
CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A.
Eletrobras
(Companhia Aberta)
CNPJ 00.001.180/0001-26

Notas explicativas às informações financeiras do período findo em 30 de setembro de 2016
(Em milhares de Reais)

NOTA 1 - CONTEXTO OPERACIONAL

A Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras ou Companhia) é uma companhia de capital aberto, com sede em Brasília - DF - Setor Comercial Norte, Quadra 4, Bloco B, 100, sala 203 - Asa Norte, registrada na Comissão de Valores Mobiliários - CVM e na Securities and Exchange Commission - SEC, com ações negociadas nas bolsas de valores de São Paulo (BOVESPA) - Brasil, Madri (LATIBEX) - Espanha e Nova York (NYSE) - Estados Unidos da América. A Companhia é uma sociedade de economia mista controlada pela União Federal. Tem como objeto social realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas geradoras, de linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades. Tem como objeto, também, conceder financiamentos, prestar garantias, no País e no exterior, a empresas do serviço público de energia elétrica e que estejam sob seu controle acionário e em favor de entidades técnico-científicas de pesquisa; promover e apoiar a pesquisa de interesse do setor de energia elétrica, em especial ligadas às atividades de geração, transmissão e distribuição, bem como realizar estudos de aproveitamento de bacias hidrográficas para fins múltiplos; contribuir na formação do pessoal técnico necessário ao setor elétrico brasileiro, bem como na preparação de operários qualificados, mediante cursos especializados, podendo, também, conceder auxílio aos estabelecimentos de ensino do País ou bolsas de estudo no exterior e firmar convênios com entidades que colaborem na formação de pessoal técnico especializado; colaborar, técnica e administrativamente, com as empresas das quais participa acionariamente e com o Ministério de Minas e Energia.

A Companhia exerce a função de holding, gerindo investimentos em participações societárias, detendo o controle acionário direto em seis empresas de geração e/ou transmissão de energia elétrica, abaixo relacionadas:

- Furnas Centrais Elétricas S.A. - FURNAS;
- Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE;
- Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF;
- ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.;
- Eletrobras Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR; e
- Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE.

Além do controle de empresas de geração e/ou transmissão de energia elétrica, acima listadas, a Companhia detém o controle acionário direto de sete empresas distribuidoras de energia elétrica:

- Boa Vista Energia S.A. - Boa Vista;
- Companhia de Eletricidade do Acre - Eletroacre;

- Centrais Elétricas de Rondônia – Ceron;
- Companhia Energética de Alagoas – Ceal;
- Companhia Energética do Piauí – Cepisa;
- CELG Distribuição S.A. – CELG D ; e
- Amazonas Distribuidora de Energia S.A. – Amazonas D.

Em 31 de dezembro de 2015, a Companhia classificou os ativos e passivos da controlada CELG D como ativo mantido para venda, uma vez que a Companhia está comprometida com a alienação do controle acionário da referida controlada e espera que a venda esteja concluída até 31 de dezembro de 2016. Mais detalhes estão apresentados na Nota 43.

Em 22 de julho de 2016, a 165ª Assembleia Geral Extraordinária deliberou a não prorrogação das concessões das controladas distribuidoras de energia do grupo Eletrobras. Na referida Assembleia Geral Extraordinária foi deliberada a transferência do controle acionário, até 31 de dezembro de 2017, das distribuidoras de energia da Eletrobras, desde que, até a transferência da distribuidora para o novo controlador, a distribuidora receba diretamente, da União Federal ou através de tarifa, todos os recursos e remuneração necessários para operar, manter e fazer investimentos que forem relacionados aos serviços públicos da respectiva distribuidora. (Vide Nota 2)

A Companhia ainda detém o controle acionário da Eletrobras Participações S.A – Eletropar. Adicionalmente, detém participação acionária da Itaipu Binacional – Itaipu (em regime de controle conjunto nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai), da Inambari Geração de Energia S.A. e da Rouar S.A (em regime de controle conjunto com a estatal uruguaiana Usinas y Transmisiones Eléctricas de Uruguay – UTE).

Em 1º de julho de 2015, a controlada Amazonas Energia iniciou o processo de desverticalização, no qual as atividades de geração e transmissão de energia elétrica ora exercida pela Amazonas Distribuidora foram segregadas de sua atividade de distribuição. Dessa forma, constitui-se uma nova empresa no âmbito do Sistema Eletrobras, com o nome de Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. (“Amazonas GT”), controlada direta da Amazonas D. A segunda fase do processo de desverticalização, a qual encontra-se em andamento nesse momento, concluirá a operação de reorganização societária, na qual a Amazonas GT resultará numa subsidiária integral da Eletronorte.

A Companhia é controladora indireta ou participa de forma minoritária direta ou indiretamente em diversas outras sociedades nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (vide Nota 15).

A comercialização da energia gerada está baseada em dois ambientes distintos de mercado, sendo um regulado (energia destinada às concessionárias de distribuição) e outro caracterizado por contratos livremente pactuados (mercado livre). A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, estabelece diferenciação entre energias provenientes de novos empreendimentos e de empreendimentos existentes, determinando a realização de leilões distintos para cada uma destas modalidades.

