	2	Rio Santa Maria/Canela/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Bugres*	19,2	-	-	-	2	Rio Santa Cruz/Canela/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Ernestina	4,96	-	-	-	1	Rio Jacuí/ Ernestina/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Capigui*	4,47	-	-	-	3	Rio Capigui/Passo Fundo/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Guarita*	1,76	-	-	-	1	Rio Guarita/Erval Seco/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Herval*	1,52	-	-	-	2	Rio Cadeia/Santa Maria do Herval/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Santa Rosa*	1,58	-	-	-	1	Rio Santa Rosa/Três de Maio/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Passo do Inferno*	1,49	-	-	-	1	Rio Santa Cruz/São Francisco de Paula/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Forquilha*	1,118	-	-	-	1	Rio Forquilha/Maximiliano de Almeida/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042
Ijuizinho*	1,118	-	-	-	1	Rio Ijuizinho/Eugênio de Castro/RS	25/2000-ANEEL	Port. MME nº 372, 20/05/1969	Port. MME nº 278, 11/08/99	31/12/2042

* Usinas não despachadas centralizadamente.

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

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

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

Em 01/11/2012, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda, através da Portaria Interministerial nº 580, estabeleceram os valores de indenização para as usinas hidrelétricas. Assim, nos termos das Portarias publicadas pela União, ficou delineado que as usinas da CEEE-GT acobertadas pelo contrato de concessão nº 25/2000 não seriam indenizadas, sendo que, em paralelo, a Companhia protocolou junto ao Ministério de Minas e Energia ofício contendo algumas questões, em especial no que se refere à indenização dos investimentos ainda não depreciados inerentes as usinas renovadas. Vide nota explicativa nº 16.

1.1.1.1. Aspectos Regulatórios

a) Repactuação do Risco Hidrológico

As condições hidrológicas adversas ocorridas no último triênio, somada às decisões operativas e a outros fatores que influenciam no despacho da geração pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), afetaram financeiramente os agentes hidrelétricos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que, ao não conseguirem entregar energia suficiente para honrar seus contratos, ficaram expostos ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) no Mercado de Curto Prazo (MCP).

A Companhia, com o objetivo de se proteger financeiramente dos valores a ela atribuídos a título de risco hidrológico, bem como do rateio dos valores proveniente de outros agentes protegidos judicialmente, ingressou com ação judicial e obteve decisão liminar, com efeitos a partir de março de 2015, limitando a redução, via Fator de Ajuste do MRE (GSF), a 5% da Garantia Física das usinas modeladas no perfil da CEEE-GT junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e que não foram objeto de renovação das Concessões prevista na Lei nº 12.783/2013.

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.

1.1.2. Concessão de Transmissão

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

1.1.2.1. Contrato de Concessão nº 055/2001 – ANEEL

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

- I. quais os bens vinculados à Concessão e a obrigação de operar e manter a infraestrutura existente;
- II. as condições para a prestação do serviço;
- III. a garantia de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão;
- IV. a indenização, em caso de extinção da concessão, referente à parcela ainda não amortizada dos investimentos realizados pela Companhia na infraestrutura a serviço da concessão.

Em 01/11/2012, o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Fazenda, através da Portaria Interministerial nº 580, estabeleceram os valores de indenização para as instalações integrantes das concessões de transmissão de energia elétrica enquadradas pela MP 579, ficando delineado o montante de R\$661.086 mil a preço de outubro de 2012, para indenização das instalações não depreciadas, posteriores a maio de 2000, relacionadas ao contrato de Concessão nº 055/2001. Essas instalações são usualmente denominadas RBNI. Vide nota explicativa nº 13.2.5.

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.

1.1.2.2. Contrato de Concessão nº 080/2002 - ANEEL

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

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

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

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

1.1.3. Concessões de Distribuição

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;
- e
- 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.

1.1.3.1. 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 ≥ 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 ≥ 0 (até o término de 2017 e mantida em 2018, 2019 e 2020)
- II. [LAJIDA (-) QRR] ≥ 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.

1.1.3.1. 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 irreversíveis (inadimplência regulatória).

Parcela "A"	Parcela "B"
Encargos Setoriais	Receita Irrecuperável
Taxa de Fiscalização - TFSEE	Despesas de Manutenção
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	Pessoal
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	Material
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	Serviços de Terceiros
Operador Nacional do Sistema (NOS)	Outras Despesas
Encargos de Transmissão	Despesas de Capital
Compra de Energia para Revenda	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.

1.1.3.2. Distribuição - Reajuste Tarifário Anual – 2015

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 efeito 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).

1.1.3.3. 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\$333.021 via aplicação das Bandeiras Tarifárias, sendo R\$296.704 recebidos através do faturamento das contas de energia e R\$36.317 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.

1.1.3.4. 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.

1.2. 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 da Companhia partindo de uma análise de sustentabilidade econômico-financeira da CEEE-GT e CEEE-D.

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 da CEEE-D.

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 da CEEE-D.

Uma série de ações descritas no de Ajuste Estrutural foi realizada, especialmente àquelas que se referem às tratativas de para alongamento do mútuo firmado entre CEEE-GT e CEEE-D 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 e também a 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-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.

1.3. Continuidade Operacional

A CEEE-D 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 da CEEE-D 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

2.1. Geração e Transmissão

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.

2.2. Distribuição

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.

As Demonstrações Financeiras compreendem:

a) *Demonstrações Financeiras Individuais*

As demonstrações financeiras individuais da Controladora foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC). Pelo fato de que as práticas contábeis adotadas no Brasil aplicadas nas demonstrações financeiras individuais, a partir de 2014, não diferem do IFRS aplicável às demonstrações financeiras separadas, uma vez que ele passou a permitir a aplicação do método de equivalência patrimonial em controladas, 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.

b) *Demonstrações Financeiras Consolidadas*

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

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

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.

3.1.2. *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*

3.1.3.1. *Geração e Transmissão*

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

3.1.3.1. Distribuição

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 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 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 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;
- X. Receita de fornecimento e uso da rede de distribuição não faturada;
- XI. Ativo e Passivo Financeiro Setorial.

3.3. Procedimento de Consolidação

As Demonstrações Financeiras Consolidadas contemplam as informações da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par e das suas controladas a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela CEEE-Par.

Empresas Controladas	% de Participação	
	31/12/2015	31/12/2014
1 – Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	65,92%	65,92%
2 – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D	65,92%	65,92%

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 PELA COMPANHIA E SUAS CONTROLADAS

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

Os instrumentos financeiros são reconhecidos quando tornarem-se parte das disposições contratuais do instrumento ou na data em que tiveram origem.

É desreconhecido 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

Os ativos e passivos financeiros são classificados 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 as controladas têm 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. Mudanças no valor justo destes ativos são reconhecidas no resultado do exercício.
- IV. Disponível 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 como 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 reconhecidas 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

Compreendem o fornecimento de energia elétrica faturada e a faturar a consumidores finais, uso da rede, serviços prestados, acréscimos moratórios, suprimento de energia elétrica e encargos de uso da rede, bem como as vendas de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, conforme informações disponibilizadas pela referida Câmara.

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. Foi constituída provisão por valor considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos com consumidores, concessionários e permissionários.

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 classificados no ativo intangível em curso (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, são avaliados os 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 à 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.

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. Ativo Financeiro da Concessão

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

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

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

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

4.15. Investimentos

4.15.1. Investimentos em controladas

Os investimentos em controladas são aqueles cujas atividades operacionais e financeiras são conduzidas pela Companhia através de seus direitos de voto e quando a Companhia está exposta ou tem direito aos retornos

variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade. Esses investimentos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras da controladora, e consolidados integralmente na Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE GT para fins de apresentação das demonstrações financeiras consolidadas.

4.15.2. Investimentos em coligadas

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

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

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

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

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

4.16. Imobilizado

O Imobilizado reconhece os ativos do segmento de Geração a custo atribuído e os bens da Administração 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*) acumulada. O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pela própria entidade inclui o custo de materiais e mão de obra direta e quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condições necessárias para que esses sejam capazes de operar da forma pretendida pela administração. Inclui também 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 ou suas controladas e que o seu custo pode 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 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, visto que esse método é aceito como o que mais perto reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.

4.17. Intangível

Na controlada CEEE-D, 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:

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

Os outros ativos intangíveis que são adquiridos pela Companhia e que têm vidas úteis finitas são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. Incluem basicamente softwares e direitos desta natureza. A Amortização é calculada sobre o custo de um ativo, ou outro valor substituto do custo, deduzido do valor residual. A amortização é reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para os ativos intangíveis, que não ágio, a partir da data em que estes estão disponíveis para uso.

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

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

Representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimento no serviço público de energia elétrica, 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 à serviço da concessão.

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

4.19.1. Ativos Financeiros

A Companhia avalia anualmente se existem evidências que possam indicar deterioração ou perda do valor recuperável dos seus Ativos Financeiros. Sendo tais evidências identificadas, o valor recuperável dos ativos é estimado e, se o valor contábil exceder o valor recuperável, o valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido pelo uso de uma provisão.

Recuperações subsequentes de valores anteriormente baixados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado. Quando um ativo financeiro classificado como disponível para venda é considerado irrecuperável, os ganhos e as perdas acumulados reconhecidos em outros resultados abrangentes são reclassificados para o resultado.

4.19.2. 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.

4.20. 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.

4.21. 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.

4.22. 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.

4.23. Provisões para Contingências Trabalhistas, Cíveis e Tributárias

As provisões são reconhecidas quando as Controladas têm 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.

4.24. 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.

4.25. 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.

4.26. 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 ocorrer 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, através de suas controladas, 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 para as controladas 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 695/12 de 13/12/2012, os ganhos ou perdas atuariais são reconhecidos integralmente como ativos ou passivos atuariais, tendo como contrapartida o patrimônio líquido da Companhia.

4.27. 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 pela CCEE, os valores são estimados pela Administração das Controladas, utilizando-se de parâmetros disponíveis no mercado.

4.28. Apuração do Resultado

As receitas e despesas são reconhecidas pelo regime contábil de competência de cada exercício apresentado. Na controlada CEEE-D, 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.

4.29. Reconhecimento da Receita

4.29.1. Receita da Geração

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

4.29.2. Receita da Transmissão

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

4.29.3. Receita de Fornecimento da Distribuição

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.

4.29.4. Receita não Faturada da Distribuição

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.

4.29.5. Receita de Construção

As Controladas reconhecem 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 de que os custos incorridos possam ser recuperados.

4.30. Receita Financeira

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

4.31. 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.

4.32. Distribuição de Dividendos

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

4.33. 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.

4.34. Informações por Segmento

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



A Controlada CEEE-GT, considerando a natureza de suas operações, conclui que possui os segmentos de geração e transmissão de energia elétrica.

Para a Controlada CEEE-D, a distribuição e a comercialização não são consideradas pela Administração como segmentos, uma vez que não possuem gestão individualizada e que uma depende da outra para operar.

4.35. Questões Ambientais

As Controladas capitalizam 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 às 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 à 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.

4.36. Demonstração do Resultado

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

4.37. 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:

4.32.1. 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 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.
- 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.
- IFRS 10/CPC 36 (R3), IFRS 12/CPC 45 e IAS 28/CPC 18 (R2) – Demonstrações consolidadas e Investimentos em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto: Trata de questões específicas no

contexto da aplicação da exceção de consolidação para entidades de investimentos, esclarece o tratamento da venda ou contribuição de ativos entre um investidor e sua associada ou *joint venture*, cujas exigências são aplicáveis independentemente da forma jurídica da operação.

- IFRS 11/CPC 19 (R2) – Acordo contratual conjunto: Requer que o adquirente de uma participação em operação conjunta que constitui um negócio, conforme definido no IFRS 3 – Combinação de negócios – aplique os princípios desse IFRS, e de outros pronunciamentos, exceto aqueles que conflitem com o IFRS 11 – Negócios em conjunto.

4.32.2. Vigentes a partir de 01/01/2018 e 01/01/2019

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

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

- 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 16 – Leasing: introduz exigências para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de arrendamentos. A norma define um modelo único de contabilidade de leasing, exigindo que o arrendatário reconheça ativos e passivos para todos os contratos de arrendamento, a menos que o prazo do contrato seja inferior a doze meses ou o valor do ativo objeto do leasing tenha valor não significativo. Para os arrendadores não há alterações substanciais, devendo continuar classificando os contratos de leasing como operacionais ou financeiros, conforme definido no IAS 17.

5. CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Os saldos compõem-se de:

		CONSOLIDADO	
	Nota Explicativa	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE			
Numerário Disponível		65.362	69.508
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - SIAC/BANRISUL	34	48.009	16.292
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata - CDB Especial		922	30.887
Total de Caixa e Equivalentes de Caixa		114.293	116.687
NÃO CIRCULANTE			
Aplicações Financeiras de Longo Prazo - SIAC/BANRISUL	34	7.570	6.686
Aplicações Financeiras Vinculadas		2.181	4.771
Quotas Subordinadas - FIDC		8.331	23.435
Total de Aplicações Financeiras de Longo Prazo		18.082	34.892

5.1. Numerário Disponível

O valor de R\$65.362 (R\$69.508 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a recursos depositados em instituições bancárias.

5.2 Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata

O valor de R\$48.009 (R\$16.292 em 31 de dezembro de 2014) refere-se ao valor aplicado 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.

O valor de R\$922 (R\$30.887 em 31 de dezembro de 2014) no ativo circulante refere-se à aplicações financeiras classificadas em CDB, remuneradas com base na variação dos Certificados de Depósitos Interbancários – CDI à taxa de 100%.

5.3. Aplicações Financeiras de Longo Prazo

O valor de R\$18.082 (R\$34.892 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, aplicações vinculadas a garantias de compra de energia e as relativas à captação de empréstimo, bem como Quotas Subordinadas do FIDC.

6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Os saldos compõem-se de:

CONSOLIDADO						
	Nota Explicativa	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE						
Consumidores	6.1	299.806	143.918	137.138	580.862	433.485
Suprimento de Energia		19.610	-	-	19.610	21.999
Encargo de Uso da Rede		47.621	-	-	47.621	34.881
Permissionárias		219	-	-	219	162
Parcelamentos	6.2	26.932	2.123	28.647	57.702	56.696
Energia de Curto Prazo - CCEE	6.3	101.939	-	-	101.939	8.866
Títulos de Crédito a Receber		359	-	-	359	344
Provisão Créditos Liquidação Duvidosa	6.4	-	-	-	(231.978)	(199.024)
		496.486	146.041	165.785	576.334	357.409
NÃO CIRCULANTE						
Parcelamentos	6.2	81.902	-	31.167	113.069	128.949
Títulos de Crédito a Receber		-	-	-	-	262
		81.902	-	31.167	113.069	129.211

6.1. Consumidores

	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	31/12/2015	31/12/2014
Residencial	134.975	57.766	4.161	196.902	172.299
Industrial	25.223	28.481	19.903	73.607	55.452
Comercial Serviços e Outras Atividades	95.688	30.784	11.167	137.639	102.329
Rural	12.825	7.668	1.456	21.949	14.131
Poder Público	10.125	16.114	33.173	59.412	52.219
Iluminação Pública	9.670	1.810	67.278	78.758	29.803
Serviço Público	11.300	1.295	-	12.595	7.252
Total	299.806	143.918	137.138	580.862	433.485

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. Energia de Curto Prazo – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

O valor de R\$101.939 (R\$8.866 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à energia vendida no mercado de curto prazo, conforme informações divulgadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

6.4. Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

Os saldos compõem-se de:

	Saldo 31/12/2014	Adições	Exclusões	Saldo 31/12/2015
Residencial	51.933	5.371	-	57.304
Industrial	5.323	3.037	-	8.360
Comercial Serviços e Outras Atividades	9.283	4.149	-	13.432
Rural	1.701	-	(676)	1.701
Poder Público, Iluminação Pública e Serviço Público	66.698	18.310	-	85.008
Títulos de Créditos a Receber e Parcelamentos	50.165	1.746	(192)	51.911
Diversos	13.921	341	-	14.262
Total	199.024	32.954	(868)	231.978

Na CEEE-D 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.

Na CEEE-GT a provisão refere-se a recebíveis relativos a valores de concessionárias, permissionárias diversas e consumidores livres vencidos há mais de três meses.

6.5. 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.

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Saldo Inicial	-	194.934
Atualização	-	32.071
Provisão Perdas	-	(227.005)
Saldo Final	-	-

7. TRIBUTOS A RECUPERAR

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE		
PIS/COFINS a Compensar	7	5
ICMS a Compensar	14.000	15.741
IRPJ e CSLL a Compensar	36.321	53.050
INSS a Compensar	400	454
Outros Créditos a Compensar	1.095	909
Total	51.823	70.159
NÃO CIRCULANTE		
ICMS a Compensar	10.065	14.038
PIS/COFINS a Compensar	2	2
IRPJ e CSLL a Compensar	1	1
Outros Créditos a Compensar	2	2
Total	10.675	14.043

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:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Estoque de Operação	25.471	22.594
(-) Provisão para Perdas	(1.049)	(1.063)
Total	24.422	21.531

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

9. OUTROS CRÉDITOS A RECEBER

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	Nota Explicativa	CONSOLIDADO	
		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	19.605	23.521
Adiantamento a Fornecedores/Empregados		7.429	3.128
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9.4 / 34	4.450	9.926
Aluguel de Postes/Serviços Prestados		12.977	12.970
Cedência de Funcionários	34	887	917
Custos a Reembolsar		16.486	10.829
Dividendos a Receber	9.9	16.232	8.149
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios FIDC	9.5	-	35.198
Subvenção CDE - PLT	34	1.833	1.833
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.971/2015	9.8 / 34	95.238	-
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.834/2014	9.7 / 34	-	54.058
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.639/2013	9.6 / 34	-	26.290
Outros Devedores		22.215	21.244
Total		200.328	210.476
NÃO CIRCULANTE			
Rede Básica do Sistema Existente - RBSE	9.10	415.022	415.022
Títulos de Crédito a Receber		7	-
Depósitos Recursais - INSS e ISS		1.869	-
Outros Devedores		45.243	40.500
Total		462.141	455.522

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 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, a serem reembolsados pelas Prefeituras.

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\$19.605 (R\$23.521 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a projetos de Pesquisa e Desenvolvimento destinados à capacitação e desenvolvimento tecnológico da Concessionária, 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 26).

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 26).

9.9. Dividendos a Receber

O valor de R\$16.232 (R\$8.149 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a dividendos declarados pelas investidas, compostos da seguinte forma: Etau R\$93, Chapecoense R\$5.015, Complexo Eólico Povo Novo R\$16, Ceraan R\$5.291, Enerfin R\$1.700 e Enercan R\$4.133 (vide nota explicativa nº 15).

9.10. Rede Básica do Sistema Existente - RBSE

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

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

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

Foi concluído em 23 de março de 2015 o Relatório de Avaliação Patrimonial para Indenização da Rede Básica da CEEE-GT, elaborado pela Consultoria American Appraisal. O referido relatório foi entregue na Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em 29 de abril de 2015. Conforme a REN nº 589/13 no artigo 6º, a ANEEL tinha um

prazo de 150 dias para validar as informações, sendo 30 dias contados a partir da data de protocolo para manifestar o aceite do laudo de avaliação enviado pela empresa e mais 120 dias a partir do aceite para validação das informações com consequente aferição do valor indenizável.

Conforme Termo de Notificação nº 0015/2016-SFF emitido pela ANEEL em 04 de fevereiro de 2016, obteve-se como montante líquido a ser indenizado o valor de R\$836.283, referente aos bens da RBSE não totalmente depreciados e existentes em 31 de maio de 2000, na data base de 31 de dezembro de 2012. Todavia salienta-se que o montante da base de ativos a ser indenizado, está em fase de contestação pela Companhia e o reconhecimento contábil desse diferencial depende da homologação pela ANEEL do valor final a ser indenizado, bem como da definição de forma e prazo de recebimento pelo Ministério de Minas e Energia.

10. INVESTIMENTOS EM TÍTULOS DO GOVERNO

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE		
Investimentos em Títulos do Governo	149.963	522.393
	<u>149.963</u>	<u>522.393</u>

10.1 Descrição

O saldo de R\$149.963 (R\$522.393 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, por intermédio de suas controladas, firmou um Termo de Acordo com a União, homologado judicialmente em 31 de janeiro de 2012, liquidando uma lide que perdurou aproximadamente 20 anos. O acordo foi firmado junto a Advocacia Geral da União - AGU, com autorização do Ministério de Minas e Energia - MME e do Ministério da Fazenda, assim como, com a efetiva participação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, da Secretaria do Tesouro Nacional – STN, da Receita Federal do Brasil – RFB, da Procuradoria Geral da Fazenda Nacional – PGFN e da Eletrobrás.

Nesse contexto as Controladas obtiveram um valor a receber de R\$3.023.261 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\$116.426. Assim, no tocante aos créditos da CRC, o valor R\$2.906.835 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 e 18/12/2012 a Secretaria do Tesouro Nacional transferiu a primeira e a segunda tranche para a Companhia no valor de R\$1.382.252 e de R\$989.044, correspondentes a 614.819 e 344.692 NTN-B, respectivamente. Em 17/12/2013, a terceira e última tranche foi transferida.

10.2 Classificação

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

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

As Controladas consideraram as seguintes características, nas quais não é possível identificar uma categoria específica de instrumento financeiro, exceto Ativo financeiro disponível para venda:

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

10.3 Formas de atualização das NTN-BS

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

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

O saldo de CRC a receber está indexado ao futuro recebimento de NTN-Bs conforme termos do acordo firmado, desta forma, está atualizado com base no valor nominal das NTN-Bs atualizados pelos termos contratuais (IPCA do mês anterior). A Concessionária tem direito aos juros remuneratórios de 6% a.a., a partir da efetiva transferência da titularidade.

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

10.4 Movimentação

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

	CONSOLIDADO				
	Ativo	Passivo e Patrimônio Líquido		Resultado	
	Investimentos em Títulos do Governo	Impostos diferidos	Outros resultados abrangentes	Receita (Despesa) financeira	Impostos
Posição em 31/12/2014	522.393	18.424	(37.433)	-	-
Atualização pela taxa efetiva	57.355	-	-	57.355	-
Valorização do valor justo	(35.011)	-	(35.011)	-	-
Venda do ativo financeiro	(372.446)	-	50.669	(50.670)	-
Juros Recebidos	(22.328)	-	-	-	-
Efeito tributário	-	(14.891)	(5.324)	-	20.214
Posição em 31/12/2015	149.963	3.533	(27.099)	6.685	20.214

11. ATIVO FINANCEIRO SETORIAL LÍQUIDO

O montante de R\$177.548 (R\$203.527 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 1.1.3.1).

	CONSOLIDADO				
	Saldo em 31/12/2014	Constituição	Amortização	Atualização Monetária	Saldo em 31/12/2015
CVA Ativa	231.155	1.138.564	(857.873)	71.890	583.736
Energia Elétrica Comprada	193.938	345.902	(415.450)	34.452	158.842
Transporte Itaipu	871	2.639	(2.300)	266	1.476
Tarifa de Uso Sistema de Transmissão Rede Básica	16.177	24.725	(30.718)	2.795	12.979
Quota CDE	15.521	758.592	(400.910)	34.178	407.381
Quota ESS	-	5.487	(3.462)	40	2.065
Proinfa	4.648	1.219	(5.033)	159	993
Demais Ativos Financeiros Setoriais	59.939	171.304	(141.988)	1.318	90.573
Neutralidade da Parcela A	1.550	62.569	(22.133)	1.318	43.304
Outros Componentes Financeiros	53.880	53.155	(65.751)	-	41.284
Quotas de Custo e Energia - Proinfa	4.509	55.580	(54.104)	-	5.985
Total do Ativo	291.094	1.309.868	(999.861)	73.208	674.309
CVA Passiva	(77.161)	(304.717)	190.436	(16.953)	(208.395)
Energia Elétrica Comprada	(1.323)	(95.548)	96.117	(3.502)	(64.256)
Transporte Itaipu	(541)	-	541	-	-
Tarifa de Uso Sistema de Transmissão Rede Básica	(5.400)	(6.095)	7.295	(80)	(4.280)
Quota CDE	(1)	-	1	-	-
Quota ESS	(69.896)	(199.864)	144.112	(13.166)	(138.814)
Proinfa	-	(3.210)	2.370	(205)	(1.045)
Demais Ativos Financeiros Setoriais	(10.406)	(370.690)	93.489	(759)	(288.366)
Neutralidade da Parcela A	(4.963)	(14.959)	20.681	(759)	-
Outros Componentes Financeiros	(5.443)	(355.731)	72.808	-	(288.366)
Total do Passivo	(87.567)	(675.407)	283.925	(17.712)	(496.761)
Ativo Financeiro Setorial Líquido	203.527	634.461	(715.936)	55.496	177.548

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. DEPÓSITOS JUDICIAIS

O valor de R\$139.004 (R\$122.208 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 24).

13. ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Composição dos saldos do Ativo Financeiro da Concessão de Distribuição e Transmissão:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
CEEE - D	472.579	1.546.936
CEEE - GT	416.076	351.688
Total	888.655	1.898.624
<hr/>		
	31/12/2015	31/12/2014
Circulante	58.873	18.712
Não Circulante	829.782	1.879.912
Total	888.655	1.898.624

13.1. Ativo Financeiro – Controlada CEEE-D

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
Saldo em 31 de Dezembro 2014	1.546.936	32.945	1.579.881
Adições.....	390.833	2.644	393.477
Transferências.....	(1.465.190)	1.465.190	-
Amortização.....	-	(53.912)	(53.912)
Saldo em 31 de Dezembro 2015	472.579	1.446.867	1.919.446

*Atualização pelo índice IGP-M.

13.2. Ativo Financeiro – Controlada CEEE-GT

Composição dos saldos do Ativo Financeiro da Concessão de Transmissão:

	31/12/2015	31/12/2014
Circulante	58.873	18.712
Não Circulante	357.203	332.976
Total	416.076	351.688

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

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

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

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

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

Em 31 de dezembro de 2015, o valor de R\$245.797, é composto por R\$50.549, referente aos bens vinculados ao Contrato de Concessão nº 080/2002 e por R\$195.248, referente aos bens das obras em curso pertencentes às instalações abrangidas no Contrato de Concessão nº 055/2001 e seu Primeiro Aditivo. O registro é demonstrado por seu valor líquido, deduzido da perda por valor recuperável para aquelas obras em curso que ainda não possuem Resolução Autorizativa emitida pela ANEEL, uma vez que ainda não há homologação de receita para indenização destes investimentos em andamento.

13.2.1. Movimento do Ativo Financeiro da Concessão de Transmissão

	Contrato 055/2001	Contrato 080/2002	Contrato 001/2011 TESB	Total
Saldo em 31 de Dezembro de 2014	158.489	49.457	143.742	351.688
(+) Receita de Construção (Adições)	42.151	-	111.194	153.345
(+) Receita Financeira	2.942	15.075	7.314	25.331
(-) Reclassificação de Escopo	(91.970)	-	-	(91.970)
(-) Perda de Valor recuperável	(3.890)	-	-	(3.890)
(-) Amortização do período	(2.942)	(15.486)	-	(18.428)
Saldo em 31 de Dezembro de 2015	104.780	49.046	262.250	416.076
Em 31 de Dezembro de 2015 - Circulante	35.304	15.246	8.323	58.873
Em 31 de Dezembro de 2015 - Não Circulante	69.476	33.800	253.927	357.203

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

13.2.2. Vinculação dos Bens à 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, comercialização e transmissão, 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.

13.2.3 Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

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

Na CEEE-D, 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.

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

13.2.4. 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 Controladas apuram, 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.

13.2.5. Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNi

O montante de R\$222.634 em 31 de dezembro de 2014 no ativo circulante refere-se à indenização dos empreendimentos autorizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL após 31 de maio de 2000, denominados de Rede Básica de Novos Investimentos – RBNi, para o contrato de concessão nº 055/2001, conforme estabelecido pela Medida Provisória nº 579, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013. O valor de indenização foi divulgado através do Anexo II da Portaria Interministerial nº 580, de 1º de novembro de 2012, cujo recebimento será realizado em trinta e uma (31) parcelas mensais, corrigidas por IPCA mais WACC (*weighted average cost of capital*) de 5,59% real ao ano, segundo o que estabelece o Artigo 4º da referida Portaria Interministerial.

14. BENS E DIREITOS DESTINADOS À ALIENAÇÃO E RENDA

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Bens de Uso Futuro e Bens de Renda	2.004	5.075
(-) Amortização Acumulada	(1.818)	(1.203)
Outros	16.800	16.800
(-) Amortização Acumulada	(6.484)	(6.484)
	<u>52.587</u>	<u>53.229</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. INVESTIMENTOS

15.1 Controladas

Refere-se à participação da CEEE-Par na Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT e na Companhia de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D, com o percentual de 65,92% no capital social de cada Controlada.

A Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT é uma empresa de economia mista, responsável pelo serviço público de energia elétrica, integrada pelas áreas de Geração e Transmissão, originada do processo de reestruturação societária da Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul - CEEE, concluído em novembro de 2006.

Já a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D é uma empresa organizada em conformidade com a autorização concedida pela Lei Estadual nº 12.593, de 13 de setembro de 2006 e foi constituída a partir da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica, conforme Assembléia Geral Extraordinária realizada em 27 de novembro de 2006 (Ata nº 170), que consignou, nos termos do artigo 229, § 2º, da Lei 6.404/76, tendo sido observadas todas as formalidades legais para tanto, a constituição formal da CEEE-D, a qual somente iniciou as atividades previstas no seu objeto social a partir do dia 1º de dezembro de 2006. Esta mesma AGE aprovou o tratamento das variações patrimoniais previstos na Proposta e Justificação de Cisão de que os resultados e as variações patrimoniais que sejam atribuídas à atividade de distribuição de energia elétrica entre o Balanço Base de Cisão (30 de setembro de 2006) e a data de 30 de novembro de 2006 foram registrados na CEEE-D.

15.1.1. Saldos de Controladas

	CONTROLADORA	
	31/12/2015	31/12/2014
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D	(318.792)	58.010
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	976.910	951.729
	<u>658.118</u>	<u>1.009.739</u>

15.2. Principais Informações de Controladas

	CEEE-D		CEEE-GT		TOTAL	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Ativo Circulante	875.873	816.901	492.381	905.193		
Ativo Não Circulante	2.440.091	2.145.264	2.428.443	1.956.267		
Passivo Circulante	1.351.208	1.171.999	328.128	437.574		
Passivo Não Circulante	2.448.352	1.702.157	1.108.742	980.132		
Patrimônio líquido	(483.596)	88.009	1.481.954	1.443.754		
Resultado do exercício	(514.244)	(445.282)	84.947	(280.173)		
% de participação	65,92%	65,92%	65,92%	65,92%		
Saldo do investimento no início do período	58.010	337.073	951.729	1.142.049	1.009.739	1.479.122
Realização dos tributos diferidos sobre avaliação patrimonial na investida	-	-	3.155	4.252	3.155	4.252
Variação líquida no valor justo de ativos financeiros disponíveis para venda na investida	9.060	17.411	1.262	36.630	10.322	54.041
Imposto de renda e contribuição social sobre outros resultados abrangentes na investida	(3.081)	(5.923)	(429)	(12.450)	(3.510)	(18.373)
Registro do Ganho/Perda Atuarial	(43.791)	2.978	(34.805)	(34.062)	(78.596)	(31.084)
Resultado de equivalência patrimonial	(338.990)	(293.529)	55.998	(184.690)	(282.992)	(478.219)
Saldo do investimento no final do período	<u>(318.792)</u>	<u>58.010</u>	<u>976.910</u>	<u>951.729</u>	<u>658.118</u>	<u>1.009.739</u>

15.3. Investimentos CEEE-GT

	31/12/2015	31/12/2014
Participações societárias permanentes		
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial	590.913	558.233
Avaliadas pelo método de custo	2.724	2.724
	<u>593.637</u>	<u>560.957</u>

15.3.1. Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Método de Equivalência Patrimonial da Controlada CEEE-GT

Os investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial da CEEE-GT estão classificados nos seguintes seguimentos de negócio:

Hídrico	Transmissão	Eólico
CERAN	TESB	Ventos de Curupira
Jaguari	FOTE	Ventos de Povo Novo
Chapecoense	TSLE	Ventos de Vera Cruz
ENERCAN	TPAE	Palmares
	Etai	Ventos da Lagoa
		Ventos do Litoral
		Ventos do Sul
		Ventos dos Índios

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

	31/12/2015		31/12/2014	
	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)	Lote de Mil ações ou quotas	Participação (%)
Controladas				
TESB	60.000	90,40%	24.515	88,49%
Ventos de Curupira	10	99,99%	10.000	99,99%
Ventos de Povo Novo	10	99,99%	10.000	99,99%
Ventos de Vera Cruz	10	99,99%	10.000	99,99%
Coligadas				
FOTE	23.215	49,00%	10	49,00%
TSLE	280.000	49,00%	34.010	49,00%
Ceran	510.000	30,00%	510.000	30,00%
TPAE	20.350	20,00%	20.350	20,00%
Jaguari	17.680	10,50%	17.680	10,50%
Etai	34.895	10,00%	34.895	10,00%
Palmares	114.116	10,00%	114.116	10,00%
Ventos da Lagoa	88.701	10,00%	88.701	10,00%
Ventos do Litoral	102.901	10,00%	102.901	10,00%
Ventos do Sul	140.964	10,00%	140.964	10,00%
Ventos dos Índios	63.641	10,00%	-	-
Chapecoense	714.509	9,00%	714.509	9,00%
Enercan	388.787	6,51%	388.787	6,51%

15.3.2. Controladas da CEEE-GT

15.3.2.1. Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda – TESB

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

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

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



- LT 230Kv, com extensão aproximada de 13Km, com origem na subestação Restinga e término na subestação Viamão 3;

- SE Porto Alegre 12;

- SE Viamão 3;

- SE Candelária 2; e

- SE Porto Alegre 13.

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

Em julho de 2012, em virtude da subscrição do capital a ser integralizado, as sócias Procable Energia e Telecomunicações S.A., detentora de 40% das quotas e a sócia Zhejiang Isigma United Engineering CO Ltda detentora de 40% das quotas, cederam e transferiram cada uma 3%, totalizando 6% de cessão e transferência de cotas de capital subscrito e não integralizado para a sócia Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT, passando para a seguinte composição acionária: Procable Energia e Telecomunicações S.A. – 37%, Zhejiang Isigma United Engineering CO Ltda – 37% e Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT – 26%.

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

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

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

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

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

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

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

Em 2014 a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL anuiu através da Resolução Autorizativa nº 4.495 de 21 de janeiro a transferência do Controle Acionário da TESB para CEEE-GT. A participação acionária da CEEE-GT no empreendimento é 90,4% do capital social subscrito.

15.3.2.2. Complexo Eólico Povo Novo

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

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

- Consórcio Curupira formado pela CGE Curupira Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Curupira cuja potencia instalada é de 25MW;
- Consórcio Povo Novo formado pela CGE Povo Novo Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Povo Novo cuja potencia instalada é de 7,5MW;
- Consórcio Fazenda Vera Cruz formado pela CGE Fazenda Vera Cruz Ltda. (0,01%) e CEEE-GT (99,99%), responsável pela construção da Central Geradora Eólica Vera Cruz cuja potencia instalada é de 22,5MW;

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

Em 26 de fevereiro de 2014 foram constituídas a Ventos de Povo Novo S.A, Ventos de Curupira S.A e Ventos de Vera Cruz S.A cujo capital social subscrito em cada empresa foi de R\$10 representado por 10.000 (dez mil) ações ordinárias nominativas. Os principais grupos do ativo, passivo e resultado das controladas em 31 de dezembro de 2015, conforme demonstrados a seguir, são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas da CEEE-GT.

31/12/2015				
Balanco Patrimonial	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Ativo				
Caixa e Equivalentes de Caixa	752	780	580	50
Outros Ativos Circulantes	9.758	9	10	5
Ativo Não Circulante	294.887	39.455	14.854	41.772
	305.397	40.244	15.444	41.827
Passivo e Patrimônio Líquido				
Financiamentos e Empréstimos (curto prazo)	-	-	-	-
Outros Passivos Circulantes	56.238	520	1.415	3.322
Outros Passivos Não Circulantes	187.665	39.990	14.124	38.748
Patrimônio Líquido	61.494	(266)	(95)	(243)
	305.397	40.244	15.444	41.827
31/12/2015				
Demonstração do Resultado	TESB	Ventos do Curupira	Ventos de Povo Novo	Ventos de Vera Cruz
Receita Operacional Líquida	105.036	-	-	-
Custo de Operação	(97.722)	-	-	-
Lucro Bruto	7.314	-	-	-
Despesas Operacionais	(507)	(293)	(117)	(243)
Resultado Financeiro	(1.588)	49	24	30
Lucro Antes dos Impostos	5.219	(244)	(93)	(213)
Impostos sobre o Lucro	(6.897)	(62)	(16)	(50)
Lucro líquido	(1.678)	(306)	(109)	(263)

15.3.3. Coligadas da CEEE-GT

15.3.3.1. Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A – FOTE

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

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

- LOTE I – Fronteira Oeste Transmissora de Energia S.A;
- LT 230 kV Santo Ângelo – Maçambará;
- LT Pinhalzinho - Foz do Chapecó, C1;
- LT Pinhalzinho - Foz do Chapecó, C2;



- SE 230/138 kV Pinhalzinho, 3 x 150 MVA; e
- SE 230/138 kV Santa Maria 3, 2 x 83 MVA (novo pátio)

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

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

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

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

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

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

15.3.3.3. Companhia Energética Rio das Antas – CERAN

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

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

15.3.3.4. Transmissora Porto Alegreense Ltda - TP AE

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

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

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

A TP AE iniciou sua operação comercial em 21 de novembro de 2013.

15.3.3.5 Jaguari Energética S.A

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

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

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

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

A investida foi ressalvada no relatório de seus auditores independentes por não registrar em suas Demonstrações Financeiras em 31/12/2015, os efeitos do reconhecimento de provisão para perdas dos saldos de aplicações financeiras junto ao Banco Santos.

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

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

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



15.3.3.7. Parques Eólicos Palmares S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Parques Eólicos Palmares S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$13.563 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2015 R\$890.

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

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

15.3.3.8. Ventos da Lagoa Energia S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos da Lagoa Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$10.531 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2015 R\$687.

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

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

15.3.3.9. Ventos do Litoral Energia S.A

Em 23 de abril de 2013 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos do Litoral Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nestas sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$11.516 em 08 de maio de 2013. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2015 R\$507.

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

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

15.3.3.10. Ventos do Sul Energia S.A

Em 15 de dezembro de 2014 a CEEE-GT assinou com a Enerfin Enervento Exterior S.L o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos do Sul S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$35.000 em 15 de dezembro de 2014. As referidas ações foram negociadas com ágio, restando em 31/12/2015 R\$18.174.

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

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

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

	31/12/2015
Contraprestação Efetivamente Transferida	35.000
Valor justo líquido reconhecido de ativos identificáveis e de passivos da entidade	168.264
Ativos Circulantes	80.879
Ativos não Circulantes	422.459
Passivos Circulantes	(98.623)
Passivos não Circulantes	(236.451)
Valor Justo líquido (Participação de 10%)	(16.826)
Ágio por expectativa de rentabilidade futura (<i>goodwill</i>)	18.174

15.3.3.11. Ventos dos Índios Energia S.A

Em 30 de junho de 2015 a CEEE-GT assinou com a Elecnor S.A o contrato de compra e venda de ações da Sociedade de Propósito Específico Ventos dos Índios Energia S.A, para a entrada da CEEE-GT nesta sociedade no percentual de 10% do capital social, com consequente aporte de R\$7.243.

A empresa é composta por dois parques eólicos situados no município de Osório/RS, denominados Parque dos Índios 2 e Parque dos Índios 3, com capacidade total de geração de 52,9MW.

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

15.3.3.12. Chapecoense Geração S.A

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

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

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

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

A investida foi ressalvada no relatório de seus auditores independentes por não registrar em suas Demonstrações Financeiras em 31/12/2015, os efeitos da obrigação do direito de exploração (concessão onerosa), denominado Uso do Bem Público - UBP.