A Companhia é autorizada, diretamente ou por meio de suas subsidiárias ou controladas, a associar-se, com ou sem aporte de recursos, para constituição de consórcios empresariais ou participação em sociedades, com ou sem poder de controle, no exterior, que se destinem direta ou indiretamente à exploração da produção ou transmissão ou distribuição de energia elétrica.

A Companhia é responsável, também, pela gestão de recursos setoriais, representados pela Reserva Global de Reversão - RGR, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e Conta de Consumo de Combustível - CCC. Estes fundos financiam programas do Governo Federal de universalização de acesso à energia elétrica, de eficiência na iluminação pública, de incentivos às fontes alternativas de energia elétrica, de conservação de energia elétrica e a aquisição de combustíveis fósseis utilizados nos sistemas isolados de geração de energia elétrica, cujas movimentações financeiras não afetam o resultado da Companhia (exceto pela taxa de administração em determinados Fundos).

A Companhia atua, também, como agente de comercialização de energia elétrica da Itaipu Binacional e dos agentes participantes do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.

Em 23 de junho de 2016, a Medida Provisória nº 735 estabelece que, a partir de 1º de janeiro de 2017, as atividades relacionadas à gestão e administração dos fundos setoriais RGR, CDE e CCC serão transferidos para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Com a transferência dessas atividades para a CCEE, a Eletrobras continuará a se dedicar, com mais exclusividade, aos seus negócios de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com sua visão estratégica de atuar nos mercados de energia de forma integrada, rentável e sustentável.

A Eletrobras permanece responsável pelos programas setoriais do governo federal, Luz para Todos, PROINFA e Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel.

A emissão dessas informações financeiras intermediárias foi autorizada pela Diretoria Executiva, em 9 de novembro de 2016.

NOTA 2 - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Companhia, por intermédio de empresas controladas, detém diversas concessões de serviço público de energia elétrica nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, cujo detalhamento, capacidade instalada e prazos de vencimento não se alteraram em relação à posição divulgada nas demonstrações financeiras relativas ao exercício de 2015.

O contrato de concessão nº 067/2000, das UTEs Presidente Médici (Fases A e B), São Jerônimo e Nutepe da controlada CGTEE encerrou em 07 de julho de 2015.

Conforme estabelecido no contrato de concessão e na legislação atinente ao assunto, a controlada CGTEE formalizou, no tempo devido, o interesse na renovação da concessão das usinas.

Até o presente momento não há posição final do Poder Concedente sobre a manifestação da controlada, e, portanto, até que o processo esteja encerrado, a controlada CGTEE permanece explorando estas unidades nas bases atuais da referida concessão. O Poder Concedente não manifestou estimativa de prazo para conclusão do processo.

Não há, na legislação, indicação sobre quais bases a referida concessão poderá ser renovada, não sendo possível definir impactos que afetarão a receita ou ativos da controlada CGTEE. Mesmo assim, a CGTEE mensurou possível valor de indenização, com base no Valor Novo de Reposição (VNR) e mantém registrada uma provisão que reduz a zero o saldo contábil dos

ativos das UTEs São Jerônimo, Nutepa e Presidente Médici (Fase A), refletindo expectativa de não indenização desses ativos em função da obsolescência deles.

A decisão sobre a renovação da concessão deverá ser objeto de análise pela Controlada CGTEE, após apresentação da posição do Poder Concedente.

- Distribuição de Energia

Em 15 de outubro de 2012, as distribuidoras da Eletrobras cujas concessões venceram em 2015, tiveram o direito de manifestar o interesse na prorrogação da concessão por um período adicional de 30 anos, o que fizeram no prazo estabelecido.

O Decreto nº 8.461 de 2 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.

Em 22 de julho de 2016, a 165ª Assembleia Geral Extraordinária, da Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Eletrobras, deliberou a não prorrogação das concessões das controladas Distribuidoras de Energia do grupo Eletrobras, Companhia Energética do Piauí – CEPISA; Companhia Energética de Alagoas – CEAL; Companhia de Eletricidade do Acre – ELETROACRE; Centrais Elétricas de Rondônia S.A – CERON; Boa Vista Energia S.A; e Amazonas Distribuidora de Energia S.A (denominadas em conjunto “Distribuidoras”).

Ainda na 165ª Assembleia Geral Extraordinária foi deliberada a transferência do controle acionário, até 31 de dezembro de 2017, das Distribuidoras de energia subsidiárias da Eletrobras, nos termos da Lei 12.783/2013, com a nova redação dada pela Medida Provisória 735, de 22 de junho de 2016, desde que, até a transferência da distribuidora para o novo controlador, a Distribuidora receba diretamente, da União Federal ou através de tarifa, todos os recursos e remuneração necessários para operar, manter e fazer investimentos que forem relacionados aos serviços públicos da respectiva Distribuidora, mantendo o equilíbrio econômico e financeiro da Distribuidora, sem qualquer aporte de recursos, a qualquer título, pela Eletrobras e, ainda, foi aprovado que sejam devolvidas, a qualquer tempo, a concessão das Distribuidoras e que sejam adotadas as providências de sua liquidação, nas seguintes hipóteses:

(i) A transferência de controle acionário não seja realizada até 31 de dezembro de 2017. Por se tratarem de empresas estatais federais, a transferência dos controles acionários das Distribuidoras deverá observar as regras do Plano Nacional de Desestatização (“PND”) em especial a Lei nº 9491 de 9 e setembro de 1997 competindo ao Conselho Nacional de Desestatização (“CND”) aprovar a modalidade operacional a ser aplicada a cada desestatização. A Eletrobras informa ainda que as Distribuidoras foram incluídas no Programa de Parcerias e Investimentos (“PPI”) criado pela Medida Provisória 727/2016, com vistas a facilitar a desestatização; ou

(ii) a respectiva Distribuidora deixar de receber diretamente, da União Federal ou através de tarifa, até a sua transferência para o novo controlador, todos os recursos e remuneração necessários para operar, manter e fazer investimentos que forem relacionados aos serviços públicos da respectiva Distribuidora, mantendo o equilíbrio econômico e financeiro da Distribuidora, sem qualquer aporte de recursos, a qualquer título, pela Eletrobras.

A Eletrobras também resolveu que as subsidiárias Distribuidoras que não tiveram suas concessões prorrogadas, deverão, se houver a concordância do Poder Concedente,

permanecer como responsáveis pela operação e manutenção dos serviços públicos de distribuição de suas localidades até a transferência de seus controles acionários, nos termos da Medida Provisória 735/2016, o que deverá ocorrer até 31 de dezembro de 2017.

Durante este período, conforme acima mencionado, as Distribuidoras deverão receber remuneração adequada para a prestação dos serviços de distribuição, sem qualquer aporte de recursos pela Eletrobras holding, nos termos aprovados pela 165ª Assembleia Geral Extraordinária.

Com base nas decisões emanadas da 165ª Assembleia Geral Extraordinária, a Eletrobras considerou o Pronunciamento Técnico – CPC 31 – Ativo Não Circulante Mantido para Venda, e avaliou que neste momento estes ativos não satisfazem os critérios de classificação como mantidos para venda.

A Companhia remensurou seu ativo intangível com base nas decisões emanadas da 165ª Assembleia Geral Extraordinária e nos termos da Lei 12.783/2013.

Em 3 de agosto de 2016, foram editadas as Portarias do Ministério de Minas e Energia números 420, 421, 422, 423, 424 e 425, nomeando, respectivamente, as Distribuidoras Amazonas Distribuidora de Energia S.A Companhia e Eletricidade do Acre – ELETROACRE; Centrais Elétricas e Rondônia S.A – CERON; Companhia Energética do Piauí – CEPISA ; Companhia Energética de Alagoas – CEAL; e Boa Vista Energia S.A, como responsáveis pela prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, de forma temporária, com vistas a garantir a continuidade do serviço, nos termos do artigo 9º, parágrafo primeiro, da Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2016.

Diante dessa definição as empresas de distribuição do Grupo Eletrobras procederam a rebifurcação da parcela do ativo financeiro na proporção correspondente, até 31 de dezembro de 2017, data limite para permanecer como responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos das distribuidoras.

2.1. Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica

No dia 12 de setembro de 2012, foi publicada a Medida Provisória 579/2012 (MP 579) que regulamentou a prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, outorgadas antes da publicação da Lei nº 8.987, de 1995, e alcançadas pela Lei nº 9.074 de 1995. Em 14 de setembro de 2012, foi publicado o Decreto 7.805 que regulamentou a MP 579.

De acordo com a MP 579, as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia, vencidas ou vincendas nos 60 meses subsequentes à publicação da referida MP, tinham a opção de ter o vencimento antecipado para dezembro de 2012, com prorrogação, a critério do Poder Concedente uma única vez pelo prazo de até 30 anos, entretanto, para a atividade de transmissão, a prorrogação dependeria da aceitação expressa, dentre outras, das seguintes principais condições: i) receita fixada conforme critérios estabelecidos pela ANEEL; ii) valores estabelecidos pela remuneração dos ativos; e iii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.

Através das Resoluções Normativas 589 e 596, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, para fins de remuneração, definiu os critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR) para os ativos de transmissão existentes em 31 de maio de 2000 ainda não depreciados (RBSE) e os critérios e procedimentos para cálculo da parcela dos investimentos

vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, de aproveitamentos hidrelétricos, cujas concessões foram prorrogadas ou não, nos termos da Lei nº 12.783.

- Ativos de Geração de Energia

Em 2 de outubro de 2015, a controlada Furnas apresentou também documentação comprobatória dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, das usinas hidrelétricas Corumbá, Funil, Furnas, Luiz Carlos de Barreto de Carvalho, Maribondo e Porto Colômbia, com potência total instalada de 4.617 MW, cujas concessões foram renovadas à luz da Lei 12.783/2013, para fins do processo de requerimento de remuneração complementar de geração. A documentação apresentada indica o valor de R\$ 1.311.900 como valor base para a citada remuneração complementar, sendo que o valor contábil residual dos referidos bens, em 2 de outubro de 2015, era de R\$ 995.718.