15.3.3.12. Campos Novos Energia S/A – ENERCAN

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

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

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

15.3.4. Informações Financeiras das Investidas da CEEE-GT

	31/12/2015					
	Capital social	Patrimônio líquido publicado	Ajustes ressalvados pelo auditor	Patrimônio líquido ajustado	Lucro (prejuízo) publicado	Ajustes ressalvados pelo auditor
Controladas						
TESB	60.000	61.494	-	61.494	(1.678)	-
Ventos de Curupira	10	(266)	-	(266)	(306)	-
Ventos de Povo Novo	10	(97)	-	(97)	(110)	-
Ventos de Vera Cruz	10	(242)	-	(242)	(272)	-
Coligadas						
FOTE	23.215	49.873	-	49.873	(53)	-
Transmissora Sul Litorânea de Energia - TSLE	280.000	279.064	-	279.064	(4.159)	-
Ceran	470.875	669.348	-	669.348	74.258	-
Transmissora Porto Alegrense de Energia - TP AE	20.350	18.236	-	18.236	(259)	-
Jaguari	17.680	12.880	(4.255)	8.625	(3.234)	-
Etai	34.895	89.860	-	89.860	20.266	-
Palmares	114.116	141.807	-	141.807	8.651	-
Ventos da Lagoa	88.701	102.457	-	102.457	3.991	-
Ventos do Litoral	102.901	113.071	-	113.071	3.040	-
Ventos do Sul	140.964	153.383	-	153.383	9.784	-
Ventos dos Índios	63.641	96.629	-	96.629	20.617	-
Chapecoense	714.509	1.222.502	(183.751)	1.038.751	234.608	(51.442)
Enercan	388.787	1.013.645	(55.596)	958.049	151.068	3.432

As investidas foram ressalvadas no relatório de seus auditores independentes por não registrarem em suas Demonstrações Financeiras Intermediárias em 31/12/2015, os efeitos de:

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

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

15.3.5. Movimentação dos investimentos

	Saldos em 31/12/2014	Aumento de Capital	Ganho (perda)	Equivalência Patrimonial	Dividendos	Saldos em 31/12/2015
Coligadas						
FOTE	13.153	-	(1.750)	(26)	-	11.377
Transmissora Sul Litorânea de Energia - TSLE	138.780	-	-	(9.302)	-	129.478
Ceran	183.818	-	-	22.277	(5.290)	200.805
Transmissora Porto Alegrense de Energia - TP AE	3.698	-	-	(53)	-	3.645
Jaguari	1.246	-	-	(340)	-	906
Etau	8.445	-	-	2.027	(1.486)	8.986
Palmares	14.178	-	-	865	(862)	14.181
Ventos da Lagoa	10.256	-	-	399	(409)	10.246
Ventos do Litoral	11.235	-	-	304	(297)	11.242
Ventos do Sul	16.468	-	-	1.056	(2.185)	15.339
Ventos dos Índios	-	7.243	1.934	485	-	9.662
Chapecoense	82.018	-	-	16.485	(5.013)	93.490
Enercan	54.680	-	-	10.064	(2.336)	62.408
Ágio Parques Eólicos	2.084	-	-	(1.110)	-	974
Ágio Ventos do Sul	18.174	-	-	-	-	18.174
	558.233	7.243	184	43.131	(17.878)	590.913

15.3.6. Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Custo

	31/12/2015	31/12/2014
Centrais Elétricas S.A - ELETROSUL.....	2.160	2.160
Piratini Energia S.A.....	10	10
Outros Investimentos Avaliados pelo Custo.....	908	908
(-) Provisão Desvalorização Outros Investimentos.....	(354)	(354)
	2.724	2.724

15.3.6.1. Centrais Elétricas S.A. - ELETROSUL

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

15.3.6.2. Piratini Energia S/A

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

15.3.7. Adiantamento para Futuro Aumento de Capital

Os saldos compõem-se de:

	31/12/2015	31/12/2014
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A - TSLE	72.012	52.362
FOTE.....	12.498	-
	84.510	52.362

16. IMOBILIZADO

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D	168.676	201.681
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT	591.137	375.946
	759.813	577.627

16.1. Imobilizado – Controlada CEEE-D

	31/12/2014	Adições	Baixas	Transferências	Outros	31/12/2015
Custo						
Terrenos.....	3.318	-	-	-	-	3.318
Edificações.....	11.684	-	-	-	(46)	11.638
Máquinas e Equipamentos.....	13.277	-	(150)	1.964	9.246	24.337
Veículos.....	44.305	-	(49)	7.153	(3.977)	47.432
Móveis e Utensílios.....	6.307	-	(48)	38	288	6.585
	78.891	-	(247)	9.155	5.511	93.310
Depreciação						
Edificações.....	(9.813)	(131)	-	-	6	(9.938)
Máquinas e Equipamentos.....	(7.909)	(1.874)	118	16	(9.890)	(19.539)
Veículos.....	(34.704)	(3.380)	23	-	(1.658)	(39.719)
Móveis e Utensílios.....	(4.550)	(255)	37	-	(465)	(5.233)
	(56.976)	(5.640)	178	16	(12.007)	(74.429)
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)						
Fora do Escopo da Concessionária.....	82.749	(41.932)	(134.378)	163.022	121.414	190.875
Depreciação.....	(11.967)	(1.337)	13.251	-	(162.627)	(162.680)
	70.782	(43.269)	(121.127)	163.022	(41.213)	28.195
Total do Imobilizado em Serviço	92.697	(48.909)	(121.196)	172.193	(47.709)	47.076
Total do Imobilizado em Curso	108.984	178.432	-	(172.193)	6.377	121.600
Total do Ativo Imobilizado	201.681	129.523	(121.196)	-	(41.332)	168.676

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.

16.2. Imobilizado – Controlada CEEE-GT

	31/12/2014	Adições	Baixas	Transferências	Outros	31/12/2015
Custo						
Barragens.....	783.229	-	(134)	3.321	-	786.416
Terrenos.....	16.300	-	-	923	-	17.223
Edificações.....	120.401	-	(4.515)	2.880	-	118.766
Máquinas e Equipamentos.....	666.109	-	(235.898)	160.986	(152)	591.045
Veículos.....	12.944	-	(211)	1.036	(49)	13.720
Móveis e Utensílios.....	4.401	-	(115)	85	-	4.371
	1.603.384	-	(240.873)	169.231	(201)	1.531.541
Depreciação						
Barragens.....	(647.110)	(11.180)	118	-	-	(658.172)
Edificações.....	(106.029)	(3.360)	4.453	-	-	(104.936)
Máquinas e Equipamentos.....	(561.120)	(11.518)	215.034	-	-	(357.604)
Veículos.....	(12.428)	(102)	214	-	-	(12.316)
Móveis e Utensílios.....	(3.745)	(72)	106	-	-	(3.711)
	(1.330.432)	(26.232)	219.925	-	-	(1.136.739)
Fora do Escopo (reflexo do IFRIC 12)						
Fora do Escopo da Concessionária.....	19.090	-	-	-	41	19.131
Depreciação.....	(18.343)	(135)	-	-	11	(18.467)
	747	(135)	-	-	52	664
Total do Imobilizado em Serviço	273.699	(26.367)	(20.948)	169.231	(149)	395.466
Total do Imobilizado em Curso	102.247	230.681	(50.654)	(169.231)	82.628	195.671
Total do Ativo Imobilizado	375.946	204.314	(71.602)	-	82.479	591.137

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

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

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

- **Custo Atribuído (*Deemed Cost*)**

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

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

- Renovação do contrato de Concessão 025/2000

Em referência à matéria que trata da prorrogação das concessões, o Ministério de Minas e Energia, em 01 de novembro de 2012, através da Portaria Interministerial Nº 580, estabeleceu os valores de indenização para as usinas hidrelétricas enquadradas no art. 1º da Medida Provisória Nº 579, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013 a qual não reconheceu originalmente valores de indenização para as usinas de geração da CEEE-GT com vencimento da concessão em 2015. Diante deste arcabouço legal, a Companhia providenciou a baixa dos valores residuais dos seus ativos de geração vinculados ao Contrato de Concessão Nº 025/2000, com exceção dos ativos pertencentes à usina geradora de Itaúba, com vencimento da concessão em 2021, outras usinas que a CEEE GT detém o direito de exploração, além de imobilizações em curso e bens administrativos do segmento de geração.

Na sequência, em 30/11/2012, o Decreto Nº 7.850, em seu art. 2º, determinou que, até 31 de dezembro de 2013 as informações complementares para mensuração da indenização, excetuados o projeto básico dos empreendimentos de Geração das usinas renovadas, fossem encaminhadas à ANEEL para identificação do valor indenizável daqueles bens ainda não depreciados ou amortizados. Como forma de atendimento a esse dispositivo legal, a Companhia protocolou junto à Agência Nacional de Energia Elétrica, no prazo estipulado, correspondência relatando a existência de investimentos após o projeto básico pendentes de indenização. Ainda nessa esteira, em 19 de dezembro de 2013, a ANEEL publicou a Resolução Normativa Nº 596, a qual estabeleceu os critérios e procedimentos para o cálculo da parcela de investimentos relacionados aos bens reversíveis, ainda não depreciados ou não amortizados de que trata o art. 2º do Decreto Nº 7.850/2012. A ANEEL reconheceu esses investimentos no processo tarifário da Companhia a partir da Resolução Homologatória nº 1.924, de 28 de julho de 2015 que reajustou a Receita Anual de Geração – RAG associada às Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência das usinas hidrelétricas prorrogadas da CEEE-GT, nos termos da Lei nº 12.783/2013.

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

17. INTANGÍVEIS

	CONSOLIDADO		
	Softwares	Ativo Intangível da Concessão	Total
Custo			
Saldo em 31 de Dezembro de 2014	83.780	628.047	711.827
Aquisições	14.107	2.644	16.751
Transferências (AIC-AIS)	983	-	983
Baixas	(1.101)	-	(1.101)
Transferência para Ativo Financeiro	-	1.465.190	1.465.190
Outros.....	(349)	-	(349)
Saldo em 31 de Dezembro de 2015	97.420	2.095.881	2.193.301
Amortização			
Saldo em 31 de Dezembro de 2014	(11.072)	(595.102)	(606.174)
Amortização do Período	(4.264)	(53.912)	(58.176)
Baixas	118	-	118
Saldo em 31 de Dezembro de 2015	(15.218)	(649.014)	(664.232)
Saldo em 31 de Dezembro de 2014	72.708	32.945	105.653
Saldo em 31 de Dezembro de 2015	82.202	1.446.867	1.529.069

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.

18. FORNECEDORES

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Encargos de Uso da Rede	20.468	21.191
Energia Elétrica Comprada para Revenda	284.641	298.209
Materiais e Serviços	242.325	107.281
Energia de Curto Prazo - CCEE	30.699	29.349
Retenção Contratual	51.996	57.857
Total	630.129	513.887

CIRCULANTE	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Repactuação de Dívida - Itaipu	237.217	-
	237.217	-

18.1. 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.

19. OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Provisão para Férias, 13 º Salário, Gratificações e Encargos Sociais	57.365	57.171
Retenções sobre a Folha de Pagamento	22.351	22.100
Prêmio Assiduidade	1.727	223
Total	81.443	79.494

O valor de R\$22.351 (R\$22.100 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 Eletricistas do Rio Grande do Sul - SENERGISUL e a Fundação CEEE de Seguridade Social - ELETROCEEE) e tributos e contribuições sociais retidos na fonte.

20. OBRIGAÇÕES FISCAIS

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2013
CIRCULANTE		
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	32.635	26.303
Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ	259	188
Parcelamento PIS / COFINS - REFIS DA COPA	2.170	2.437
Parcelamento PIS / COFINS - PGFN	11.184	-
Parcelamento PIS / COFINS - RFB	19.854	-
Parcelamento ICMS Programa "Em dia 2014"	-	26.490
Parcelamento ICMS - REFAZ 2015	7.677	-
Parcelamento ICMS	86.007	-
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido - CSLL	457	465
Contribuição ao Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	12.084	9.011
Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS	80.054	64.766
Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS / PASEP	17.239	14.061
Contribuição ao Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	4.194	3.854
Provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social	24.852	188
Outros	3.659	4.372
Total	302.325	152.135
NÃO CIRCULANTE		
Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS	-	21
Contribuição ao Programa de Integração Social - PIS	-	5
Parcelamento PIS / COFINS - REFIS DA COPA	28.030	33.921
Parcelamento PIS / COFINS - PGFN	38.214	-
Parcelamento PIS / COFINS - RFB	68.063	-
Parcelamento ICMS Programa "Em dia 2014"	-	77.263
Parcelamento ICMS - REFAZ 2015	67.818	-
Total	202.125	111.210

20.1. Parcelamento Lei nº 12.996/14 - REFIS 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	Valor
22/08/2014	Parcelamento Lei nº 12.996/14 - REFIS DA COPA	49.511
31/12/2015	Desconto Lei nº 12.996/14	(12.159)
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	4.185
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(11.337)
	Saldo a Pagar	30.200
CIRCULANTE		2.170
NÃO CIRCULANTE		28.030
Total		30.200

20.2. 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	Valor
22/08/2014	Parcelamento PIS/COFINS - PGFN	52.475
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	3.237
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(6.314)
	Saldo a Pagar	49.398
CIRCULANTE		11.184
NÃO CIRCULANTE		38.214
Total		49.398

20.3. Parcelamento PIS/COFINS – RFB

Data do Evento	Histórico	Valor
24/06/2015	Parcelamento PIS/COFINS - RFB	108.151
16/09/2015	Parcelamento PIS/COFINS - RFB	4.401
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	6.522
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(31.157)
	Saldo a Pagar	87.917
CIRCULANTE		19.854
NÃO CIRCULANTE		68.063
		87.917

20.3.1. Parcelamento PIS/COFINS - RFB CEEE-GT

O valor de R\$881 no passivo circulante e R\$3.447 no passivo não circulante referem-se aos parcelamentos, junto à Receita Federal do Brasil, dos processos administrativos nº 11080-725.321/2011-55 e 11080-725-363/2011-96. O montante acordado na data de adesão era de R\$ 4.401 e será pago em 60 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidada 4(quatro) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$4.328:

Data do Evento	Histórico	Valor
16/09/2015	Parcelamento PIS/COFINS - RFB	4.401
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	135
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(298)
	Saldo a Pagar	4.238
CIRCULANTE		908
NÃO CIRCULANTE		3.330
Total		4.238

20.3.2. Parcelamento PIS/COFINS - RFB CEEE-D

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
24/06/2015	Parcelamento PIS/COFINS - RFB	108.151
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	6.387
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(30.859)
	Saldo a Pagar	83.679
CIRCULANTE		18.946
NÃO CIRCULANTE		64.733
		83.679

20.4. 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”	94.368
25/11/2015	Desconto - Refaz 2015	(6.803)
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	600
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(12.670)
	Saldo a Pagar	75.495
CIRCULANTE		7.677
NÃO CIRCULANTE		67.818
Total		75.495

20.5. 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 até 31/12/2015	6.513
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(16.531)
	Saldo a Pagar	86.007
CIRCULANTE		86.007
Total		86.007

21. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES

Os saldos compõem-se de:

21.1. Empréstimos, Financiamentos e Outras Captações.

C R E D O R	CONSOLIDADO								
	2015								
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total	
						Circulante	Não Circulante		
MOEDA NACIONAL									
ELETROBRÁS	RGR	5% a 7,5%	2025	02	-	4.122	23.884	28.006	
ELETROBRÁS	RGR	5% a 7%	2017	02	-	4.161	-	4.161	
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	5.436	63.601	69.037	
Consumidores	-	-	-	-	-	832	9	841	
TOTAL MOEDA NACIONAL						-	14.551	87.494	102.045
MOEDA ESTRANGEIRA									
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD.....	US\$	0,80%	2036	01	-	-	399.179	399.179	
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	0,75%	2036	01	-	-	261.605	261.605	
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA						-	-	660.784	660.784
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA						-	14.551	748.278	762.829
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS						-	14.551	748.278	762.829
C R E D O R	CONSOLIDADO								
	2015								
	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total		
					Circulante	Não Circulante			
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - FIDC V	CDI	0,95%+CDI ou 109% do CDI	2017	05	-	19.650	8.940	28.590	
TOTAL OUTRAS CAPTAÇÕES						-	19.650	8.940	28.590
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES						-	34.201	757.218	791.419

C R E D O R	CONSOLIDADO								
	2014								
	INDEXADOR	Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total	
Circulante						Não Circulante			
MOEDA NACIONAL									
ELETROBRÁS	RGR	5% a 7,5%	2025	02	-	2.812	28.006	30.818	
ELETROBRÁS	RGR	5% a 7%	2017	02	-	8.322	4.161	12.483	
BNDES	TJLP	3,05%	2029	03	-	-	58.320	58.320	
Notas Promissórias Banco ABC S.A.	CDI	Taxa DI + spread 1,90%	2015	03	108	65.620	-	65.728	
Goldman Sachs do Brasil Banco Múltiplo S.A	CDI	CDI + 2,50%	2015	02-03	-	142.833	-	142.833	
Banco Máxima	IPCA	9,55%	2015	06	-	30.739	-	30.739	
Santander	CDI/CETIP	3,39%	2015	04	-	7.431	-	7.431	
Caixa Econômica Federal	CDI	3,41%	2015	06	-	9.333	-	9.333	
Caixa Econômica Federal	CDI	3,04%	2015	06	-	12.500	-	12.500	
Consumidores	-	-	-	-	-	233	2.361	2.594	
TOTAL MOEDA NACIONAL						108	279.823	92.848	372.779
MOEDA ESTRANGEIRA									
Agência Francesa de Desenvolvimento - AFD	US\$	0,80%	2036	01	-	-	235.168	235.168	
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	US\$	0,75%	2036	01	-	-	113.044	113.044	
TOTAL MOEDA ESTRANGEIRA						-	-	348.212	348.212
TOTAIS GERAIS MOEDA NACIONAL + MOEDA ESTRANGEIRA						108	279.823	441.060	720.991
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS						108	279.823	441.060	720.991

C R E D O R	CONSOLIDADO								
	2014								
		Encargos a.a.	Vencimento	Garantia	Encargos	PRINCIPAL		Total	
Circulante						Não Circulante			
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - FIDC IV	IPCA	9,88%	2015	06	-	17.998	-	17.998	
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - FIDC V	CDI	0,95%+CDI ou 109% do CDI	2017	05	-	20.735	23.416	44.151	
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - FIDC VI	CDI	2%	2015	06	-	37.635	-	37.635	
TOTAL OUTRAS CAPTAÇÕES						-	76.368	23.416	99.784
TOTAL DE EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E OUTRAS CAPTAÇÕES						108	356.191	464.476	820.775

Códigos das Garantias e/ou Finanças

01 – Governo Federal e Governo Estadual / 02 – Procuração para Acesso em Conta Corrente / 03 – Títulos Públicos Federais / 04 – Penhor de Duplicatas / 05 – Percentual de Recebíveis da Geração e Transmissão / 06 – Percentual de Recebíveis da Distribuição

21.2. 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.

21.3. Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC V

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

21.4. 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.

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

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

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

Durante o prazo de execução do projeto, os contratos prevêem o monitoramento da margem EBITDA da Companhia. Na hipótese da margem EBITDA se mostrar inferior aos limites originalmente previstos a CEEE-GT deve apresentar um plano de ação às instituições financeiras, identificando as causas dos desvios, as medidas de gestão ou as medidas financeiras a serem adotadas e seu respectivo cronograma. A Companhia encaminhou o seu 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\$66.991 que corresponde à R\$167.892 referente ao BID e US\$102.232 que corresponde à R\$247.304 referente ao AFD.

21.5. BNDES

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

O valor do financiamento concedido é de R\$236.340, sendo que o total liberado até 31 de dezembro de 2015 foi de R\$68.950.

O contrato de empréstimo com o BNDES tem como garantia a Cessão Fiduciária de Títulos Públicos Federais, denominados Notas do Tesouro Nacional – Série B. A cedente (CEEE-GT) cede fiduciariamente em favor do



credor (BNDES), os títulos públicos federais, de sua propriedade, em valor equivalente a 130% do valor concedido por meio do Contrato de Financiamento.

21.6. Notas Promissórias Banco ABC S.A

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

Todo o montante foi liberado em novembro de 2014 para utilização como aporte no empreendimento Complexo Eólico Povo Novo. Em garantia das notas promissórias, a CEEE-GT cedeu os direitos creditórios de Notas do Tesouro Nacional – Série B – NTN –B de titularidade da emissora em montante suficiente para perfazer 100% do montante total da emissão acrescido da remuneração conforme termos e condições em instrumento particular. Em novembro de 2015 o financiamento foi liquidado.

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

Em 25 de junho de 2013 foi emitida a cédula de crédito bancário no valor de R\$120.000, cujo objetivo era financiar a infraestrutura da Transmissora de Energia Sul Brasil Ltda. - TESB. O montante foi pago em apenas uma parcela em junho de 2015, a remuneração do empréstimo foi de 100% do CDI, acrescido de juros de 2,5% ao ano.

21.7. Cronograma das Parcelas de Longo Prazo

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

PRINCIPAL	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
2016	-	21.050
2017	14.219	21.087
2018	23.415	7.639
2019	25.022	7.986
Após 2019	694.562	406.714
	<u>757.218</u>	<u>464.476</u>

21.8. Composições do Saldo da Dívida por Indexador

Demonstrativo de Composição do Saldo da Dívida por Indexador:

MOEDA / INDEXADOR	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
RGR	3,16%	6,92%
Dólar US\$.....	87,26%	74,97%
CDI.....	1,18%	5,04%
TJLP.....	8,40%	12,56%
Outros	-	0,51%
	<u>100,00%</u>	<u>100,00%</u>

* 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.

22. PROVISÕES PARA BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

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

As Controladas registram 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 de principal a partir de julho de 2018, com término previsto para maio de 2031. Durante o período de carência as Controladas realizam o pagamento referente à atualização monetária e aos juros mensais.

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

		CONSOLIDADO	
		31/12/2015	31/12/2014
CEEE-GT			
Circulante.....		60.480	61.023
Não Circulante.....		604.371	562.851
Subtotal		664.851	623.874
CEEE-D			
Circulante.....		105.426	105.527
Não Circulante.....		763.172	739.350
Subtotal		868.598	844.877
Total Consolidado		1.533.449	1.468.751

		CONSOLIDADO	
		31/12/2015	31/12/2014
CIRCULANTE			
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP		385	539
Contribuição Patrocinadora - Plano Único.....	34	6.792	7.866
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 Plano Único	34	864	557
Contribuição Patrocinadora - CEEEPREV	34	28.124	24.607
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - CEEEPREV.....	34	926	597
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA		128.815	132.384
		165.906	166.550
NÃO CIRCULANTE			
Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP		1.606	1.836
Provisão Plano Único		120.732	32.920
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 Plano Único	34	88.730	88.730
Provisão Plano CEEEPREV		381.202	347.006
Fundação ELETROCEEE Contrato 1254/95 - CEEEPREV	34	95.091	95.091
Ex-Autárquicos - Lei Estadual 3.096/56 - EXA		680.182	736.618
		1.367.543	1.302.201
Total		1.533.449	1.468.751

22.1. Contas a Pagar Aposentadoria Incentivada - CTP

Em decorrência de acordo coletivo de trabalho, as Controladas são responsáveis 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 Concessionária, 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.

22.2. 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.

22.3. Plano Único

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

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

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

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

O déficit do Plano Único não reconhecido referente à premissa da paridade perfaz R\$106.458 na CEEE-GT e R\$110.660 na CEEE-D, 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.

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

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

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

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

No início do exercício de 2012, a Companhia obteve o direito de receber da União 3 bilhões pelo pagamento dessas obrigações, sendo que o recebimento desse direito comportou os exercícios de 1981 até fevereiro de 1993, nos termos do processo de liquidação judicial Nº 2006.71.00.047783-2 – Conta de Resultados a Compensar – CRC, originado da ação ordinária nº 93.00.02153-2 (Vide nota explicativa nº 10)

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

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

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

PREMISSAS ATUARIAIS ADOTADAS	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD
Taxa para desconto da obrigação atuarial	7,32% a.a.	7,32% a.a.	7,32% a.a.	7,32% a.a.
Taxa de retorno esperado dos ativos - taxa real	7,32% a.a.	7,32% a.a.	7,32% a.a.	7,32% a.a.
Taxa crescimento salarial futuro - taxa real	2,01% a.a.	N/A	N/A	2,01% a.a.
Expectativa de Inflação	6,87% a.a.	6,87% a.a.	6,87% a.a.	6,87% a.a.
Fator de capacidade dos Salários	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Fator de capacidade dos Benefícios do Plano	96,71%	100,00%	100,00%	96,71%
Tábua de Mortalidade Geral	AT-83 male	UP-94 male	UP-94 male	AT-2000 male
Tábua de Mortalidade dos Inválidos	AT-49 male	N/A	N/A	AT-83 male
Tábua de Entrada em Invalidez	Light-Média	N/A	N/A	Light-Média
Tábua de Rotatividade	N/A	N/A	N/A	N/A
Composição Familiar	Hx Fundação CEEE	N/A	N/A	Hx Fundação CEEE

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

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

22.6. Resultados da Avaliação Atuarial

22.6.1. Resultados da Avaliação Atuarial – Controlada CEEE-GT

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

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR PRESENTE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(908.633)	(2.138)	(289.231)	(1.373.687)	(2.573.689)	(838.642)	(6.182)	(335.749)	(1.157.614)	(2.338.187)
Custo do serviço corrente	(729)	-	-	(8.812)	(9.541)	(814)	-	-	(5.502)	(6.316)
Custo de juros	(105.902)	(261)	(34.335)	(173.374)	(313.872)	(95.351)	(731)	(39.008)	(142.719)	(277.809)
Custo do serviço passado - efeito alteração ou redução do plano	-	-	-	-	-	-	-	-	(36.999)	(36.999)
Ganho / (perda) atuarial	(53.152)	171	1.538	78.058	26.615	(64.974)	4.439	36.021	(125.355)	(149.869)
Benefícios pagos pelo plano	100.168	271	49.430	104.241	254.110	91.148	336	49.505	94.502	235.491
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	<u>(968.248)</u>	<u>(1.957)</u>	<u>(272.598)</u>	<u>(1.373.574)</u>	<u>(2.616.377)</u>	<u>(908.633)</u>	<u>(2.138)</u>	<u>(289.231)</u>	<u>(1.373.687)</u>	<u>(2.573.689)</u>

ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Parcela do valor presente da obrigação atuarial com cobertura	(755.338)	-	-	(1.091.024)	(1.846.362)	(778.632)	-	-	(1.107.577)	(1.886.209)
Parcela do valor presente da obrigação atuarial sem cobertura (déficit)	(212.910)	(1.957)	(272.598)	(282.550)	(770.015)	(130.001)	(2.138)	(289.231)	(266.110)	(687.480)
Total do valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	<u>(968.248)</u>	<u>(1.957)</u>	<u>(272.598)</u>	<u>(1.373.574)</u>	<u>(2.616.377)</u>	<u>(908.633)</u>	<u>(2.138)</u>	<u>(289.231)</u>	<u>(1.373.687)</u>	<u>(2.573.689)</u>

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	778.632	-	-	1.107.577	1.886.209	716.508	-	-	1.005.335	1.721.843
Retorno esperado dos ativos do plano	92.404	-	-	139.689	232.093	80.180	-	-	124.253	204.433
Ganhos / (perdas) atuariais	(38.252)	-	-	(75.502)	(113.754)	47.261	-	-	54.996	102.257
Contribuições do empregador	21.322	271	49.430	21.917	92.940	24.405	336	49.505	16.008	90.254
Contribuições de participantes do plano	1.400	-	-	1.584	2.984	1.426	-	-	1.487	2.913
Benefícios pagos pelo plano	(100.168)	(271)	(49.430)	(104.241)	(254.110)	(91.148)	(336)	(49.505)	(94.502)	(235.491)
Valor justos dos ativos do plano no final do exercício	<u>755.338</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.091.024</u>	<u>1.846.362</u>	<u>778.632</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.107.577</u>	<u>1.886.209</u>

22.6.1. Resultados da Avaliação Atuarial – controlada CEEE-GT (continuação)

CONCILIAÇÃO DOS ATIVOS E PASSIVOS RECONHECIDOS NO BALANÇO	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura / (déficit)	212.913	1.957	272.598	282.550	770.018	130.001	2.138	289.231	266.110	687.480
Montante não reconhecido como ativo / (passivo)	(106.456)	-	-	-	(106.456)	(65.000)	-	-	-	(65.000)
Custo do serviço passado não contabilizado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganho / (perda) atuarial não reconhecidos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo / (Ativo) Atuarial líquido reconhecido no final do exercício	106.457	1.957	272.598	282.550	663.562	65.001	2.138	289.231	266.110	622.480
Ajuste do Passivo Atuarial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passivo reconhecido na patrocinadora	106.457	1.957	272.598	282.550	663.562	65.001	2.138	289.231	266.110	622.480

MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO (ATIVO) LÍQUIDO RECONHECIDO NO BALANÇO	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
(Passivo) Ativo reconhecido no início do exercício	(65.001)	(2.138)	(289.231)	(266.110)	(622.480)	(61.067)	(6.182)	(335.749)	(152.278)	(555.276)
Pagamentos para o plano líquido de administração	21.322	271	49.430	21.917	92.940	24.405	336	49.505	16.008	90.254
Total das remensurações, reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes	(57.064)	171	1.538	2.557	(52.798)	(21.773)	4.439	36.021	(70.359)	(51.672)
Provisão para planos de benefícios e outros benefícios pós-emprego	(5.714)	(261)	(34.335)	(40.913)	(81.223)	(6.566)	(731)	(39.008)	(59.481)	(105.786)
Passivo referente ao Benefício Definido	(106.457)	(1.957)	(272.598)	(282.549)	(663.561)	(65.001)	(2.138)	(289.231)	(266.110)	(622.480)
Parcela referente a Contribuição Definida	-	-	-	(1.290)	(1.290)	-	-	-	(1.394)	(1.394)
Passivo reconhecido no final do exercício (BD + CD)	(106.457)	(1.957)	(272.598)	(283.839)	(664.851)	(65.001)	(2.138)	(289.231)	(267.504)	(623.874)

COMPOSIÇÃO DA DESPESA DO EXERCÍCIO	2015					2016 Estimado				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Custo do serviço corrente	364	-	-	8.813	9.177	272	-	-	6.036	6.308
Contribuições dos participantes	(1.400)	-	-	(1.584)	(2.984)	(1.476)	-	-	(1.693)	(3.169)
Custo de juros	52.951	261	37.334	173.374	263.920	63.410	270	35.890	194.344	293.914
Retorno esperado dos ativos dos plano	(46.202)	-	-	(139.689)	(185.891)	(49.490)	-	-	(154.466)	(203.956)
Amortização de serviço passado (efeito de alteração do plano)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total da despesa do exercício	5.713	261	37.334	40.914	84.222	12.716	270	35.890	44.221	93.097

AJUSTES EM RESULTADOS ABRANGENTES	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Ganho/(perda) acumulado até o exercício anterior	(160.415)	(1.441)	(48.460)	8.704	(201.612)	(138.642)	(5.880)	(84.481)	79.063	(149.940)
Ganho/(perda) do exercício atual de responsabilidade da patrocinadora	(57.064)	171	1.538	2.557	(52.798)	(21.773)	4.439	36.021	(70.359)	(51.672)
Ganho/(perda) total reconhecido ao final do exercício seguinte	(217.479)	(1.270)	(46.922)	11.261	(254.410)	(160.415)	(1.441)	(48.460)	8.704	(201.612)

22.6.1. Resultados da Avaliação Atuarial – controlada CEEE-GT (continuação)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISSAS DO PLANO (Impacto nas obrigações)	2015			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD
Taxa de desconto				
Aumento de 0,5%	(35.412)	-3,66%	(72)	-3,68%
Redução de 0,5%	39.150	4,04%	77	3,94%
Expectativa de Vida				
Redução da Expectativa em 1 ano	(18.982)	-1,96%	(40)	-2,06%
Aumento da Expectativa em 1 ano	18.491	1,91%	39	2,01%
Crescimento Salarial				
Aumento de 0,5%	107	0,01%	N/A	N/A
Redução de 0,5%	(106)	-0,01%	N/A	N/A

ANÁLISE DA VARIAÇÃO EM PERDAS/(GANHOS) SOBRE AS OBRIGAÇÕES APURADAS	2015			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD
Alteração da Taxa de Desconto em relação ao ano anterior	(95.844)	(195)	(133.039)	(159.019)
Alteração da Taxa de Crescimento Real de Salários em relação ao ano anterior	(2.694)	-	-	(6.943)
Alteração da Composição Familiar em relação ao ano anterior	79.364	-	-	12.022
Outras variáveis	72.327	23	11.771	75.881
Total das Perdas/(Ganhos)apuradas no exercício	53.153	(172)	(121.268)	(78.059)

CATEGORIAS DOS ATIVOS DO PLANO	2015	
	Plano Único	CEEEPREV BD
Disponível	0,05%	0,03%
Realizável – Gestão Previdencial	7,79%	5,23%
Realizável – Gestão Administrativa	1,00%	3,24%
Títulos Públicos	50,02%	49,54%
Créditos Privados e Depósitos	8,61%	8,51%
Ações	10,05%	9,46%
Fundos de Investimentos	20,27%	20,70%
Investimentos Imobiliários	0,73%	0,69%
Empréstimos e Financiamentos	1,48%	2,60%
Total em percentual dos ativos do plano	100,00%	100,00%

22.6.2. Resultados da Avaliação Atuarial – controlada CEEE-D

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

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR PRESENTE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(909.601)	(236)	(579.771)	(1.021.125)	(2.510.733)	(842.651)	(1.477)	(673.541)	(862.050)	(2.379.719)
Custo do serviço corrente	(810)	-	-	(9.810)	(10.620)	(1.464)	-	-	(6.539)	(8.003)
Custo de juros	(105.531)	(17)	(68.993)	(128.844)	(303.385)	(95.281)	(144)	(78.363)	(106.346)	(280.134)
Custo do serviço passado - efeito alteração ou redução do plano	-	-	-	-	-	-	-	-	(38.252)	(38.252)
Ganho / (perda) atuarial	(94.648)	34	17.140	15.023	(62.451)	(66.055)	1.075	74.436	(77.250)	(67.794)
Benefícios pagos pelo plano	104.103	99	95.223	78.008	277.433	95.850	310	97.697	69.312	263.169
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	<u>(1.006.487)</u>	<u>(120)</u>	<u>(536.401)</u>	<u>(1.066.748)</u>	<u>(2.609.756)</u>	<u>(909.601)</u>	<u>(236)</u>	<u>(579.771)</u>	<u>(1.021.125)</u>	<u>(2.510.733)</u>

ANÁLISE DA OBRIGAÇÃO ATUARIAL DO PLANO	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Parcela do valor presente da obrigação atuarial com cobertura	(785.168)	-	-	(847.313)	(1.632.481)	(779.462)	-	-	(823.313)	(1.602.775)
Parcela do valor presente da obrigação atuarial sem cobertura (déficit)	(221.319)	(34)	(536.401)	(219.435)	(977.189)	(130.140)	(236)	(579.771)	(197.812)	(907.959)
Total do valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	<u>(1.006.487)</u>	<u>(34)</u>	<u>(536.401)</u>	<u>(1.066.748)</u>	<u>(2.609.670)</u>	<u>(909.602)</u>	<u>(236)</u>	<u>(579.771)</u>	<u>(1.021.125)</u>	<u>(2.510.734)</u>

Status do Plano	Parcialmente coberto	Sem cobertura	Sem cobertura	Parcialmente coberto	Parcialmente coberto	Sem cobertura	Sem cobertura	Parcialmente coberto

CONCILIAÇÃO DOS SALDOS DO VALOR JUSTO DOS ATIVOS	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	779.462	-	-	823.314	1.602.776	719.934	-	-	748.653	1.468.587
Retorno esperado dos ativos do plano	92.026	-	-	104.476	196.502	80.389	-	-	93.165	173.554
Ganhos / (perdas) atuariais	(9.472)	-	-	(33.027)	(42.499)	48.909	-	-	27.871	76.780
Contribuições do empregador	24.494	99	95.223	28.504	148.320	23.219	310	97.697	21.009	142.235
Contribuições de participantes do plano	2.761	-	-	2.054	4.815	2.861	-	-	1.928	4.789
Benefícios pagos pelo plano	(104.103)	(99)	(95.223)	(78.008)	(277.433)	(95.850)	(310)	(97.697)	(69.312)	(263.169)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	<u>785.168</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>847.313</u>	<u>1.632.481</u>	<u>779.462</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>823.314</u>	<u>1.602.776</u>

22.6.2. Resultados da Avaliação Atuarial – controlada CEEE-D (continuação)

CONCILIAÇÃO DOS ATIVOS E PASSIVOS RECONHECIDOS NO BALANÇO	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura / (déficit)	221.320	34	536.400	219.434	977.188	130.140	236	579.771	197.812	907.959
Montante não reconhecido como ativo / (passivo)	(110.660)	-	-	-	(110.660)	(65.070)	-	-	-	(65.070)
Passivo Atuarial	110.660	34	536.400	219.434	866.528	65.070	236	579.771	197.812	842.889
Passivo reconhecido na patrocinadora	110.660	34	536.400	219.434	866.528	65.070	236	579.771	197.812	842.889

MOVIMENTAÇÃO DO PASSIVO/ATIVO LÍQUIDO RECONHECIDO NO BALANÇO	2015					2014				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
(Passivo) Ativo reconhecido no início do exercício	(65.070)	(236)	(579.771)	(197.812)	(842.889)	(61.359)	(1.477)	(673.541)	(113.398)	(849.775)
Pagamentos para o plano líquido de administração	24.494	99	95.223	28.504	148.320	23.219	310	97.697	21.009	142.235
Total das remensurações, reconhecidas em Outros Resultados Abrangentes	(65.687)	120	17.141	(18.004)	(66.430)	(21.613)	1.075	74.436	(49.379)	4.519
Provisão para planos de benefícios e outros benefícios pós-emprego	(4.397)	(17)	(68.993)	(32.122)	(105.529)	(5.317)	(144)	(78.363)	(56.044)	(139.868)
Passivo referente ao Benefício Definido	(110.660)	(34)	(536.400)	(219.434)	(866.528)	(65.070)	(236)	(579.771)	(197.812)	(842.889)
Parcela referente a Contribuição Definida	-	-	-	(2.070)	(2.070)	-	-	-	(1.988)	(1.988)
(Passivo) Ativo reconhecido no final do exercício	(110.660)	(34)	(536.400)	(221.504)	(868.598)	(65.070)	(236)	(579.771)	(199.800)	(844.877)

COMPOSIÇÃO DA DESPESA DO EXERCÍCIO	2015					2016 - Estimado				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Custo do serviço corrente	405	-	-	9.810	10.215	312	-	-	8.360	8.672
Contribuições dos participantes	(2.761)	-	-	(2.054)	(4.815)	(2.828)	-	-	(2.196)	(5.024)
Custo de juros	52.766	17	68.993	128.844	250.620	65.779	5	70.795	150.948	287.527
Retorno esperado dos ativos dos plano	(46.013)	-	-	(104.476)	(150.489)	(51.577)	-	-	(120.915)	(172.492)
Amortização de serviço passado (efeito de alteração do plano)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total da despesa do exercício	4.397	17	68.993	32.124	105.531	11.686	5	70.795	36.197	118.683

AJUSTES EM RESULTADOS ABRANGENTES	2015- Real					2014 - Real				
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD	Total
Ganho/(perda) acumulado até o exercício anterior	(148.839)	(1.004)	(103.208)	109.233	(143.818)	(127.226)	(2.079)	(177.644)	158.612	(148.337)
Ganho/(perda) do exercício atual	(65.687)	120	17.141	(18.004)	(66.430)	(21.613)	1.075	74.436	(49.379)	4.519
Ganho/(perda) total reconhecido ao final do exercício seguinte	(214.526)	(884)	(86.067)	91.229	(210.248)	(148.839)	(1.004)	(103.208)	109.233	(143.818)

22.6.2. Resultados da Avaliação Atuarial – controlada CEEE-D (continuação)

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DAS PREMISSAS DO PLANO (Impacto nas obrigações)	2015							
	Plano Único		CTP		EXA		CEEEPREV BD	
Taxa de desconto								
Aumento de 0,5%	(36.124)	-3,59%	(1)	-2,77%	(11.239)	-2,10%	(45.761)	-4,29%
Redução de 0,5%	38.670	3,84%	1	2,91%	11.722	2,19%	49.607	4,65%
Expectativa de Vida								
Redução da Expectativa em 1 ano	(20.031)	-1,99%	(1)	-3,23%	(23.537)	-4,39%	(14.750)	-1,38%
Aumento da Expectativa em 1 ano	19.519	1,94%	1	3,19%	23.877	4,45%	14.270	-1,34%
Crescimento Salarial								
Aumento de 0,5%	94	0,01%	N/A	N/A	N/A	N/A	3.119	0,29%
Redução de 0,5%	(92)	-0,01%	N/A	N/A	N/A	N/A	(2.824)	-26,00%

ANÁLISE DA VARIAÇÃO EM PERDAS/(GANHOS) SOBRE AS OBRIGAÇÕES APURADAS	2015			
	Plano Único	CTP	EXA	CEEEPREV BD
Alteração da Taxa de Desconto em relação ao ano anterior	(97.562)	(3)	(26.719)	(126.385)
Alteração da Taxa de Crescimento Real de Salários em relação ao ano anterior	(278)	-	-	(10.246)
Alteração da Composição Familiar em relação ao ano anterior	105.951	-	-	6.645
Experiência da população	86.538	(117)	-	-
Outras Variáveis	-	-	9.578	114.963
Total das perdas / (ganhos) apuradas no exercício	94.649	(120)	(17.141)	(15.023)

CATEGORIAS DOS ATIVOS DO PLANO	2015	
	Plano Único	CEEEPREV BD
Disponível	0,03%	0,05%
Realizável – Gestão Previdencial	5,23%	5,34%
Realizável – Gestão Administrativa	3,24%	2,97%
Títulos Públicos	49,54%	38,00%
Créditos Privados e Depósitos	8,51%	12,76%
Ações	9,46%	15,43%
Fundos de Investimentos	20,70%	22,20%
Investimentos Imobiliários	0,69%	0,74%
Empréstimos e Financiamentos	2,60%	2,51%
Total em percentual dos ativos do plano	100,00%	100,00%

23. OBRIGAÇÕES DA CONCESSÃO

Os saldos compõem-se de:

CIRCULANTE	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Reserva Global de Reversão - RGR	847	-
Conta de Desenvolvimento Energético - Quota da CDE	58.360	8.737
CDE Conta ACR	17.003	-
Programa de Eficiência Energética - Recursos PEE	98.824	88.025
Programa de Eficiência Energética - Recursos P&D	95.180	88.412
Programa de Eficiência Energética - Recursos FNDCT	1.126	4.786
Programa de Eficiência Energética - Recursos MME	563	717
Encargos Setoriais - CCRBT	644	-
Total	272.547	190.677
NÃO CIRCULANTE		
Repactuação de Dívida - CDE	153.899	-
Recursos PEE	30.222	12.529
Recursos P&D	16.474	7.297
Total	200.595	19.826

23.1. Conta de Desenvolvimento Energético – Quotas da CDE

Através da Lei nº 10.438, de 26/04/2002, no artigo 13 foi criada a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE visando o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, a promoção da universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional, devendo seus recursos observar as vinculações e limites previstos em Lei.

23.2. 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.

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

23.3. 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.

24. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS, CÍVEIS E TRIBUTÁRIAS

As Controladas são parte em processos judiciais de natureza trabalhista, cível e tributária 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.