Em 11 de dezembro de 2014, a controlada Chesf apresentou à ANEEL, documentação comprobatória, dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, dos aproveitamentos hidroelétricos Xingó, Paulo Afonso I, II, III e IV, Apolônio Sales (Moxotó), Luiz Gonzaga (Itaparica), Boa Esperança, Pedra e Funil, com potência total instalada de 9.208,5 MW, cujas concessões foram renovadas à luz da Lei 12.783/2013, para fins do processo de requerimento de remuneração complementar de geração. A documentação apresentada indica o valor de R\$ 4.802.300 como valor base para a citada remuneração complementar, sendo que o valor contábil residual dos referidos bens, em 11 de dezembro de 2014, era de R\$ 487.822.

Permanecem sem homologação pelo Poder Concedente as remunerações relacionadas a certos ativos das concessões prorrogadas nos seguintes montantes:

Descritivo	30/09/2016			
	Chesf	Furnas	CGTEE	Total
Geração				
Modernizações e melhorias	487.822	995.718	-	1.483.540
Geração térmica	-	706.490	356.937	1.063.427
	487.822	1.702.208	356.937	2.546.967

Até que ocorra a homologação pelo Poder Concedente, inclusive definição sobre a forma, prazo de recebimentos e a remuneração aplicável, tais valores não sofrerão atualização monetária, sendo mantidos pelo custo histórico.

- Ativos de Transmissão de Energia

De acordo com a Resolução Normativa 589, de 10 de dezembro de 2013, as controladas abaixo apresentaram à ANEEL, seus laudos de avaliação dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000 ("Laudo de Avaliação"), para fins do processo de remuneração das instalações da denominada Rede Básica Sistema Existente – RBSE prevista no Artigo 15, §2º da Lei 12.783/13.

Laudo de Avaliação		
Companhia	Data	R\$
Eletrosul	14/07/2015	1.060.632
Chesf	06/03/2015	5.627.200
Furnas	21/05/2015	10.699.000
Eletronorte	03/09/2015	2.926.000

A ANEEL, até a data dessas informações financeiras intermediária, apresentou, através de despachos, a homologação das remunerações dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000 das controladas Eletrosul, Chesf e Furnas conforme as regras da Resolução Normativa 589, na data base 31 de dezembro de 2012, conforme abaixo:

Homologação ANEEL		
Companhia	Data	R\$
Eletrosul	14/07/2015	1.007.043
Furnas	15/12/2105	8.999.520
Chesf	03/08/2016	5.092.384
Eletronorte	18/10/2016	2.579.312

Em 20 de abril de 2016, o Ministério das Minas e Energia - MME publicou a Portaria nº 120 que regulamentou as condições de recebimento das remunerações relativas aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações da Rede Básica Sistema Existente - RBSE e demais Instalações de Transmissão - RPC, não depreciados e não amortizados, conforme parágrafo segundo do artigo 15 da Lei 12.783/2013.

Em 14 de outubro de 2016, a ANEEL submeteu à Audiência Pública nº 068/2016, a Nota Técnica nº 336/2016 de 06 de outubro de 2016 na qual estabelece os procedimentos a serem utilizados no cálculo do custo de capital a ser adicionado à Receita Anual Permitida de cada concessionária de transmissão abrangida pela Lei nº 12.783/2013, em consonância com a Portaria MME nº 120/2016.

Além disso, em 18 de outubro de 2016, a Diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), através do Despacho nº 2.781/2016, homologou o valor de R\$ 2.579.312, na data base de 31 de dezembro de 2012, correspondente à parcela dos ativos de transmissão de energia elétrica ainda não depreciados e não amortizados, das instalações da denominada Rede Básica Sistema Existente - RBSE, em 31 de maio de 2000, da controlada Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A - ("Eletronorte"), conforme previsto no artigo 15, parágrafo 2º, da Lei nº 12.783/2013.

São abrangidos pela Portaria nº 120 os ativos reversíveis que não estavam depreciados até 31 de dezembro de 2012, quando essas empresas tiveram antecipados os vencimentos de contratos de concessão, nos termos da Lei nº 12.783/13 (de conversão da MP 579/12).

A remuneração desses ativos se dará pela seguinte forma:

- (i) pelo custo do capital correspondente aos ativos, composto por remuneração e depreciação acrescidos dos devidos tributos a partir do processo tarifário de 2017; sendo que a remuneração será dada através do Custo Médio Ponderado de Capital e

a depreciação será paga em função da vida útil de cada ativo incorporado a Base de Remuneração Regulatória;

- (ii) o custo de capital não incorporado desde as prorrogações das concessões até o processo tarifário será atualizado e remunerado pelo custo de capital próprio;

A partir do processo tarifário de 2017 o custo de capital será remunerado pelo Custo Médio Ponderado de Capital pelo prazo de oito anos.

- (iii) para as empresas que ainda não tiveram os valores homologados foi considerado como melhor estimativa da Administração o laudo de fiscalização emitido pela ANEEL.