	CONSOLIDADO							
	31/12/2015				31/12/2014			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Riscos Prováveis	236.047	178.673	6.330	421.050	296.861	203.773	4.140	504.774
Riscos Possíveis	414.391	200.388	110.931	725.710	399.890	294.826	88.950	783.666
Total	650.438	379.061	117.261	1.146.760	696.751	498.599	93.090	1.288.440

24.1. 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:

	CONSOLIDADO			
	31/12/2015			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	49.592	53.035	-	102.627
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	186.455	104.558	6.330	297.343
Contas a pagar para contingências	-	21.080	-	21.080
Subtotal Riscos Prováveis	236.047	178.673	6.330	421.050
(-) Depósitos judiciais	(26.804)	(8.609)	(259)	(35.672)
Total não circulante	159.651	117.029	6.071	282.751
Total geral	209.243	170.064	6.071	385.378
	CONSOLIDADO			
	31/12/2014			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
Passivo circulante				
Saldo da provisão	58.518	34.894	-	93.412
Passivo não circulante				
Saldo da provisão	238.343	147.799	4.140	390.282
Contas a pagar para contingências	-	21.080	-	21.080
Subtotal Riscos Prováveis	296.861	203.773	4.140	504.774
(-) Depósitos judiciais	(54.361)	(14.895)	-	(69.256)
Total não circulante	183.982	153.984	4.140	342.106
Total geral	242.500	188.878	4.140	435.518

24.2. Movimentação da provisão para contingências

	CONSOLIDADO			
	Movimentação da Provisão para Contingências			
	Trabalhistas	Cíveis	Tributárias	Total
(=) Saldo Final Dezembro/2014	242.500	188.878	4.140	435.518
(+) Novos Ingressos	16.364	17.181	1.803	35.348
(-) Pagamentos	(18.099)	(37.392)	(38)	(55.529)
(-) Montantes Revertidos	(97.684)	(47.737)	(151)	(145.572)
(+) Atualização Monetária	38.603	42.846	577	82.026
(+/-) Montantes Depositados	27.559	6.288	(260)	33.587
(=) Saldo Final Dezembro/2015	209.243	170.064	6.071	385.378

24.3. Natureza das Ações

24.3.1. Trabalhistas

As Controladas vêm 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 Concessionária envolvendo processos trabalhistas, com o objetivo de suportar o adequado julgamento quanto à necessidade ou não da constituição de provisões. As estimativas quanto ao desfecho e os efeitos financeiros das contingências foram determinados com base em julgamento da Administração, considerando o histórico de perdas em processos de

mesma natureza e a expectativa de êxito de cada processo. As principais ações ingressadas contra as Concessionárias referem-se a verbas rescisórias, responsabilidade subsidiária, complementação de proventos de aposentadoria, responsabilidade solidária, vínculo empregatício, Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS, correto enquadramento, prêmio assiduidade e outras.

24.3.2. Cíveis

As Controladas estão sendo citadas 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 as Controladas 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.

24.3.3. Tributárias

O saldo provisionado de R\$6.350, R\$4.173 refere-se à eventual insuficiência no recolhimento de contribuições previdenciárias relacionadas ao Auto de Lançamento nº 35.067.180-0. A controlada CEEE-GT busca defesa na esfera administrativa, classificando o processo, através de opinião legal, como perda provável.

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

24.3.3.1. Contribuições Previdenciárias

Com relação à matéria previdenciária a CEEE-GT impugnou cobranças relativas à suposta insuficiência de recolhimento sobre os serviços contratados bem como a eventual inconsistência em obrigações acessórias que somam aproximados R\$3.899.

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

No tocante aos tributos federais a Companhia possui cerca de R\$79.352 em compensações que estão na fase de discussão de sua homologação junto ao ente fazendário, principalmente referentes a pagamentos indevidos de PIS e COFINS, face ao extinto art. 3º, parágrafo 1º da Lei nº 9.718/98, bem como em relação ao contido na Lei nº 10.833/03, artigo 10º, inciso XI.

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.

24.3.3.2. Tributos Estaduais

No que tange ao Imposto Sobre Circulação de Mercadorias - ICMS a CEEE-D possui contenciosos 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.

25. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

25.1. Base de Cálculo dos Tributos Diferidos

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

25.1.1. Diferenças Temporárias Tributáveis

O valor das diferenças temporárias tributáveis compõe-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Reconhecimento do Custo Atribuído	82.781	96.861
Variação do Valor Justo do Ativo Financeiro Disponível para Venda	(41.058)	(56.718)
Exclusão Temporária	222.135	308.958
Exclusão Temporária - MP 579/2012 (Renovação das Concessões)	-	65.837
Atualização do Ativo Financeiro	78.433	78.433
Base de Cálculo do Passivo Fiscal Diferido	342.291	493.371
(-) 30% da Base Negativa de anos anteriores	(74.735)	-
Base de Cálculo após Compensação	267.556	493.371
Alíquota Aplicável (IR e CS)	34%	34%
Total do Passivo Fiscal Diferido	90.969	167.746

25.1.2. Diferenças Temporárias Dedutíveis e Créditos Fiscais Não Utilizados

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

O CPC 32 (IAS 12) descreve as condições para o reconhecimento do ativo fiscal diferido. Essas condições incluem expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, que comprovam a realização desse crédito fiscal. A Companhia revisa anualmente o estudo técnico de realização do crédito, sendo que o valor do ativo fiscal diferido reconhecido pela CEEE-GT foi incrementado na importância de R\$88.744, comparativamente ao exercício de 2014. O valor do crédito não reconhecido totaliza, em 31 de dezembro de 2015, R\$207.531.

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Provisão Ex-Autárquicos (Lei 3.096/56)	272.597	279.241
Provisão para Contingências Trabalhistas	104.260	119.969
Provisão para Contingências Fiscais e Cíveis	49.184	54.287
Outras Provisões	495	783
Total das Diferenças Temporárias	426.536	454.280
Alíquota IRPJ/CSLL	34%	34%
Total do Crédito Fiscal s/Diferenças Temporárias	145.022	154.455
Base Negativa da CSLL	394.294	417.684
CSLL Diferida (Alíquota 9%)	35.485	37.592
Prejuízos Fiscais do IRPJ	750.833	774.223
IRPJ Diferido (Alíquota 25%)	187.708	193.556
Total do Crédito Fiscal s/ PF do IRPJ e BN da CSLL	223.193	231.148
Crédito Fiscal não Reconhecido	(297.821)	(315.208)
Saldo Contábil	70.394	70.395

25.1.3. Tributos Diferidos Líquidos

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Diferenças Temporárias Tributáveis	90.969	167.746
Diferenças Temporárias Dedutíveis	(70.394)	(70.395)
Saldo Contábil Líquido.....	20.575	97.351

25.2. Estimativa de Liquidação dos Tributos Diferidos

Conforme preconiza a Instrução CVM nº 371/2002, a análise de realização do valor contábil do ativo diferido é elaborada anualmente pela Companhia, com base em estudo técnico submetido à aprovação pelos órgãos de Administração da Companhia. Esse estudo projeta a expectativa de resultados tributáveis em um período de 10 anos.

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

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

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Exercício de 2015.....	-	101.333
Exercício de 2016.....	44.624	8.459
Exercício de 2017.....	1.863	7.026
Exercício de 2018.....	(13.660)	6.621
A partir do Exercício de 2019.....	(12.252)	(26.088)
Total	20.575	97.351

25.3. Prejuízo Fiscal de IRPJ e Base Negativa de Contribuição Social

Até 31 de dezembro de 2015, a CEEE-D acumulou prejuízos fiscais de Imposto de Renda e base negativa de Contribuição Social sobre o lucro nos valores de R\$2.305.392 e R\$2.305.392, 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\$1.095.075.

26. OUTROS PASSIVOS

Os saldos compõem-se de:

	Nota Explicativa	CONSOLIDADO	
		31/12/2015	31/12/2013
CIRCULANTE			
Encargo de Capacidade Emergencial		1.554	1.556
Compensação Financ para Utilização de Recursos Hídricos		2.862	3.499
Obrigações com Obras da Transmissão		12.177	12.534
Contribuição para Custeio Serviço de Iluminação Pública - CIP		7.846	5.246
Programa de Participação nos Resultados - PPR		-	374
Consumidores	26.2	18.793	20.532
Parcelamento ANEEL - Auto Infração	26.6	1.630	-
Acordo Judicial Cível	26.5	10.414	25.260
Acordo Judicial Reclamatórias Trabalhistas	26.3	6.452	22.762
Parcelamentos ANEEL	26.6	923	1.202
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.834/2014 (nota explicativa nº 9.7)...		-	48.652
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.971/2015 (nota explicativa nº 9.8)...		85.714	-
Juros e Multas Referentes a Tributos		9.751	14.391
Outros Credores		16.287	29.901
Total		174.403	185.909
NÃO CIRCULANTE			
Prêmio Assiduidade		-	2.010
Provisão Auto de Infração	26.1	25.577	19.622
Acordo Judicial Reclamatórias Trabalhistas	26.3	-	6.451
Acordo Judicial Cível	26.5	-	7.957
Comercialização de Energia na CCEE	26.4	56.696	51.288
TESB	26.7	16.925	16.925
Outros Credores		10.896	11.470
Total		110.094	115.723

26.1. Provisão Auto de Infração

O valor de R\$25.577 (R\$19.622 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.

26.2. Consumidores – Controlada CEEE-D

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.

26.3. Acordo Judicial Reclamatórias Trabalhistas

26.3.1. 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.

As Controladas efetuaram 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 das Companhias perfazem R\$55.000. O montante acordado será pago em 60 parcelas mensais e consecutivas, sendo as 10 (dez) primeiras no valor de R\$1.700 e as demais no valor de R\$760, corrigidas mensalmente pelo IGP-M, já tendo sido liquidadas 56 (cinquenta e seis) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$3.040 (R\$12.160 em 31 de dezembro de 2014):

Data do Evento	Histórico	Valor
15/05/2011	Acordo Reclamatórias Trabalhistas SENERGISUL	55.000
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(51.960)
	Saldo a Pagar	3.040
CIRCULANTE		3.040
NÃO CIRCULANTE		-
		3.040

26.3.2. Sindicato dos Engenheiros do Estado do Rio Grande do Sul – SENG

A CEEE-GT efetuou acordo judicial referente a reclamações trabalhistas impetradas pelo SENG. O processo de conciliação foi efetivado em abril de 2011, o valor da obrigação perfaz R\$68.212. O montante acordado será pago em 60 parcelas mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pelo IGP-M, já tendo sido liquidadas 57 (cinquenta e sete) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$3.412 (R\$17.053 em 31 de dezembro de 2014):

Data do Evento	Histórico	Valor
14/04/2011	Acordo RT - SENG Produtividade	49.032
14/04/2011	Acordo RT - SENG Periculosidade	19.180
	Total do Acordo	68.212
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(64.800)
	Saldo a Pagar	3.412
CIRCULANTE		3.412
NÃO CIRCULANTE		-
Total		3.412

26.4. Comercialização de Energia na CCEE

O valor de R\$56.696 (R\$51.288 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. As Controladas ajuizaram ações no intuito de suspender o andamento da liquidação das transações de energia elétrica prevista para novembro de 2002, remanescendo suspenso tais valores até a decisão final.

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

26.5. Acordo Judicial Cível

26.5.1. Acordo Judicial Cível - ABB

A CEEE-GT efetuou acordo judicial cível referente à demanda impetrada pela ABB Ltda. O processo de conciliação foi efetivado em dezembro de 2011, o valor da obrigação perfaz R\$41.233. O montante acordado será pago em 60 parcelas mensais e consecutivas, corrigidas mensalmente pelo IGP-M, já tendo sido liquidadas 53 (cinquenta e três) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$4.811 (R\$13.057 em 31 de dezembro de 2014):

Data do Evento	Histórico	Valor
26/12/2011	Acordo Judicial Cível ABB	41.233
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(36.422)
	Saldo a Pagar	4.811
CIRCULANTE		4.811
NÃO CIRCULANTE		-
Total		4.811

26.5.2. Acordo Judicial Cível - Eletrosul

A CEEE-D efetuou acordo judicial cível referente à demanda impetrada pela ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS 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	Valor
29/09/2014	Acordo Judicial Cível ELETROSUL	22.173
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	1.565
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(18.135)
	Saldo a Pagar	5.603
CIRCULANTE		5.603
NÃO CIRCULANTE		-
Total		5.603

26.6. Parcelamentos ANEEL– Auto de Infração

A CEEE-D 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
04/11/2015	Parcelamento ANEEL	1.956
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	3
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(329)
	Saldo a Pagar	1.630
CIRCULANTE		1.630
		1.630

26.6. Parcelamentos ANEEL– Auto de Infração

A CEEE-GT efetuou parcelamento junto à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL referente ao Auto de Infração nº 0083/2015-SFE, cujo montante acordado na data de adesão era de R\$ 1.231, e será pago em 12 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC, já tendo sido liquidadas 3(três) parcelas.

A tabela abaixo ilustra o saldo remanescente de R\$923:

Data do Evento	Histórico	Valor
20/10/2015	Parcelamento ANEEL	1.231
31/12/2015	Atualização até 31/12/2015	3
31/12/2015	Parcelas Pagas até 31/12/2015	(311)
	Saldo a Pagar	923

26.7. TESB

O valor de R\$16.925 (R\$16.925 em 31 de dezembro de 2014) refere-se quotas integralizadas do capital da TESB. A variação de R\$16.920 refere-se a quotas cedidas pela acionista Zheijiang que serão ressarcidas pela Companhia. Sobre este valor não estão previstas atualizações e o pagamento se dará de acordo com as condições estabelecidas em termo de compromisso a ser firmado entre as partes.

27. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

27.1. Controladora

27.1.1. Capital Social

O capital social da Controladora é de R\$319.803 em 31 de dezembro de 2015, representado por 189.113.071 ações ordinárias, nominativas, sem valor nominal. A sua composição é a seguinte:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2013
Governo do Estado do Rio Grande do Sul	99,99%	99,99%
Demais acionistas	0,01%	0,01%
	100%	100%

27.1.2. Outros Resultados Abrangentes de Controladas

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Variação do valor justo do ativo financeiro disponível para venda (líquido de tributos)	(27.098)	(37.433)
Custo Atribuído dos Ativos de Geração	54.635	63.929
Perda Atuarial	(464.659)	(345.430)
Participação Não Controladores	148.969	108.692
	(288.153)	(210.242)

28. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A Receita Operacional Líquida possui a seguinte composição:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Fornecimento de Energia Elétrica	2.824.213	1.199.273
Ativo Financeiro Setorial	274.863	(25.254)
Suprimento de Energia Elétrica	310.916	336.309
Disponibilização do Sistema de Distribuição	1.837.908	1.815.978
Disponibilização do Sistema de Transmissão	333.007	262.920
Remuneração do Ativo Financeiro	25.330	15.100
Energia Elétrica de Curto Prazo	121.092	138.822
Receita de Construção	470.810	476.113
Outras Receitas Operacionais	132.094	154.735
	6.330.233	4.373.996
Deduções da Receita Operacional		
ICMS/ISS	(1.055.311)	(691.678)
PIS e COFINS	(261.691)	(119.465)
Quota RGR	(5.099)	(2.973)
Outros Encargos	(16.999)	(15.541)
Encargos do Consumidor - CCRBT	(321.801)	-
Encargos do Consumidor - P&D / MME / FNDCT / PEE	(35.364)	(29.889)
Subvenções CCC	-	(88)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(613.357)	(32.125)
Compensação Financeira Pela Utiliz Rec Hidr - CFURH	(30.588)	-
Taxa de Fiscalização Serviço Energia Elétrica - TFSE	(4.489)	-
	(2.344.699)	(891.759)
Receita Operacional Líquida	3.985.534	3.482.237

As controladas passaram a efetuar a apropriação das despesas referentes à Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSE e à Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH na rubrica de deduções da receita operacional, tendo em vista as instruções e orientações do órgão regulador.

29. CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Energia Elétrica de Curto Prazo	11.574	134.126
Custo com Energia Elétrica - Comprada de Terceiros	55.468	276.608
Energia Elétrica Comprada para Revenda	2.464.280	2.224.787
Repasso CDE/Conta ACR - Custo de Energia	-	(497.947)
Encargo de Uso do Sistema	232.200	151.869
	<u>2.763.522</u>	<u>2.289.443</u>

29.1. Energia Elétrica Comprada para Revenda

SUPRIMENTO R\$ (*)	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Energia Comprada Hídrica	772.860	828.400
Energia Comprada Hídrica Itaipu	527.873	257.848
Energia Comprada Térmica	570.697	583.030
Energia Comprada Fontes Alternativas e Outras	592.850	57.562
	<u>2.464.280</u>	<u>1.726.840</u>

(*) Valores líquidos dos Repasses CDE e CCRBT

29.1.1. 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.

28.1. Energia Elétrica de Curto Prazo

O valor de R\$11.574 (R\$134.126 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à aquisição de energia no Mercado de Curto Prazo, sendo este valor impactado diretamente pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD e pelos Fatores de Ajuste do MRE - Mecanismo de Realocação de Energia os quais variam de acordo com as condições hidrológicas verificadas no país.

28.2. Energia Elétrica Comprada de Terceiros

O valor de R\$55.468 (R\$276.608 em 31 de dezembro de 2014) refere-se à aquisição de energia de terceiros, negociados no Ambiente de Contratação Livre. Os valores estão sensivelmente inferiores em 2015, devido ao 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.

29.2. Encargo de Uso do Sistema

O valor de R\$232.200 (R\$151.869 em 31 de dezembro de 2014) refere-se a encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição de energia.

30. CUSTO E DESPESAS OPERACIONAIS

Os saldos compõem-se de:

CUSTO DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS	CONSOLIDADO									
	CUSTO DE OPERAÇÃO		DESPESAS COM VENDAS		DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS		OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS		TOTAL	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
Pessoal e Administradores										
Remuneração e Encargos	331.537	349.316	-	-	97.213	103.108	13.324	34.493	442.074	486.917
Cláusula 25 CTP	-	-	-	-	-	-	278	876	278	876
Benefício Pós-Emprego - Deliberação CVM 695/2012	54.609	105.646	-	-	-	-	34.301	38.904	88.910	144.550
INSS - Empregador	106.649	105.215	-	-	-	-	636	1.515	107.285	106.730
Administradores	(3)	(39)	-	-	1.320	1.480	1.892	323	3.209	1.764
Subtotal Pessoal / Administradores	492.792	560.138	-	-	98.533	104.588	50.431	76.111	641.756	740.837
Empr. Fund. ELETROCEEE	31.725	23.440	-	-	-	-	-	-	31.725	23.440
Total Pessoal e Administradores	524.517	583.578	-	-	98.533	104.588	50.431	76.111	673.481	764.277
Material	27.520	24.151	-	-	1.160	1.693	172	217	28.852	26.061
Serviço de Terceiros	125.120	119.466	13.316	12.371	28.980	29.779	7.009	7.512	174.425	169.128
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	-	-	-	-	-	-	-	30.842	-	30.842
Taxa de Fiscalização - ANEEL	-	-	-	-	-	-	-	4.863	-	4.863
Depreciação e Amortização	27.765	36.258	-	-	2.758	2.578	643	643	31.166	39.479
Custo de Construção	470.810	476.113	-	-	-	-	-	-	470.810	476.113
Amortização do Intangível da Concessão	53.912	54.254	-	-	-	-	-	-	53.912	54.254
Doações, Contribuições e Subvenções	-	-	-	-	-	-	170	40	170	40
Arrendamento e Aluguéis	10.061	10.680	-	-	591	652	-	-	10.652	11.332
Seguros	704	752	-	-	64	64	-	-	768	816
Tributos	2.656	2.452	-	-	2.488	1.989	6.589	4.768	11.733	9.209
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	44.168	14.721	-	-	3.933	195.751	48.101	210.472
Provisão para Contingência Trabalhista	-	-	-	-	-	-	(7.311)	39.239	(7.311)	39.239
Provisão para Contingência Cível	-	-	-	-	-	-	24.655	31.390	24.655	31.390
Provisão para Contingência Fiscal	-	-	-	-	-	-	33	114	33	114
Provisão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	9.828	14.303	9.828	14.303
Reversão de Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	(4.195)	(6.921)	(4.195)	(6.921)
Outras Provisões	-	-	-	-	-	-	48.935	(6.185)	48.935	(6.185)
Provisão Ex-Autárquicos	-	-	-	-	-	-	103.413	117.485	103.413	117.485
Autos de Infração e Notificações	-	-	-	-	-	-	7.323	3.283	7.323	3.283
Acordos Judiciais Trabalhistas e Cíveis	-	-	-	-	-	-	1.842	-	1.842	-
Débitos de Consumidores	-	-	-	-	-	-	23.702	11.889	23.702	11.889
Outros	20.404	19.472	(1)	-	1.772	2.203	20.803	65.845	42.977	87.520
TOTAL	1.263.469	1.327.176	57.483	27.092	136.346	143.546	297.975	591.189	1.755.272	2.089.004

31. OUTRAS RECEITAS E OUTRAS DESPESAS

Os saldos compõem-se de:

OUTRAS RECEITAS	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Ganho nas Alienações e Outros Ganhos	30.897	57.637
Receita de Aluguel de Postes	21.541	-
Receita de Prestação de Serviços	9.970	-
Outras	20.714	7.788
	83.122	65.425
OUTRAS DESPESAS	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Perdas na Alienação e Desativação de Bens e Direitos	(31.700)	(50.424)
Perda Fração CIAP - ICMS	(5.407)	-
Outras	(16.461)	(15.163)
	(53.568)	(65.587)

32. RECEITA/DESPESA FINANCEIRA

Os saldos compõem-se de:

RECEITA FINANCEIRA	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Renda de Aplicações Financeiras	44.082	20.638
Acréscimo Moratório - Energia Vendida	55.831	28.523
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	22.146	13.555
Receitas Financeiras com Parcelamentos	33.956	32.217
Variação Monetária - Energia Comprada	30.844	6.223
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	70.600	20.923
Variação Monetária - SELIC CVA	73.211	16.587
Atualização das Quotas Subordinadas FIDC	187	7.163
Atualização Monetária - Notas do Tesouro Nacional - NTN-B	105.291	151.622
Atualização Monetária da Indenização RBNl	70.166	37.178
Atualização do Ativo Financeiro	181.122	51.032
Outras Receitas Financeiras	21.443	51.221
Total Receita Financeira	708.879	436.882
DESPESA FINANCEIRA	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
Encargos de Dívidas	(85.784)	(30.184)
Despesas Financeiras de PEE/P&D/PLT	(25.554)	(15.980)
Despesa Financeira com Tributos	(3.072)	(489)
Despesa Financeira com Empreendimentos	(499)	(4.051)
Variação Monetária e Cambial - Empréstimos e Financiamentos	(276.531)	(103.939)
Variação Monetária - Energia Comprada	(104.728)	(14.487)
Variação Monetária - SELIC CVA	(17.712)	(5.825)
Penalidades ANEEL - Contrato de Concessão	(19.458)	(22.077)
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	(1.960)	(5.283)
Atualização Monetária - Notas do Tesouro Nacional - NTN-B	(80.807)	(59.694)
Atualização Monetária dos Autos de Infração e Notificações.....	(114)	(349)
Atualização das Quotas Subordinadas FIDC	(77)	(4.778)
Correção Monetária e Juros	(37.991)	(35.798)
Despesas Financeiras com Parcelamentos	(36.090)	(387)
Outras Despesas Financeiras	(39.726)	(35.901)
Total Despesa Financeira	(730.103)	(339.222)
RESULTADO FINANCEIRO	(21.224)	97.660

33. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

Reconciliação da despesa com Imposto de Renda - IRPJ e Contribuição Social – CSLL divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2015 e 2014:

Os saldos compõem-se de:

	CONSOLIDADO			
	31/12/2015		31/12/2014	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro Líquido/Prejuízo antes do IRPJ e da CSLL	66.419	66.419	(378.499)	(378.499)
IRPJ (15%) e CSLL (9%)	6.974	4.184	-	-
IRPJ - Adicional de 10%	4.625	-	-	-
Imposto de renda e contribuição antes das Adições e Exclusões	11.599	4.184	-	-
Ajustes Decorrentes da Lei nº 12.973/2014	(18.864)	(6.791)	-	-
Efeito líquido de provisões temporárias não dedutíveis constituídas/realizadas no exercício ...	25.509	9.184	-	-
Despesas não dedutíveis e outras adições permanentes.....	8.984	3.234	-	-
Receitas não tributáveis e outras exclusões permanentes.....	(13.608)	(4.899)	-	-
IRPJ e CS sobre Lucro real e base de cálculo da contribuição social antes das compensações	13.620	4.912	-	-
Incentivo PAT = 4%.....	(327)	-	-	-
Contribuições FECA - CEDICA/RS	(82)	-	-	-
Salário Maternidade - Prorrogação.....	(104)	-	-	-
Total IRPJ e CSLL Corrente	13.107	4.912	-	-
Total IRPJ e CSLL Diferido - Diferenças Temporárias	(40.553)	(14.598)	(22.161)	(2.092)
Total IRPJ e CSLL Diferido - Ajustes IFRS	(16.295)	(5.867)	(12.968)	(4.668)
IR CS Diferidos	(56.848)	(20.465)	(35.129)	(6.760)
Total IRPJ e CSLL	(43.741)	(15.553)	(35.129)	(6.760)

As controladas Transmissora de Energia Sul Brasil - TESB e Complexo Eólico Povo Novo apuram os referidos tributos através da metodologia de apuração do Lucro Presumido, totalizando 31 de dezembro de 2015 a despesa de R\$5.183 e R\$1.838 referente ao Imposto de Renda e à Contribuição Social, respectivamente.

34. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

34.1. Controladora

A Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE-PAR controla diretamente a Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, visto que participa com 65,92% do capital social de cada controlada.

34.2. Consolidado

Foram realizadas transações com partes relacionadas incluindo compra e venda de energia elétrica e transações de financiamento, sendo que a energia elétrica vendida é baseada em tarifas aprovadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em condições de similaridade com o praticado no mercado. As operações realizadas com partes relacionadas estão demonstradas conforme segue:

Partes Relacionadas	31/12/2015			31/12/2014		
	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Governo do Estado do Rio Grande do Sul	77.983	-	6.810	45.408	-	9.121
Eletrobras	109.703	32.167	(3.280)	99.051	43.301	(4.084)
Fundação ELETROCEEE	139	220.527	(108.132)	141	217.448	(111.657)
Outras Investidas	-	-	-	-	-	(1.914)
Total	187.825	252.694	(104.602)	144.600	260.749	(108.534)

Os saldos compõem-se de:

		31/12/2015				
	Nota Explicativa	Governo do Estado do Rio Grande do Sul	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Outras Investidas	Total
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	5	48.009	-	-	-	48.009
Aplicações financeiras	5	7.570	-	-	-	7.570
Parcelamentos		21.946	-	-	-	21.946
Cedência de funcionários	9	458	290	139	-	887
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9	-	4.450	-	-	4.450
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.639/2013	9	-	-	-	-	-
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.834/2014	9	-	-	-	-	-
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.971/2015	9	-	95.238	-	-	95.238
Quotas de Custeio e Energia - Proinfra e CDE Revisão Tarifária Extraordinária Distribuição	11	-	6.864	-	-	6.864
Programa RELUZ e Subvenção CDE - PLT	9	-	2.861	-	-	2.861
		<u>77.983</u>	<u>109.703</u>	<u>139</u>	<u>-</u>	<u>187.825</u>
Passivo						
Contribuição Patrocinadora	22	-	-	34.916	-	34.916
Empréstimo circulante	21 e 22	-	8.283	1.790	-	10.073
Empréstimo não circulante	21 e 22	-	23.884	183.821	-	207.705
		<u>-</u>	<u>32.167</u>	<u>220.527</u>	<u>-</u>	<u>252.694</u>
Resultado						
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	-	-
Despesa operacional - Pessoal		-	-	(108.132)	-	(108.132)
Receita financeira		6.810	-	-	-	6.810
Despesa financeira		-	(3.280)	-	-	(3.280)
		<u>6.810</u>	<u>(3.280)</u>	<u>(108.132)</u>	<u>-</u>	<u>(104.602)</u>
31/12/2014						
	Nota Explicativa	Governo do Estado do Rio Grande do Sul	Eletrobras	Fundação ELETROCEEE	Outras Investidas	Total
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	5	16.292	-	-	-	16.292
Aplicações financeiras	5	6.686	-	-	-	6.686
Parcelamentos		21.946	-	-	-	21.946
Cedência de funcionários	9	484	292	141	-	917
Subvenção à Receita Baixa Renda - Tarifa Social	9	-	9.926	-	-	9.926
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.639/2013	9	-	26.290	-	-	26.290
CDE Resolução Homologatória ANEEL nº 1.834/2014	9	-	54.058	-	-	54.058
Quotas de Custeio e Energia - Proinfra e CDE Revisão Tarifária Extraordinária Distribuição	11	-	5.474	-	-	5.474
Programa RELUZ e Subvenção CDE - PLT	9	-	3.011	-	-	3.011
		<u>45.408</u>	<u>99.051</u>	<u>141</u>	<u>-</u>	<u>144.600</u>
Passivo						
Contribuição Patrocinadora	22	-	-	32.473	-	32.473
Empréstimo circulante	21 e 22	-	11.134	1.154	-	12.288
Empréstimo não circulante	21 e 22	-	32.167	183.821	-	215.988
		<u>-</u>	<u>43.301</u>	<u>217.448</u>	<u>-</u>	<u>260.749</u>
Resultado						
Renda da Prestação de Serviços		-	-	-	2.015	2.015
Despesa operacional - Pessoal		-	-	(111.657)	-	(111.657)
Receita financeira		9.121	-	-	-	9.121
Despesa financeira		-	(4.084)	-	(3.929)	(8.013)
		<u>9.121</u>	<u>(4.084)</u>	<u>(111.657)</u>	<u>(3.914)</u>	<u>(108.534)</u>

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

As Controladas consideram como pessoal-chave da administração seus Diretores e os Membros do Conselho Fiscal e do Conselho de Administração. O montante gasto com remuneração, encargos e benefícios dos Administradores em 31 de dezembro de 2015 foi de R\$4.264 (R\$4.576 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.

	CONSOLIDADO	
	31/12/2015	31/12/2014
REMUNERAÇÃO / BENEFÍCIOS / ENCARGOS		
Conselho de Administração	660	620
Conselho Fiscal	267	300
Verba de Representação	470	193
Honorário Diretor não Empregado	559	193
Pessoal Adido	257	-
Encargos	996	458
Subtotal	3.209	1.764
Diretores Empregados	1.055	2.812
Total	4.264	4.576

35. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GERENCIAMENTO DE RISCOS FINANCEIROS

As Controladas mantêm 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 das Concessionárias.

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:

	Nota Explicativa	CONSOLIDADO	
		31/12/2015	31/12/2014
Ativos Financeiros			
Mensurados a Valor Justo por Meio do Resultado			
Caixa e Equivalentes de Caixa			
Numerário Disponível	5	65.362	69.508
SIAC/BANRISUL	5	48.931	47.179
Aplicações Financeiras			
SIAC/BANRISUL	5	7.570	6.686
Quotas Subordinadas - FIDC	5	8.331	23.435
Aplicações Financeiras Vinculadas	5	2.181	4.771
Empréstimos e Recebíveis			
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	689.403	486.358
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	13	-	222.634
Ativo Financeiro da Concessão - CEEE-GT	13	416.076	351.688
Disponível para Venda			
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	149.963	522.393
Ativo Financeiro da Concessão - CEEE-D	13	472.579	1.546.936
TOTAL		1.860.396	3.281.588
Passivos Financeiros			
Mensurados ao Custo Amortizado por Meio do Resultado			
Fornecedores	18	630.129	513.887
Empréstimos e Financiamentos e Outras Captações	21	790.578	818.073
TOTAL		1.420.707	1.331.960

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.

Na controlada CEEE-GT as contas a receber de Concessionárias, Permissionárias e Consumidores Livres referem-se a suprimento de energia elétrica e encargos de uso da rede e vendas de energia na CCEE, e estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$123.520.

Na controlada CEEE-D 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 das Controladas são os seguintes:

35.1.1. Risco de Crédito

Risco de crédito é o risco das controladas incorrerem 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:

	Nota Explicativa	CONSOLIDADO	
		31/12/2015	31/12/2014
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	114.293	116.687
Aplicações Financeiras de Longo Prazo	5	18.082	34.892
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	689.403	486.358
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	149.963	522.393
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	13	-	222.634
Ativo Financeiro da Concessão	13	888.655	1.898.624
Total		1.860.396	3.281.588

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

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

A controlada CEEE-D 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.

Na controlada CEEE-GT o recebimento da indenização dos empreendimentos da Rede Básica de Novos Investimentos – RBNI, conforme Anexo II da Portaria Interministerial nº 580, de 1/11/2012 será realizado em trinta (30) parcelas mensais, corrigidas por IPCA mais WACC (*Weighted Average Cost Of Capital*) de 5,59% real ao ano e possui risco considerado baixo uma vez que se trata de um montante a receber do Poder Concedente.

O segmento de Geração da empresa CEEE-GT possui Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs e no Ambiente Livre - CCEALs. As receitas atreladas a estes contratos possuem, como forma de mitigação dos riscos de crédito, mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes, Cartas de Fiança Bancária, Cartas de Fiança Corporativa ou Certificados de Depósito Bancário – CDBs. A receita proveniente de usinas prorrogadas e que disponibilizam energia na forma de Cotas de Garantia Física de Energia e Potência tem como garantia de pagamento os Contratos de Constituição de Garantia (CCGs) celebrados entre distribuidora e órgãos reguladores.

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 controlada CEEE-D identificou evidências de perda por redução no valor recuperável nas contas a receber que já são reduzidas de provisão para crédito de liquidação duvidosa.

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

II. Garantias

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

III. Derivativos

As Controladas não possuem operações com derivativos.

35.1.2. Risco de Preço

As tarifas da CEEE-D 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.

O segmento de Geração da controlada CEEE-GT tem uma remuneração chamada de Custo da Gestão dos Ativos de Geração – GAG, referente à disponibilização de Garantia Física de Energia e de Potência na forma de Cotas. Esta variável é reajustada anualmente pela variação do IPCA e revisada a cada cinco anos, sendo uma das componentes da Receita Anual de Geração – RAG, a qual deve permitir, de acordo com o contrato de concessão, a adequada prestação dos serviços concedidos e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro.

Outra parcela da remuneração, proveniente dos CCEARS e CCEALS, tem seus preços definidos a partir de leilões regulados ou chamadas/ofertas públicas, cujos contratos apresentam cláusulas de reajuste por índices de inflação como IPCA e IGPM.

A energia não comercializada fica sujeita às variações do preço de mercado, e aquela não vendida em contrato é liquidada ao Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, valor calculado e divulgado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia – CCEE, cujos limites máximos e mínimos são estabelecidos anualmente pela ANEEL.

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

35.1.3. Risco de Mercado

No Ambiente de Contratação Regulada - ACR da controlada CEEE-GT o risco de mercado é baixo por envolver agentes de distribuição que comprem sua energia em leilões promovidos pelos órgãos reguladores do Setor Elétrico. Essas empresas têm contratos de concessão de longo prazo, portanto mais estáveis.

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

As Cotas de Garantia Física de Energia e Potência são alocadas, através de procedimentos estabelecidos pela ANEEL, às distribuidoras do país, apresentando baixo risco de mercado.

A quantidade de energia comprada para atendimento à controlada CEEE-D 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 descontratação 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 vezes no ano através de cessões para outras distribuidoras em função de outros desvios de mercado, sem limites de montante de declaração. A Resolução Normativa nº 21/06 prevê alterações nas quotas-parte de Itaipu para cada Companhia, essas alterações podem gerar sobras ou déficits que também podem ser compensadas através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD.

Além do recurso de descontratação, a Companhia tem cobertura tarifária para uma sobrecontratação de até 5% do seu requisito regulatório (mercado faturado acrescido das perdas regulatórias). Os compromissos assumidos com compra de energia estão elencados conforme quadro a seguir:

LEILÃO	TIPO ENERGIA	PRODUTO	MWh (*)	%
2º Leilão	Energia Existente Hidrica	2008-8	269.515,29	2,8%
4º Leilão	Energia Existente Hidrica	2009-8	241.240,41	2,5%
1º Leilão	Energia Nova Hidrica	2008-30	22.087,81	0,2%
1º Leilão	Energia Nova Hidrica	2009-30	9.214,00	0,1%
1º Leilão	Energia Nova Hidrica	2010-30	277.855,16	2,9%
3º Leilão	Energia Nova Hidrica	2011-30	112.251,69	1,2%
5º Leilão	Energia Nova Hidrica	2012-30	106.188,88	1,1%
LPE Santo Antônio	Energia Nova Hidrica	2012-30	204.362,60	2,1%
LPE Jirau	Energia Nova Hidrica	2013-30	588.865,65	6,1%
8º Leilão	Energia Nova Hidrica	2012-30	46,51	0,0%
12º Leilão	Energia Existente Hidrica	2014-2	27.176,34	0,3%
12º Leilão	Energia Existente Hidrica	2014-3	458.309,67	4,8%
13º Leilão	Energia Existente Hidrica	2014-6	777.372,57	8,1%
1º Leilão	Energia Nova Termica	2008-T15	152.574,59	1,6%
1º Leilão	Energia Nova Termica	2009-T15	102.818,41	1,1%
1º Leilão	Energia Nova Termica	2010-T15	261.276,32	2,7%
4º Leilão	Energia Nova Termica	2010-T15	39.260,63	0,4%
6º Leilão	Energia Nova Termica	2011-T15	36.636,07	0,4%
3º Leilão	Energia Nova Termica	2011-T15	105.544,21	1,1%
5º Leilão	Energia Nova Termica	2012-T15	230.399,26	2,4%
7º Leilão	Energia Nova Termica	2013-T15	697.164,60	7,2%
12º Leilão	Energia Nova Eólica	2014-OF20	30.799,86	0,3%
12º Leilão	Energia Nova Termica	2014-T20	52.384,94	0,5%
12º Leilão	Energia Nova Termica	2014-H30	23.108,87	0,2%
13º Leilão	Energia Existente Termica	2014-T05	303.537,11	3,2%
8º Leilão	Energia Nova Termica	2012-T15	465,05	0,0%
14º Leilão	Energia Existente Hidrica	2015-3	175.458,36	1,8%
14º Leilão	Energia Existente Termica	2015-3	148.471,05	1,5%
18º Leilão de Ajuste	Energia Existente Hidrica	2015-P03M	85.326,69	0,9%
18º Leilão de Ajuste	Energia Existente Hidrica	2015-P06M	142.435,85	1,5%
ITAIPU			1.853.554,99	19,3%
PROINFA			200.911,00	2,1%
ANGRA			351.044,14	3,6%
COTAS GARANTIA FISICA			1.137.399,91	11,8%
BILATERAIS			385.282,90	4,0%
CONTABILIZAÇÃO DE CURTO PRAZO			15.496,47	0,2%
TOTAL			9.625.837,83	100,0%

(*) Não auditado

Os riscos existentes são:

Não atendimento a 100% do mercado – exposição voluntária ao mercado de curto prazo e sujeito a penalidades aplicadas pela ANEEL;

Repasse não integral da energia comprada acima do nível regulatório;

Variações drásticas de mercado que impliquem em subcontratação ou sobrecontratação decorrentes de crises econômicas;

Saída de consumidores livres especiais (com demanda superior a 500 KW, suprido por fontes renováveis) – não há na regulamentação vigente procedimentos a serem adotados pelas distribuidoras quando da saída destes consumidores para o mercado livre;

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;

35.1.4. Risco da Taxa de Câmbio

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

O risco cambial da controlada CEEE-D está atrelado aos contratos de compra de energia de Itaipu e Empréstimos e Financiamentos, vinculados ao Dólar Americano 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.

I. 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.

Itens	CONSOLIDADO			
	Cenário Base em 31/12/2015	Provável	25%	50%
Exposição US\$				
Empréstimos e Financiamentos	660.784	756.730	945.912	1.135.095
Fornecedores (Itaipu Binacional)	385.748	441.759	552.198	662.638
Passivo Líquido Exposto	1.046.532	1.198.488	1.498.111	1.797.733
Efeito Líquido da Variação Cambial			299.622	599.244

35.1.5. 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.

	Nota Explicativa	Valor Justo	Até 1 ano	1 - 2 anos	2 - 5 anos	Mais que 5 anos
Ativos Financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	5	114.293	114.293	-	-	-
Aplicações Financeiras	5	18.082	7.570	10.512	-	-
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	689.403	576.334	-	-	113.069
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	13	-	-	-	-	-
Investimentos em Títulos do Governo/ Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	149.963	149.963	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	13	888.655	58.873	-	472.579	357.203
		1.860.396	907.033	10.512	472.579	470.272
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	21	1.459.454	64.437	99.967	240.744	1.054.306
Fornecedores	18	867.346	630.129	-	237.217	-
		2.326.800	694.566	99.967	477.961	1.054.306

35.1.6. Gestão de Capital

As controladas visam 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, as controladas monitoram 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 Explicativa	31/12/2015	31/12/2014
Endividamento			
Empréstimos e Financiamentos	21	790.578	818.073
Caixa e equivalentes de caixa	5	(114.293)	(116.687)
Investimento em Títulos do Governo	10	149.963	522.393
Dívida Líquida		<u>826.248</u>	<u>1.223.779</u>
Patrimônio Líquido		<u>1.004.254</u>	<u>1.537.888</u>
Endividamento do Patrimônio Líquido		<u>0,82</u>	<u>0,80</u>

Do endividamento total de empréstimos e financiamentos em 31 de dezembro de 2015, 4,32% (43,41% 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.

35.1.7. Risco de Taxa de Juros

Este risco é oriundo da possibilidade das controladas 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 controladas.

I. Análise de sensibilidade

As operações das Controladas são indexadas a taxas pré e pós-fixadas, sendo as taxas pós-fixadas, por CDI e IPCA. As Controladas desenvolveram 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.