A referida Portaria cita que os valores devidos vão compor a base de remuneração regulatória das empresas, ou seja, serão repassados às tarifas de energia dos consumidores e que isso será iniciado a partir do processo tarifário de 2017. Além de remunerar os ativos, a Portaria também estabelece que o custo de capital incorrido pelas empresas possa ser incluído nos referidos valores.

Em 30 de setembro de 2016, a estimativa dos valores atualizados dos gastos relacionados a investimentos, ampliações e/ou melhorias em certos ativos das concessões prorrogadas, conforme demonstrado a seguir:

Transmissão	30/09/2016				
	Chesf	Eletronorte	Eletrosul	Fumas	Total
Rede básica - RBSE - Saldo histórico	1.187.029	1.732.910	513.455	4.530.060	7.963.454
Atualização - IPCA e remuneração	9.000.488	3.407.142	1.525.349	13.376.708	27.309.687
Valor total do ativo Financeiro atualizado	10.187.517	5.140.052	2.038.804	17.906.768	35.273.141
Efeito Resultado - 01/01/2016 a 30/09/2016					
Receita operacional	9.000.488	3.407.142	1.525.349	13.376.708	27.309.687
Provisão de IRPJ/CSLL	(3.060.166)	(1.158.428)	(518.619)	(4.548.081)	(9.285.294)
Efeito líquido	5.940.322	2.248.714	1.006.730	8.828.627	18.024.393
Efeito Resultado - 01/07/2016 a 30/09/2016					
Receita operacional	382.473	372.580	77.999	666.413	1.499.465
Provisão de IRPJ/CSLL	(130.041)	(126.677)	(26.520)	(226.580)	(509.818)
Efeito líquido	252.432	245.903	51.479	439.833	989.647

A contabilização em referência foi realizada com base nas premissas acima definidas, considerando a interpretação no que se refere à Portaria MME 120/2016, visando refletir nessas informações financeiras intermediárias a mais adequada situação patrimonial e de resultado. Entretanto, em decorrência de eventual regulamentação ou ato, em sentido diferente, que porventura venha a ser praticado pela ANEEL, inclusive no âmbito do processo tarifário de 2017 quando será iniciado o pagamento dos referidos créditos, os valores contabilizados serão revistos e ajustados, com efeitos positivos ou negativos refletidos prospectivamente, com impacto no resultado do período em que tais fatos aconteçam.

NOTA 3 – PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas informações financeiras intermediárias são as mesmas adotadas nas demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2015. Essas políticas vêm sendo aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados, salvo disposição em contrário.

Essas informações financeiras intermediárias devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2015.

3.1. Base de preparação

A preparação de informações financeiras intermediárias requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e, também, o exercício de julgamento por parte da administração da Companhia, no processo de aplicação das políticas contábeis do Sistema Eletrobras. Aquelas transações, divulgações ou saldos que requerem maior nível de julgamento, que possuem maior complexidade e para as quais premissas e estimativas são significativas, estão divulgadas na Nota 4.

As informações financeiras intermediárias foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos e alguns ativos vinculados a concessões que foram mensurados pelo valor novo de reposição – VNR (geradoras e transmissoras) ou pela Base de Remuneração Regulatória – BRR (distribuidoras). O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas na data das transações.

Essas informações financeiras intermediárias são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia e de suas controladas, coligadas e controladas em conjunto. Todas as informações financeiras apresentadas em Real foram arredondadas para milhares, exceto quando indicado de outra forma.

3.1.1 - Informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas

As informações financeiras intermediárias da Companhia compreendem as informações financeiras intermediárias individuais da controladora, identificadas como Controladora, e as informações financeiras intermediárias consolidadas, identificadas como Consolidado, preparadas de acordo com o CPC 21 (R1) Demonstração Intermediária e a IAS 34 Interim Financial Reporting, aplicáveis à elaboração de Informações financeiras intermediárias - ITR. As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas nos Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

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

Nas informações financeiras intermediárias individuais, as controladas são contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial.

Como não existe diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da controladora, constantes nas informações financeiras intermediárias consolidadas e o patrimônio líquido e resultado da controladora, constantes nas informações financeiras intermediárias individuais a Companhia optou por apresentar essas informações financeiras intermediárias individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

Essas informações financeiras intermediárias consolidadas incluem informações da Eletrobras e das seguintes controladas:

<u>Controladas</u>	30/09/2016		31/12/2015	
	Participação		Participação	
	<u>Direta</u>	<u>Indireta</u>	<u>Direta</u>	<u>Indireta</u>
Amazonas Energia	100%	-	100%	-
Boa Vista Energia	100%	-	100%	-
Ceal	100%	-	100%	-
CELG- D (1)	51%	-	51%	-
Cepisa	100%	-	100%	-
Ceron	100%	-	100%	-
CGTEE	100%	-	100%	-
Chesf	100%	-	100%	-
Eletroacre	97%	-	94%	-
Eletronorte	99%	-	99%	-
Eletronuclear	100%	-	100%	-
Eletropar	84%	-	84%	-
Eletrosul	100%	-	100%	-
Furnas	100%	-	100%	-
Chuí IX	-	99,99%	-	99,99%
Coxilha Seca	-	99,99%	-	99,99%
Paraíso	-	100%	-	-
Hermenegildo I	-	99,99%	-	99,99%
Hermenegildo II	-	99,99%	-	99,99%
Hermenegildo III	-	99,99%	-	99,99%
Linha Verde Transmissora (2)	-	-	-	100%
Uirapuru	-	75%	-	75%
Energia dos Ventos V	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos VI	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos VII	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos VIII	-	99,99%	-	99,99%
Energia dos Ventos IX	-	99,99%	-	99,99%
Extremoz Transmissora do Nordeste S/A	-	100%	-	100%
Transenergia Goiás S.A	-	98,73%	-	98,35%
Complexo Eólico Pindaí I				
Acauã Energia S.A.	-	99,93%	-	99,93%
Angical 2 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Arapapá Energia S.A.	-	99,90%	-	99,90%
Caititu 2 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Caititu 3 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Carcará Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Corrupião 3 Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Teiú 2 Energia S.A.	-	99,95%	-	99,95%
Complexo Eólico Pindaí II				
Coqueirinho 2 Energia S.A.	-	99,98%	-	99,98%
Papagaio Energia S.A.	-	99,96%	-	99,96%
Complexo Eólico Pindaí III				
Tamanduá Mirim 2 Energia S/A	-	83,01%	-	83,01%

(1) Controlada classificada como ativo não circulante mantido para venda (Vide Nota 43)

(2) Empresa incorporada (Vide Nota 3.1.3)

3.1.2 – Mudanças nas políticas contábeis e divulgações

Além das principais políticas contábeis aplicadas na preparação adotadas nas demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2015, existem normas e interpretações já emitidas e ainda não adotadas que não estão divulgadas nas demonstrações financeiras supracitadas, conforme apresentado abaixo:

Aplicável em ou a partir de 1º de janeiro de 2017:

Alteração ao IAS 12 /CPC 32 – Reconhecimento de ativos fiscais diferidos para perdas não realizadas.

Iniciativa de Divulgação (Alterações ao IAS 7 / CPC 3) – Altera o IAS 7 Demonstração dos Fluxos de Caixa para esclarecer que as entidades devem fornecer divulgações que permitam aos usuários das demonstrações financeiras avaliarem as alterações em passivos provenientes de atividades de financiamento.

3.1.3 – Incorporação de Subsidiárias

Em 26 de agosto de 2016, os acionistas da controlada Eletronorte aprovaram, em Assembleia Geral Extraordinária, a incorporação da Linha Verde Transmissora de Energia S.A. (LVTE), sociedade de propósito específico controlada da Companhia, visando simplificar a estrutura legal e reduzir os custos administrativos, operacionais e fiscais, e com objetivo de maximizar a sua eficiência. Como resultado desta incorporação, a LVTE foi extinta de pleno direito e a Eletronorte tornou-se sua sucessora.

NOTA 4 – ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS

Na aplicação das políticas contábeis, a Administração da Companhia deve fazer julgamentos e elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações nas notas explicativas, na data base das informações financeiras intermediárias, para os quais não são facilmente obtidos através de outras fontes. As estimativas e as respectivas premissas estão baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. As estimativas e premissas subjacentes são revisadas continuamente. Os efeitos decorrentes das revisões feitas às estimativas contábeis são reconhecidos no período em que as estimativas são revistas, se a revisão afetar apenas este período, ou também em períodos posteriores se a revisão afetar tanto o período presente como períodos futuros.

Ainda que estas estimativas e premissas sejam permanentemente monitoradas e revistas pela Administração da Companhia e de suas controladas, a materialização sobre o valor contábil de receitas, despesas, ativos e passivos é inerentemente incerta, por decorrer do uso de julgamento. Como consequência, a Companhia pode sofrer efeitos em decorrência de imprecisão nestas estimativas e julgamentos que sejam substanciais em períodos futuros, que podem ter efeito material adverso na sua condição financeira, no resultado de suas atividades e/ou nos seus fluxos de caixa.

As principais premissas das estimativas contábeis avaliadas como as mais críticas pela Administração da Companhia e de suas controladas, são as mesmas divulgadas na nota 4 nas demonstrações financeiras anuais de 31 de dezembro de 2015, exceto pelos itens abaixo a respeito do futuro e outras principais origens da incerteza utilizadas que podem levar a ajustes significativos nos valores contábeis dos ativos e passivos nos próximos períodos.

4.1 Riscos relacionados à conformidade com leis e regulamentos

4.1.1 Lava Jato

Riscos relacionados ao cumprimento ("*compliance*") de leis e regulamentos

Em 2009, as autoridades federais brasileiras inicialmente focaram a investigação da "Operação Lava Jato" em organizações criminosas envolvidas em lavagem de dinheiro. A Lava Jato compreende inúmeras investigações de várias práticas criminosas com foco em crimes cometidos por indivíduos e organizações no Brasil. Desde 2014, o Ministério Público Federal dirigiu parte das investigações para irregularidades envolvendo empreiteiros e fornecedores de empresas estatais e revelaram um grande esquema de pagamento que envolveu diversos participantes.

Embora nenhuma acusação tenha sido movida diretamente contra a Eletrobras no âmbito da "Operação Lava Jato", o Ministério Público Federal tem conduzido investigações sobre irregularidades envolvendo alguns funcionários, empreiteiros e fornecedores da Eletrobras, bem como certos empreiteiros e fornecedores de sociedades de propósito específico ("SPEs") nas quais a Eletrobras detém participações acionárias minoritárias, envolvidas na construção de usinas de geração de energia elétrica.

Em resposta às alegações de possíveis atividades ilegais em 2015, relativas a empresas que prestam serviços para a subsidiária da Eletrobras, a Eletrobras Termonuclear S.A. - Eletronuclear ("Eletronuclear") (especificamente, a usina de energia nuclear "Angra 3") e para determinadas SPEs, o Conselho de Administração da Eletrobras contratou o escritório de advocacia Hogan Lovells US LLP para realizar uma investigação interna independente com o propósito de avaliar a eventual existência de irregularidades, incluindo violações ao *U.S. Foreign Corruption Practice Act* (FCPA), à Lei Brasileira Anticorrupção e ao Código de Ética da Eletrobras (a "Investigação Independente").

A Investigação Independente é supervisionada por uma comissão que foi criada, em 31 de julho de 2015, pelo Conselho de Administração da Eletrobras. Esta comissão é composta pela Dra. Ellen Gracie Northfleet, Ministra aposentada do Supremo Tribunal Federal, pelo Sr. Durval José Soledade Santos, ex-Diretor da Comissão de Valores Mobiliários, e pelo Sr. Manoel Jeremias Leite Caldas, representantes dos acionistas minoritários (a "Comissão Independente").

A Eletrobras, o Hogan Lovells e a Comissão Independente têm acompanhado de perto as investigações oficiais e cooperado com as autoridades brasileiras e americanas, incluindo a Justiça Federal, o Ministério Público Federal ("MPF"), a Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), o Conselho Administrativo de Defesa Econômica ("CADE"), o *United States Department of Justice* ("DOJ") e a *United States Securities & Exchange Commission* ("SEC"), entre outros, e têm atendido às solicitações de informações e documentos por parte dessas autoridades.

Em 29 de abril de 2015, a Polícia Federal iniciou a fase "Operação Radioatividade" da "Operação Lava Jato", que resultou na prisão de um ex-diretor de nossa subsidiária Eletronuclear. Esse ex-diretor foi condenado a 43 anos de prisão pelo juiz da 7ª Vara Criminal Federal, por corrupção passiva, lavagem de dinheiro, obstrução de justiça, evasão fiscal e participação em organização criminosa. Em 6 de julho de 2016, a Polícia Federal iniciou a "Operação Pripyat", e cumpriu mandados de prisão, expedidos pelo juiz da 7ª Vara Federal da Comarca do Rio de Janeiro, contra ex-diretores e diretores suspensos da Eletronuclear, bem como contra outras partes. A Eletrobras cooperou e participou da acusação contra os réus nesse processo criminal. A Eletrobras tem a intenção de, no futuro, requerer reparação civil pelos danos sofridos.

Desde o início da investigação, a Eletrobras substituiu todo o seu Conselho de Administração, contratou um novo CEO e uma Diretora de *Compliance*, e criou um Departamento de *Compliance* independente para ajudar a coordenar as atividades de *compliance* de todas as subsidiárias. A Diretora de *Compliance* e sua equipe coordenam semanalmente o trabalho juntamente com os gestores de *compliance* de cada subsidiária.

Além disso, a Eletrobras revisou determinados contratos em que as investigações identificaram possíveis irregularidades e, quando aplicável, suspendeu tais contratos. A Eletrobras tomou medidas administrativas relacionadas aos empregados e diretores envolvidos nas situações identificadas pela investigação, incluindo a suspensão e desligamento do contrato de trabalho.

A Investigação Independente completou a investigação que tinha como objetivo identificar distorções nas demonstrações financeiras consolidadas da Eletrobras. A Investigação Independente ainda possui procedimentos adicionais a serem executados com foco em questões de *compliance* interno. De acordo com o atual conhecimento da Eletrobras, não se espera que esses procedimentos tragam informações relevantes adicionais que possam gerar impactos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas da Eletrobras nos períodos futuros.