	Nota Explicativa	Índices	Cenário Base em 31/12/2015	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Passivos Financeiros						
Empréstimos e Financiamentos	20					
FIDC V		CDI	28.590	29.089	31.295	32.993
BNDES		TJLP	69.037	67.228	76.197	87.979
Eletrobras - RGR		Sem Risco	32.167	32.167	32.167	32.167
			129.794	128.484	139.659	153.139
Exposição Líquida			(129.794)	(128.484)	(139.659)	(153.139)
Efeito esperado no Resultado				1.310	(9.865)	(23.345)

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

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

35.1.8. Valor Justo

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

	Nota Explicativa	Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros			
Caixa e equivalentes de caixa	5	114.293	114.293
Aplicações Financeiras de Longo Prazo	5	18.082	18.082
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	6	689.403	689.403
Investimentos em Títulos do Governo/ Conta de Resultados a Compensar - CRC	10	149.963	149.963
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	13	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	13	888.655	888.655
Total		1.860.396	1.860.396
Passivos Financeiros			
Empréstimos e Financiamentos	21	790.578	1.459.454
Fornecedores	18	630.129	630.129
Total		1.420.707	2.089.583

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

35.1.9. Hierarquia de valor justo

Os diferentes níveis foram definidos como a seguir:

- I. Nível 1 - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos
- II. Nível 2 - Inputs, exceto preços cotados, incluídas no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços)
- III. Nível 3 - 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:

	Valor contábil 31/12/2015	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
Caixa e equivalentes de caixa				
Número Disponível	65.362	65.362	-	-
SIAC/BANRISUL	48.009	-	48.009	-
Aplicações financeiras				
SIAC/BANRISUL	7.570	-	7.570	-
Aplicação Financeira Vinculada	2.181	-	2.181	-
Quotas Subordinadas FIDC	8.331	8.331	-	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	149.963	149.963	-	-
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	888.655	-	-	888.655
	<u>1.170.071</u>	<u>223.656</u>	<u>57.760</u>	<u>888.655</u>

	Valor contábil 31/12/2014	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Ativos Financeiros				
Caixa e equivalentes de caixa				
Número Disponível	69.508	69.508	-	-
SIAC/BANRISUL	16.292	-	16.292	-
Aplicações financeiras				
SIAC/BANRISUL	6.686	-	6.686	-
Aplicação Financeira Vinculada	4.771	-	4.771	-
Quotas Subordinadas FIDC	23.435	23.435	-	-
Investimentos em Títulos do Governo/Conta de Resultados a Compensar - CRC	522.393	522.393	-	-
Indenização Rede Básica Novos Investimentos - RBNI	222.634	-	222.634	-
Ativo Financeiro da Concessão	1.898.624	-	-	1.898.624
	<u>2.764.343</u>	<u>615.336</u>	<u>250.383</u>	<u>1.898.624</u>

35.1.10 – Apuração do Valor Justo

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

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

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

35.2. Gerenciamento de Riscos Relacionados às Concessionárias e suas Operações

35.2.1. Riscos Hidrológicos

O suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional - SIN é realizado, na sua maior parte, a partir de usinas hidrelétricas, as quais estão sujeitas ao risco de escassez de água ao longo do tempo. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, cada usina hidrelétrica está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas, tanto na sua região geográfica como em outras regiões do país.

O arranjo institucional estabelecido pelo Poder Concedente procura reduzir o risco hidrológico destes empreendimentos através da definição de uma garantia física e da instituição do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Este mecanismo é um instrumento financeiro de compartilhamento do risco hidrológico entre todos os agentes de geração hidrelétricos, sendo compulsório para todas as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS.

A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da Garantia Física, poderá resultar em exposições no Mercado de Curto Prazo – MCP, podendo impactar negativamente a Companhia, apesar dos mecanismos de mitigação de risco existentes.

O risco hidrológico associado às usinas que foram prorrogadas no âmbito da Lei nº 12.783/2013, o que no caso da CEEE-GT representa cerca de 47% de sua garantia física, são de responsabilidade das empresas Distribuidoras que recebem as Cotas de Garantia Física de Energia e Potência.

35.2.2. Riscos Ambientais

O Brasil possui uma das legislações ambientais mais severas do mundo. A legislação brasileira impõe sanções que responsabilizam e exigem um grande esforço das empresas nacionais para o seu atendimento. Os processos de produção envolvidos no setor de geração e transmissão de energia produzem impactos ambientais, muitas vezes significativos, que precisam ser prevenidos e minimizados, sob pena de acarretarem grandes prejuízos ao meio ambiente e conseqüentemente ao agente responsável, independentemente da ação ter sido realizada inadvertidamente. Desta forma, além dos recursos financeiros necessários para a recuperação da área atingida pela degradação ambiental, a empresa responsável poderá ter seus dirigentes envolvidos em processos civis, administrativos e penais.

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

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

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO
Diretor Presidente

ROBERTO BALAU CALAZANS
Diretor

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ
Diretor

LEONARDO HOFF
Diretor

LUIS CARLOS SACIOTO 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 Energia Elétrica Participações - CEEE Par

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE Par (a "Companhia" ou "Controladora") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE Par e suas controladas ("Consolidado") que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

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

Responsabilidade dos auditores independentes

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

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

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 22.6 às demonstrações financeiras, as controladas Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE GT e a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE D, através da Fundação CEEE de Seguridade Social - Eletroceee, concedem 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\$ 434.233 mil (2014 – R\$ 260.141 mil) para as referidas controladas, 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 as controladas CEEE GT e CEEE D reconheceram provisão para fazer frente ao

referido passivo atuarial nos montantes de R\$ 106.457 mil (2014 – R\$ 65.000 mil) e R\$ 110.660 mil (2014 – R\$ 65.070 mil), respectivamente, totalizando R\$ 217.117 mil (2014 – R\$ 130.070 mil), equivalentes 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 (patrocinadoras e participantes). Dessa forma, o saldo dos investimentos e do patrimônio líquido da controladora estão apresentados a maior no montante de R\$ 143.123 mil (2014 – R\$ 85.743 mil), considerando o seu percentual de participação nas controladas, bem como o saldo consolidado do passivo está apresentado a menor e o patrimônio líquido a maior no montante de R\$ 217.117 mil (2014 – R\$ 130.070 mil) em 31 de dezembro de 2014 e o prejuízo do exercício está apresentado a menor em R\$ 10.111 mil (2014 – R\$ 11.883 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 Energia Elétrica Participações - CEEE Par e da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE Par e suas controladas em 31 de dezembro de 2015, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa, bem como o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Ênfases

Continuidade operacional de controlada

Chamamos a atenção para o fato de que a controlada Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE D 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 continuidade operacional da referida controlada. Conforme descrito na Nota 1.2 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 referida controlada. As demonstrações financeiras não incluem quaisquer ajustes em virtude dessas incertezas. Nossa opinião não está ressalvada em função desses assuntos.

Impactos da Lei 12.783/2013

Conforme descrito na Nota 9.10 às demonstrações financeiras, nos termos da Lei nº 12.783/2013, a controlada Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE GT obteve um laudo de avaliação que determina o Valor Novo de Reposição (VNR) dos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2009, e que são sujeitos à indenização, montam a R\$ 1.045.354 mil. Conforme também descrito na Nota 9.10, em 4 de fevereiro de 2016, a referida controlada recebeu da ANEEL um termo de notificação determinando que os referidos ativos montam R\$ 836.283 mil. O reconhecimento contábil desse diferencial depende da homologação pela ANEEL do valor final a ser indenizado, bem como da definição de forma e prazo de recebimento pelo Ministério de Minas e Energia. Desta forma, a referida controlada registra, desde 2012, o valor de custo desses ativos, no montante de R\$ 415.022 mil. Nossa opinião não está sendo ressalvada em função desse assunto.

Porto Alegre, 30 de março de 2015.

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/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 Energia Elétrica Participações – CEEE-Par, sociedade anônima de capital fechado, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 08.420.472/0001-05, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da CEEE-Par relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2015.

Porto Alegre, 28 de março de 2016.

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO

Diretor Presidente

ROBERTO BALAU CALAZANS

Diretor

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ

Diretor

LEONARDO HOFF

Diretor

LUIS CARLOS SACIOTO 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 Energia Elétrica Participações – CEEE-Par, sociedade anônima de capital fechado, com sede na Avenida Joaquim Porto Villanova, 201 – Prédio “A2”, Porto Alegre-RS, inscrita no CNPJ sob nº 08.420.472/0001-05, declaram que revisaram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no Relatório da Pricewaterhousecoopers Auditores Independentes relativamente às Demonstrações Financeiras da CEEE-Par referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2015, exceto quanto à ressalva apontada, conforme o conteúdo da nota explicativa nº 22.6.

Porto Alegre, 28 de março de 2016.

PAULO DE TARSO GASPAR PINHEIRO MACHADO

Diretor Presidente

ROBERTO BALAU CALAZANS

Diretor

CÉSAR LUIS BAUMGRATZ

Diretor

LEONARDO HOFF

Diretor

LUIS CARLOS SACIOTO TADIELLO

Diretor

JÚLIO ELÓI HOFER

Diretor



PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações – CEEE-Par, 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 as ressalvas e as ênfases 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

Leandro Sonne
Conselheiro

Olmiro Cavazzola
Conselheiro

Adriana Furlanetto
Conselheira

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração, tendo examinado o Relatório da Administração, Manifestação sobre o Balanço Patrimonial, a Demonstração do Resultado do Exercício, a Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, a Demonstração do Fluxo de Caixa 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 à 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


Ademir Baretta

Vera Inêz Salgueiro Lermen

Daniel Vargas de Farias

Ivan Jorge Bechara Filho

**Companhia Riograndense de
Artes Gráficas
CORAG**



Corag
Companhia Rio-grandense de Artes Gráficas
CNPJ 87.161.501/0001-38

RELATÓRIO DA DIRETORIA

Em cumprimento às disposições legais e estatutárias, submetemos à apreciação dos Senhores Acionistas as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2015. Permanecemos à disposição para prestar quaisquer esclarecimentos adicionais eventualmente necessários.

Porto Alegre, 01 de abril de 2016.

Jorge Hélio Gisler Grecellé
Diretor-Presidente
CPF: 283.043.900-78

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015					
I - BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO (EM REAIS)					
ATIVO	2015	2014	PASSIVO	2015	2014
CIRCULANTE	37.503.582,27	31.588.900,08	CIRCULANTE	9.126.643,74	6.861.951,78
DISPONIBILIDADES	22.343.949,04	15.438.039,95	Fornecedores	770.134,02	270.634,50
Caixa e equivalentes de caixa	22.343.949,04	15.438.039,95	Outras Obrigações	1.348.440,25	942.339,43
CRÉDITOS	12.808.979,41	13.937.392,93	Impostos a Recolher	1.169.862,12	2.180.843,30
Faturas a Receber	9.956.556,50	10.059.456,50	Obrigações Sociais a Recolher	293.747,55	492.546,71
Cheques a Receber	18.429,81	18.429,81	Provisões de Férias e Encargos Sociais.....	1.699.256,07	2.415.587,84
Adiantamentos a Funcionários	348.293,16	256.211,55	Juros s/Capital Próprio a Pagar.....	2.481.095,73	-
Impostos a Recuperar	2.312.845,59	3.447.357,35	Contingências Trabalhistas	1.364.108,00	560.000,00
Outros Créditos.....	172.854,35	155.937,72			
ESTOQUES.....	2.336.074,58	2.191.211,03	NÃO CIRCULANTE.....	1.852.848,00	1.744.852,00
Estoques Matéria-Prima	1.602.903,73	1.479.370,81	Contingências Trabalhistas	1.852.848,00	1.744.852,00
Estoques Materiais Diversos	733.170,85	711.840,22			
DESPESAS DO EXERCÍCIO SEGUINTE.....	14.579,24	22.256,17	PATRIMÔNIO LÍQUIDO	40.764.972,51	39.698.166,83
Prêmios de Seguros a Vencer	13.788,08	11.166,69	Capital Social	24.179.777,90	7.953.859,23
Assinaturas e Anuidades a Vencer	791,16	11.089,48	Reservas de Capital	168.975,23	168.975,23
			Reserva de Lucros	8.338.762,04	7.953.859,23
			Lucros Acumulados	8.077.457,34	23.621.473,14
NÃO CIRCULANTE.....	14.240.881,98	16.716.070,53			
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	474.802,91	274.480,88			
Empréstimos Compulsórios.....	30.450,76	30.450,76			
Depósitos Judiciais	226.872,64	138.366,72			
Juros a Receber do SIAC.....	217.479,51	105.663,40			
INVESTIMENTOS	110.043,24	110.043,24			
IMOBILIZADO	13.616.759,87	16.327.047,41			
INTANGÍVEL.....	39.275,96	4.499,00			
TOTAL DO ATIVO.....	51.744.464,25	R\$ 48.304.970,61	TOTAL DO PASSIVO	51.744.464,25	R\$ 48.304.970,61

II - DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (EM REAIS)			IV - DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA INDIRETO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (EM REAIS)		
	2015	2014		2015	2014
RECEITA BRUTA	57.955.258,86	65.247.086,09	FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Vendas de Produtos	710.053,86	1.379.711,84	Lucro Líquido do Período	7.698.056,25	9.882.723,22
Serviços Prestados.....	57.245.205,00	63.867.374,25	Ajustado por:		
			Depreciações.....	2.805.665,92	2.280.571,52
DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA.....	8.475.782,13	7.754.114,76	Ganhos de Capital.....	(8.162,44)	-
Vendas Canceladas.....	6.019.474,74	4.864.777,95	Ajustes de Exercícios Anteriores	968.749,43	-
Impostos Sobre Vendas e Serviços.....	2.448.640,24	2.773.512,16	Lucro Ajustado	11.464.309,16	12.163.294,74
Descontos Concedidos.....	7.667,15	115.824,65	Variações do circulante:		
			Clientes.....	102.900,00	(1.803.528,96)
RECEITA LÍQUIDA.....	49.479.476,73	57.492.971,33	Outros Créditos	1.025.513,52	(102.392,56)
			Estoques.....	(144.863,55)	224.674,67
Custos dos Serviços Prestados e dos Produtos Vendidos.....	19.941.866,22	20.738.374,39	Despesas do Exercício Seguinte.....	7.676,93	(3.647,55)
			Ativo Realizável a Longo Prazo.....	(200.322,03)	278.194,49
LUCRO BRUTO	29.537.610,51	36.754.596,94	Fornecedores	499.499,52	(223.022,34)
Despesas Operacionais	17.038.954,06	20.472.458,92	Obrigações Fiscais	(1.010.981,18)	1.288.417,00
Despesas com Vendas	2.745.694,18	3.193.977,46	Obrigações Previdenciária e Trabalhistas.....	(111.022,93)	1.362.777,53
Despesas Administrativas	14.171.006,67	16.078.829,24	Outras Obrigações	406.100,82	(263.416,16)
Despesas Financeiras.....	2.681.182,89	2.292.024,09	Passivo Exigível a Longo Prazo	107.996,00	(658.082,89)
Receitas Financeiras.....	2.558.929,68	1.092.371,87	Caixa Líquido (Gerado)/Consumido pelas Operações	12.146.806,26	12.263.267,97
LUCRO OPERACIONAL	12.498.656,45	16.282.138,02	FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS		
			Aquisição Imobilizado.....	(133.512,90)	(578.118,33)
Outras Despesas.....	16.880,41	380.373,23	Venda Ativo Imobilizado	11.520,00	-
Outras Receitas.....	91.723,95	717.980,31	Caixa Líquido Gerado/(Consumido) pelas Atividades de Investimento	(121.992,90)	(578.118,33)
LUCRO ANTES DA PROVISÃO DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E IMPOSTO DE RENDA	12.573.499,99	16.619.745,10	FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTOS		
Provisão da Contribuição Social.....	1.308.543,61	1.864.991,53	Dividendos a Distribuir.....	2.481.095,73	(2.312.328,37)
Provisão do Imposto de Renda	3.566.900,13	4.872.030,35	Dividendos Distribuídos.....	(7.600.000,00)	(7.050.934,65)
			Caixa Líquido Gerado/Consumido pelas Atividades de Financiamento.....	(5.118.904,27)	(9.363.263,02)
LUCRO DO EXERCÍCIO.....	R\$ 7.698.056,25	R\$ 9.882.723,22			
			Aumento/Redução Líquido de Caixa e Equivalentes de Caixa	6.905.909,09	2.321.886,62
LUCRO LÍQUIDO POR LOTE DE 1000 AÇÕES.....	0,82	1,05	Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Período	15.438.039,95	13.116.153,33
			Caixa e Equivalentes de Caixa no Final do Período	22.343.949,04	15.438.039,95
				6.905.909,09	2.321.886,62

III - DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (EM REAIS)

	CAPITAL SOCIAL	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVAS DE LUCROS		LUCROS ACUMULADOS	TOTAL
		INCENTIVOS FISCAIS	RESERVA LEGAL	RESERVA DE INVESTIMENTOS		
Saldo em 31/12/2013.....	7.953.859,23	168.975,23	1.590.771,85	6.363.087,38	24.550.855,49	40.627.549,18
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	9.882.723,22	9.882.723,22
Ajustes de Exercícios Anteriores	-	-	-	-	(3.761.170,92)	(3.761.170,92)
Dividendos Distribuídos.....	-	-	-	-	(7.050.934,65)	(7.050.934,65)
Saldo em 31/12/2014.....	7.953.859,23	168.975,23	1.590.771,85	6.363.087,38	23.621.473,14	39.698.166,83
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	-	7.698.056,25	7.698.056,25
Ajustes de Exercícios Anteriores	-	-	-	-	968.749,43	968.749,43
Reserva Legal	-	-	384.902,81	-	(384.902,81)	-
Aumento Capital Social	16.225.918,67	-	-	-	(16.225.918,67)	-
Dividendos Distribuídos.....	-	-	-	-	(7.600.000,00)	(7.600.000,00)
Saldo em 31/12/2015.....	24.179.777,90	168.975,23	1.975.674,66	6.363.087,38	8.077.457,34	40.764.972,51

V - NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS LEVANTADAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 E 2014

NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL

A Sociedade tem por objeto a edição, a publicação, a impressão e a distribuição do Diário Oficial do Estado do Rio Grande do Sul e de outros Diários e veículos oficiais de divulgação, no âmbito das esferas dos Poderes Executivo, Legislativo e Judiciário da União, dos Estados e dos Municípios; a execução de produtos e serviços gráficos em geral; a operacionalização de outros meios e veículos de comunicação, de acordo com as possibilidades tecnológicas contemporâneas, inclusive sistemas de digitalização e gerenciamento eletrônico de documentos, bem como a prestação de serviços de comunicação, diretamente ou por intermédio de terceiros, ao Estado, de modo a supri-lo adequadamente nesse campo de sua especialização.

NOTA 2 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

2.1 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As Demonstrações Contábeis e as Notas Explicativas foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, com base nas disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações Lei 6.404/76, incluindo as alterações promovidas pela lei 11.638/07 e pela lei 11.941/09, incluindo as normas e pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”), nos seus aspectos materiais. Para a elaboração destas demonstrações financeiras, foi necessário utilizar estimativas para contabilizar certos ativos, passivos e outras transações. As demonstrações financeiras da Companhia incluem, portanto, estimativas referentes à seleção das vidas úteis do ativo imobilizado, provisões necessárias para passivos contingentes, determinações de provisões para imposto de renda e contribuição social e outras similares.

2.2 – PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As principais práticas contábeis descritas a seguir foram aplicadas de forma consistente para as demonstrações financeiras da Companhia:

- a) Moeda Funcional e de Apresentação: Os itens incluídos nas demonstrações financeiras da Companhia são mensurados usando a moeda do ambiente econômico no qual a empresa atua (“moeda funcional”). As demonstrações financeiras são apresentadas em reais (R\$), a moeda funcional da Companhia.
- b) Caixa e Equivalentes de Caixa: Incluem dinheiro em caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras.
- c) Títulos Vinculados ao Mercado Aberto: Estão demonstrados ao custo de aquisição, referem-se ao fundo de investimento Siac (Sistema Integrado de Administração de Caixa no Estado do Rio Grande do Sul) Decreto 33.959, de 31/05/1991, cuja remuneração está atrelada a variação do Fundo Super do Banrisul, podendo ser resgatado a qualquer tempo sem prejuízo da remuneração. Os rendimentos estão apropriados conforme regime de competência no ativo não circulante a receber.
- d) Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa – O valor de R\$1.715.959,64 (um milhão, setecentos e quinze mil, novecentos e cinquenta e nove reais e sessenta e quatro centavos), foi constituído com base nos valores devidos por clientes da iniciativa privada e das empresas públicas que não sejam controladoras, controladas, coligadas ou interligadas com a Corag. Este valor foi considerado suficiente para demonstrar os créditos a receber de clientes em seu valor provável de realização, conforme Instrução Normativa RFB 1515, de 24 de novembro de 2014.
- e) Estoques - Os estoques de matéria-prima e materiais diversos estão avaliados pelo custo médio de aquisição e não superam os valores de mercado.
- f) Provisão para contribuição social sobre o lucro - A apuração da contribuição social foi efetuada pelo lucro real anual, sendo que o tributo foi calculado por estimativa mensal, com base na receita bruta, contabilizado e recolhido pelo regime de competência à alíquota de 9%.
- g) Provisão para o imposto de renda – A apuração do imposto de renda foi efetuada pelo lucro real anual, sendo que o tributo foi calculado por estimativa mensal, com base na receita bruta, contabilizado e recolhido pelo regime de competência à alíquota de 15% mais adicional de 10%.
- h) Regime de competência – Foi adotado o regime de competência para o cálculo de todos os tributos.
- i) Provisão para férias – Está representada pelo efetivo período adquirido, mais os encargos sociais correspondentes.
- j) Apuração do resultado - As despesas e receitas foram apropriadas pelo regime de competência.

NOTA 3 – CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Esta conta contempla os seguintes valores:

	2015	2014
Caixa	2.861,29	5.600,51
Bancos	1.615.582,37	1.481.934,06
Aplicações no Siac	20.725.505,38	13.950.505,38
Total	22.343.949,04	15.438.039,95

NOTA 4 – FATURAS A RECEBER

Os valores a receber da Companhia estão demonstrados pelos seus valores originais.

Especificação	Valores em R\$
Faturas a receber 1999	1.585,88
Faturas a receber 2000	177.490,32
Faturas a receber 2001	129.815,57
Faturas a receber 2002	141.723,74
Faturas a receber 2003	99.152,53
Faturas a receber 2004	273.130,14
Faturas a receber 2005	438.616,84
Faturas a receber 2006	1.064.799,85
Faturas a receber 2007	144.558,64
Faturas a receber 2008	522.086,13
Faturas a receber 2009	909.393,10
Faturas a receber 2010	776.222,73
Faturas a receber 2011	471.563,17
Faturas a receber 2012	435.859,16
Faturas a receber 2013	536.805,31
Faturas a receber 2014	1.323.104,16
Faturas a receber 2015	4.565.148,45
Devedores diversos	367.692,06
Corag – Loja centro	2.804,00
Bancos - Avisos Não Identificados	(709.035,64)
TOTAL	11.672.516,14
(-) Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa.	(1.715.959,64)
Clientes	9.956.556,50

NOTA 4.1 – FATURAS A RECEBER

O montante referente a Bancos-Avisos Não Identificados, de R\$ 709.035,64 (setecentos e nove mil, trinta e cinco reais e sessenta e quatro centavos), corresponde a diversos depósitos à vista, em conta corrente da Companhia, realizados por clientes e que ainda não foram identificados, principalmente devido à grande quantidade de valores idênticos. Via de regra grande parte destes valores são identificados pelo setor financeiro nos primeiros meses subsequentes ao exercício findo.

NOTA 5 – IMPOSTOS A RECUPERAR

O valor dos impostos a recuperar no exercício de 2015, refere-se ao ISSQN, INSS, PIS, COFINS, IRPJ e CSLL, para os quais será feito um trabalho de conciliação destes tributos e solicitada a sua compensação ou restituição em moeda corrente junto ao órgão competente. Deste total, R\$ 1.205.761,84(um milhão, duzentos e cinco mil, setecentos e sessenta e um reais e oitenta e quatro centavos) corresponde a Imposto de Renda e Contribuição Social do exercício de 2015, já conciliado e

em vias de início do processo de compensação.

NOTA 6 – SEGUROS CONTRATADOS

A Companhia mantém coberturas de seguros em montantes considerados adequados para cobrir eventuais sinistros em seus bens e valores. Os seguros vigentes em 31 de dezembro de 2015 cobrem principalmente os seguintes riscos:

Categoria	Riscos Cobertos	Valor de Cobertura	Vigência
Patrimonial	Incêndios, Explosões e danos causados por fenômenos da natureza.	21.445.000,00	31/05/2015 a 31/05/2016
Veículos	Danos materiais, pessoais, acidentes pessoais a passageiros com invalidez ou morte.	Valor de Mercado dos Veículos referenciado pela tabela FIPE	24/06/2015 a 24/06/2016

NOTA 7 – INVESTIMENTOS E IMOBILIZADO

O imobilizado está registrado pelo custo de aquisição ajustado pelas depreciações acumuladas. A depreciação é calculada pelo método linear e não ultrapassa as taxas normais estabelecidas pela legislação. Até 31/12/2015, a depreciação do exercício foi registrada com cálculo praticado sobre saldos do exercício anterior e sobre as aquisições do período atual. Os Investimentos e Imobilizado estão assim constituídos:

INVESTIMENTOS	2015	2014
CRT	19.897,15	19.897,15
Ações Eletrobrás	6.325,82	6.325,82
COTEPE	0,49	0,49
TANAC	12,29	12,29
Florestadora PALM	13.377,24	13.377,24
FISET	991,42	991,42
Fundo inv. Set.	928,31	928,31
EMBRAER	147,02	147,02
FINOR	28.507,99	28.507,99
FINAM	28.510,33	28.510,33
Novadata Informática	11.345,18	11.345,18
TOTAL	110.043,24	110.043,24

IMOBILIZADO	2015	2014	Taxas anuais de Depreciação - %
Benfeitorias	5.831.009,91	5.831.009,91	4
Edificações	996.773,38	996.773,38	4
Terrenos	17.215,56	17.215,56	-
Máquinas e equipamentos	22.720.713,17	23.005.477,85	10
Instalações	2.061.710,23	2.011.986,18	10
Móveis e utensílios	1.154.851,06	1.126.052,98	10
Veículos	815.865,54	815.865,54	20
Computadores e periféricos	3.998.471,18	3.987.801,66	20
Sistemas informatizados	1.344.968,27	1.344.968,27	20
(-) Bens em sindicância	255.060,06	255.060,06	
Totais bens em operação	38.686.518,24	38.882.091,27	
(-) Deprec. acumulada	25.069.758,37	18.840.547,44	
(-) Deprec. acumulada recálculo	-	3.714.496,42	
IMOBILIZADO LÍQUIDO	13.616.759,87	16.327.047,41	

NOTA 7.1 – BENS EM SINDICÂNCIA 2014

Estes bens não foram localizados nos levantamentos físicos realizados até agosto de 2014 e estão contemplados em expediente administrativo próprio (Nº 895-2488/14-6), o qual permanece aguardando conclusão da comissão de sindicância e da consequente decisão final de diretoria para os demais procedimentos, tais como: autorização de baixa dos bens, regularização de eventuais localizações de bens e apuração de responsabilidades. O montante foi registrado contabilmente pelo seu valor residual contábil de R\$ 255.060,06 (duzentos e cinquenta e cinco mil, sessenta reais e seis centavos), em 31/12/2014.

NOTA 7.2 - BENS EM SINDICÂNCIA 2015

Estes bens não foram localizados no levantamento físico realizado para o inventário de encerramento do exercício findo em 31 de dezembro de 2015 e estão contemplados em expediente administrativo próprio (Nº 876-2488/15-3) e aguarda nomeação de sindicância para os demais procedimentos, tais como: baixa dos bens, apuração de responsabilidades, etc. O montante não foi registrado e seu valor residual é de R\$ 3.857,89 (três mil, oitocentos e cinquenta e sete reais e oitenta e nove centavos), em 30/11/2015, conforme discriminado na tabela abaixo:

Valores	Especificações
12.437,02	Custo Histórico Corrigido do Bem
404,50	Valor da Correção Monetária Complementar do Bem
- 8.579,13	Valor da Depreciação do Bem
- 404,50	Valor da Correção Monetária Complementar da Depreciação do Bem
3.857,89	Valor do Ajuste do Bem após Depreciação Acumulada (Residual Contábil)

NOTA 8 - ATIVO CONTINGENTE

Em 31 de dezembro de 2015, a relação de ativos contingentes, conforme informação da Assessoria Jurídica da Companhia, compreende:

Ré	Nº Processo	Valor da Ação	Objeto
FA Recursos Humanos Ltda.	001/1.15.0060585-0	155.378,99	Cobrança de Valores Pagos a Maior em Contrato de Terceirização de Mão-de-Obra
Martins Assessoria e Auditoria Fiscal S/C Ltda.	001/1.15.0059795-4	252.056,24	Cobrança de Valores Pagos a Maior em Contrato de Terceirização de Mão-de-Obra
Postprint Document Indústria e Comércio de Equipamentos Ltda.	001/1.13.0119402-7	2.173.380,00	Rescisão Contratual e Restituição do Preço Pago pelas Máquinas do Detran e Multa com Perdas e Danos
Hospital Municipal Getúlio Vargas	001/1.14.0093176-3	94.513,45	Cobrança de Valores Correspondentes a Serviços Prestados pela CORAG

NOTA 9 - CONTINGÊNCIAS TRABALHISTAS
As contingências trabalhistas estão apropriadas com base no valor provável de realização, conforme informação da assessoria jurídica da Companhia, considerado suficiente para cobrir os processos em andamento:

Especificação	Valores em R\$
Passivo circulante	1.364.108,00
Passivo não circulante	1.852.848,00
Total provisionado no exercício	3.216.956,00

NOTA 10 - OUTRAS OBRIGAÇÕES
Estas obrigações referem-se a despesas apropriadas a serem liquidadas no exercício seguinte:

Especificação	Valores em R\$
Diversos valores	261.730,30
Contas a pagar	997.254,57
STIGPA	2.741,89
Sindicato dos Jornalistas	49,39
ASCORAG	51,58
UNIMED	573,00
Associação Funcionários Públicos	2.215,00
Pensões alimentícias	11.528,48
Empréstimos descontados em folha	40.735,98
Provisão p/Contingência Cíveis	31.350,00
Farmácia SESI	210,06
TOTAL	1.348.440,25

NOTA 11 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO
a) Capital social
Em 2015 a Companhia aumentou o capital social no montante de R\$ 16.225.918,67 (dezesseis milhões, duzentos e vinte e cinco mil, novecentos e dezoito reais e sessenta e sete centavos), mediante a utilização do saldo remanescente da conta Lucros Acumulados, conforme a Ata de Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, Nº 98, realizada em 16 de junho de 2015. O capital social autorizado da Companhia em 31/12/2015 é de R\$ 24.179.777,90 (Vinte e quatro milhões, cento e setenta e nove mil, setecentos e setenta e sete reais e noventa centavos), cuja composição acionária do capital subscrito e integralizado é a seguinte:

JORGE HÉLIO GISLER GRECELLÉ Diretor-Presidente CPF 283.043.900-78	SERGIO LUIZ VALMORBIDA Diretor Administrativo, Financeiro e Comercial CPF 293.815.760-68	SERGIO LUIZ VALMORBIDA Diretor Industrial CPF 293.815.760-68	ALINE DA COSTA MACHADO Contadora - Responsável Técnica CRC/RS 091545/O-6	TATIANE WENDEL C. MACHADO Contadora CRC/RS 090109/O-3
--	---	---	---	--

ACIONISTAS	Quantidade de ações	(R\$)	Participação (%)
Estado do Rio Grande do Sul	9.412.044.506	24.179.657,00	99,9995
CEDRO – Cia Estadual de Desenvolvimento Regional e Obras	5.647	24,18	0,0001
CRTUR – Cia Rio-Grandense de Turismo	5.647	24,18	0,0001
CESA – Cia Estadual de Silos e Armazéns	5.647	24,18	0,0001
CORLAC – Cia Rio-Grandense de Laticínios e Correlatos	5.647	24,18	0,0001
Banrisul Armazéns Gerais	5.647	24,18	0,0001
Ações ordinárias nominativas sem valor nominal	9.412.072.741	24.179.777,90	100,00

b) Ajustes de Exercícios Anteriores
Os ajustes de exercícios anteriores compreendem fundamentalmente à redução da provisão de reclamationárias trabalhistas, conforme informado pela Assessoria Jurídica da Companhia e também de despesa com Contribuição Previdenciária não computada no Exercício de 2014.

c) Lucros Acumulados
O Grupo Lucros Acumulados, pertencente ao Patrimônio Líquido é composto por:

Lucro Líquido do Exercício antes da Reserva Legal	R\$ 7.698.056,25
(-) Destinação da Reserva Legal	R\$ (384.902,81)
Lucro Líquido do Exercício de 2015 (à disposição da Assembleia Geral)	R\$ 7.313.153,44
(+) Ajustes de Exercícios anteiores	R\$ 764.303,90
Total do Grupo Lucros Acumulados	R\$ 8.077.457,34

O saldo remanescente na conta Lucros Acumulados de R\$ 8.077.457,34 (oito milhões, setenta e sete mil, quatrocentos e cinquenta e sete reais e trinta e quatro centavos), anteriormente demonstrado deverá ser destinado integralmente, em Assembleia Geral Ordinária de acionistas, nos termos da Lei Federal nº 6.404/76 e suas alterações, observado o previsto no Estatuto Social da Companhia.

NOTA 12 - CONSTITUIÇÃO DE RESERVAS
a) Reserva Legal: A constituição da reserva legal, que compõe a reserva de lucros, prevista no inciso II do artigo 43 do Estatuto Social, foi constituída no valor de R\$ 384.902,81(trezentos e oitenta e quatro mil, novecentos e dois reais e oitenta e um centavos), o que representa 5% do lucro líquido de 2015.

NOTA 13 - DIVIDENDOS
Foram imputados aos dividendos, os Juros Remuneratórios Sobre o Capital Próprio, pelo valor bruto de R\$ 2.481.095,73 (Dois milhões, quatrocentos e oitenta e um mil, noventa e cinco reais e setenta e três centavos), sem prejuízo do disposto no Parágrafo 2º, do Art. 202, da Lei 6.404,76.

1612793

GETNET ADQUIRÊNCIA E SERVIÇOS PARA MEIOS DE PAGAMENTO S.A. - CNPJ nº 10.440.482/0001-54 NIRE 43300051773									
RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO - Senhores Acionistas, em cumprimento às disposições legais e estatutárias, vimos apresentar a V. S o Balanço Patrimonial e demais Demonstrações Contábeis relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2015. Campo Bom - RS, 18 de março de 2016.									
Balanços patrimoniais. Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014 (Em milhares de reais)					Demonstrações dos resultados. Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014 (Em milhares de reais)				
ATIVO		PASSIVO			Receita		Custos dos produtos vendidos e dos serviços prestados		
Controladora		Consolidado			Controladora		Consolidado		
31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
(Reapresentado)		(Reapresentado)			(Reapresentado)		(Reapresentado)		
Circulante					Receita				
Caixa e equivalentes de caixa	186.289	211.307	189.528	216.579	Fornecedores	93.525	140.664	91.032	146.581
Contas a receber de clientes	164.975	122.930	167.155	128.043	Empréstimos e financiamentos	17.128	124.984	17.128	124.984
Estoques	29.569	44.967	29.569	45.407	Obrigações com despesa de pessoal	43.739	25.497	48.262	28.999
Impostos a recuperar	6.294	22.292	6.991	23.647	Impostos a recolher	20.896	7.677	22.677	9.099
Despesas antecipadas	3.971	3.804	3.971	3.954	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	1.756	3.988	2.054	4.090
Adiantamento a fornecedores	1.528	777	1.746	789	Contas a pagar acionistas	16.800	16.800	16.800	16.800
Depósitos judiciais	1.632	985	2.138	1.222	Outros passivos	2.128	3.126	2.130	3.483
Outros ativos	3.861	3.988	3.861	4.224	Total do passivo circulante	195.973	322.736	220.084	334.036
Total do ativo circulante	398.119	411.050	404.959	423.865	Não circulante				
Não circulante					Empréstimos e financiamentos	37.985	49.468	37.985	49.786
Créditos tributários - diferidos	-	83.912	1.080	84.933	Impostos diferidos	6.340	-	6.340	-
Outros ativos	95	1.855	95	1.855	Contas a pagar acionistas	50.400	67.200	50.400	67.200
Investimentos	11.464	9.483	-	-	Provisão perda de investimentos	2.768	-	2.768	-
Imobilizado	200.097	153.958	201.397	156.646	Total do passivo não circulante	97.493	116.668	97.493	116.986
Intangível	1.149.696	1.112.068	1.156.051	1.116.645	Patrimônio líquido				
Total do ativo não circulante	1.361.352	1.361.276	1.358.623	1.360.079	Capital social	1.189.503	1.189.503	1.189.503	1.189.503
Total Ativo	1.759.471	1.772.326	1.763.582	1.783.944	Ajustes acumulados de conversão	-	16	-	16
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido. Exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014 (Em milhares de reais)					Reservas de lucros	276.502	143.403	276.502	143.403
					Total do patrimônio líquido	1.466.005	1.332.922	1.466.005	1.332.922
					Total Passivo	1.759.471	1.772.326	1.763.582	1.783.944
					Reservas de Lucros				
					Capital social	1.189.503	1.189.503	1.189.503	1.189.503
					Reserva legal	3.200	92.952	-	-
					Reserva estatutária	-	-	-	-
					Lucros acumulados	-	-	145.403	16
					Ajuste de avaliação patrimonial	-	-	16	145.419
					Total do patrimônio líquido	1.109.152	1.109.152	1.109.152	1.109.152
					Saldos em 31 de dezembro de 2013	16.000	3.000	-	-
					Lucro líquido do exercício	-	-	-	-
					Aporte de capital – integralizado	1.173.503	3.000	-	-
					Destinação proposta:	-	-	-	-
					Reserva legal	-	-	7.270	(7.270)
					Reserva para equalização de dividendos	-	-	-	120.133
					Dividendos pagos	-	-	-	(80.152)
					Saldos em 31 de dezembro de 2014 (Reapresentado)	1.189.503	1.189.503	1.189.503	1.189.503
					Lucro líquido do exercício	-	-	262.291	(16)
					Destinação proposta:	-	-	-	-
					Reserva legal	-	-	13.115	(13.115)
					Reserva de lucros	-	-	-	183.185
					Dividendos pagos	-	-	-	(63.200)
					Saldos em 31 de dezembro de 2015	1.189.503	1.189.503	1.189.503	1.189.503
					Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e 2014 (Em milhares de reais - R\$)	23.585	23.585	23.585	23.585
CONTEXTO OPERACIONAL - Constituída em 9 de setembro de 2009, com a denominação inicial de Farthi Empreendimentos e Participações S.A. Em 14 de janeiro de 2010, ocorreu alteração contratual passando a ser denominada Santander Getnet Serviços para Meios de Pagamento S.A. ("Companhia"), cujos sócios eram a Getnet Tecnologia em Captura e Processamento de Transações H.U.A.H. S.A. ("Getnet") e o Banco Santander (Brasil) S.A. ("Banco Santander"), com 50% de participação cada um. Em 31 de julho de 2014, o acionista principal, o Banco Santander (Brasil) S.A., realizou o aumento de capital na Companhia no valor de R\$ 1.173.503. Com os recursos deste aporte, a Companhia adquiriu a 88,5% das ações de emissão da Getnet. Todas as condições referentes à aquisição foram atendidas perante os órgãos reguladores, sendo a aquisição da Getnet aprovada pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE em 3 de junho de 2014 e pelo Banco Central do Brasil - BACEN em 23 de julho de 2014. Através de Ata de Assembleia Geral Extraordinária - AGE realizada em 31 de agosto de 2014, os acionistas da Companhia aprovaram a incorporação da Getnet pela Companhia, nos termos do Instrumento Particular de Protocolo e Justificação de Incorporação da Getnet pela Companhia. ("Protocolo"), datado de 29 de agosto de 2014. Pelo Protocolo, a Companhia recebeu a totalidade dos bens, dos direitos e das obrigações da Getnet no valor líquido de R\$ 42.895, a qual foi extinta e sucedida em todos os seus direitos e obrigações ("Incorporação"). Não houve aumento de seu capital social em decorrência da aprovação da incorporação, de modo que o acervo líquido da Getnet foi registrado na Companhia em contrapartida à conta "Investimentos". Após a incorporação descrita anteriormente, o objeto social passou a ser exercido diretamente no que se refere às atividades de suporte técnico, manutenção e outros serviços em Tecnologia da Informação - TI conforme segue: (i) a prestação de serviços de desenvolvimento de estabelecimentos comerciais e de estabelecimentos prestadores de serviços para a aceitação de cartões de crédito e de débito, bem como de outros meios de pagamento ou meios eletrônicos necessários para registro e aprovação de transações não financeiras; (ii) prestação de serviços de (a) captura, transmissão e processamento de dados e informações, por meio de rede de equipamentos diversos, bem como demais serviços correlatos; (b) gestão de pagamentos e recebimentos efetuados a estabelecimentos credenciados à sua rede, e demais serviços correlatos; (c) instalação, desinstalação, monitoração, fornecimento, manutenção e a locação de equipamentos utilizados em redes de captura de transações, e demais serviços correlatos; (d) desenvolver e comercializar ou licenciar softwares; (e) Comercializar produtos ou distribuir serviços de empresas fornecedoras de informações cadastrais; (f) promover a comercialização, distribuição e intermediação de créditos pré-pagos do serviço móvel celular, telefonia fixa, bilhetagem eletrônica e outras modalidades de pré-pagos, e demais serviços correlatos; (g) prestar serviços de apoio comercial, tais como credenciamento e descredenciamento de pessoas físicas e jurídicas, pós-vendas e cobranças extrajudiciais e demais serviços correlatos; (h) prestar serviços de infraestrutura técnica, comercial e logística para os negócios relativos ao recebimento de contas de empresas concessionárias, bancos e outros documentos de arrecadação, e para os negócios relativos à viabilização de									
serviços de correspondente bancário, inclusive demais serviços correlatos, e (i) promover a comercialização e a distribuição de micro chips (smart cards) e cartões de crédito e outras modalidades; e (iii) a participação em outras sociedades como sócia, acionista ou quotista. A Getnet Adquirência e Serviços para Meios de Pagamento S.A. ("Companhia"), sociedade anônima de capital fechado, possui sede localizada na cidade de Campo Bom (RS) e mais 7 filiais comerciais nas seguintes cidades brasileiras: Campo Bom (RS); Brasília (DF); Recife (PE); Rio de Janeiro (RJ); Belém (PA); Belo Horizonte (MG); São Paulo (SP); Porto Alegre (RS).									
Pedro Carlos Araujo Coutinho Presidente					Juan Maria Canel Vice Presidente de Finanças				
Luciana Fraga Dalarosa - Contadora - CRC/RN - 070382-0-7/R/S									