Contudo, as investigações da "Operação Lava Jato" ainda não foram concluídas e o Ministério Público Federal poderá levar tempo considerável para concluir todos os seus procedimentos. Dessa forma, novas informações relevantes podem ser reveladas no futuro, o que poderá levar a Eletrobras a reconhecer ajustes adicionais nas suas demonstrações financeiras consolidadas.

a) Resumo das conclusões da Investigação Independente

Os relatórios finais da Investigação Independente incluem certas descobertas com seus respectivos impactos, qualitativos e quantitativos, nas demonstrações financeiras (divulgações e/ou contabilização), em alguns, mas não todos, os projetos de geração de energia que estão incluídos no âmbito da investigação. Os relatórios da Investigação Independente reportam determinados superfaturamentos relacionados à propina e licitações fraudulentas (uma forma de fraude em que um contrato comercial é prometido a uma única parte, embora muitas outras partes também apresentem proposta na licitação. Essa prática é ilegal na maioria dos países), considerados ilegais no âmbito de alguns contratos, os quais foram celebrados, desde 2008, com certos empreiteiros e fornecedores dos projetos afetados. A extensão dos impactos estimados de propina é de 1% a 6% do valor do contrato e ainda determinados montantes fixos, enquanto o impacto estimado das licitações fraudulentas é de 10% dos pagamentos relativos a um contrato específico (R\$ 16 milhões). Os impactos da Investigação Independente sobre as demonstrações financeiras são apresentados abaixo no item "Impactos nas Demonstrações Financeiras".

A Investigação Independente inclui descobertas relacionadas a licitações fraudulentas e propinas que teriam sido pagas por certos empreiteiros e fornecedores contratados por subsidiárias da Eletrobras, bem como certos empreiteiros e fornecedores de algumas das SPEs não controladas pela Eletrobras.

A Investigação Independente inclui resultados relacionados a propinas que teriam sido recebidas por determinados ex-funcionários ou funcionários de subsidiárias e SPEs não controladas pela Eletrobras.

A Investigação Independente descobriu propinas utilizadas para financiar pagamentos indevidos a partidos políticos, funcionários eleitos ou outros funcionários públicos, funcionários de empreiteiros, ex-funcionários de subsidiárias e SPEs da Eletrobras e outros indivíduos envolvidos em licitações fraudulentas. A maior parte dos pagamentos supostamente indevidos foi feita pelos empreiteiros e fornecedores e por intermediários que agiam em nome desses empreiteiros e fornecedores.

Adicionalmente, os relatórios finais da Investigação Independente contêm, separadamente, descobertas relacionadas com o possível superfaturamento em alguns projetos de geração de energia que estão incluídos no âmbito dessa investigação. Como a Investigação Independente não concluiu que tais possíveis superfaturamentos sejam decorrentes de atos ilícitos, a Administração da Eletrobras não entende que esse possível superfaturamento impactaria suas demonstrações financeiras consolidadas.

b) Impactos nas demonstrações financeiras

Para determinar os ajustes ou divulgações nas demonstrações financeiras consolidadas da Eletrobras decorrentes da investigação, a Administração levou em consideração as conclusões alcançadas e as descobertas identificadas em cada um dos relatórios finais de investigação que foram aprovados pela Comissão Independente, pelo Conselho de Administração, pelo Conselho Fiscal e pela Diretoria Executiva, sendo esses os órgãos responsáveis pela governança da Eletrobras.

A Eletrobras concluiu que, de acordo com o CPC 27/IAS 16 – Ativo Imobilizado, os montantes atribuídos ao superfaturamento devido a propina e/ou licitações fraudulentas, consideradas de natureza ilícita, não deveriam ter sido considerados como parte do custo de seus ativos imobilizados ou no imobilizado das SPEs não controladas pela Eletrobras. Esses montantes capitalizados como parte do preço do contrato não são custos atribuíveis ao transporte do ativo para o seu local, nem à condição necessária para que tal ativo possa operar de acordo com a forma pretendida pela Administração.

Entretanto, a Eletrobras não foi capaz de identificar cada um dos períodos anteriores em que os ajustes deveriam ter sido registrados em suas demonstrações financeiras consolidadas, em virtude do seguinte:

- As informações disponibilizadas à Eletrobras pela Investigação Independente, ou de outra forma disponíveis para a Eletrobras, identificam os empreiteiros e fornecedores envolvidos no esquema de sobre preço e um período em que este esteve em vigor, e indicam alguns contratos afetados, mas não especificam pagamentos contratuais individuais que incluem sobre preço ou os períodos reportados em que os sobre preços possam ter ocorrido (os relatórios e conclusões da investigação concluíram que não era possível determinar ou estimar os períodos específicos dos montantes de sobre preços ocorridos);

- Como a maior parte desses alegados sobre preços foram feitos por empreiteiros e fornecedores externos, não podemos identificar os valores e períodos exatos que a Eletrobras pode ter realizado pagamentos em excesso. A informação para determinar o valor que a Eletrobras potencialmente foi cobrada a mais por esses empreiteiros e fornecedores não está contida nos registros contábeis da Eletrobras ou em seus sistemas de controle interno. Além disso, a informação utilizada nesta investigação é limitada à informação interna da Eletrobras e de suas subsidiárias e SPEs não controladas pela Eletrobras e não permitem a determinação dos valores de tais pagamentos em excesso que foram realizados em períodos anteriores e uma base definindo cada um dos períodos;
- Como os supostos pagamentos indevidos são de natureza ilícita, mesmo que os depoimentos disponíveis para a equipe de investigação tenham revelado algumas informações que permitiram a estimativa total ser feita, eles não forneceram informações suficientes para determinar se esses pagamentos em excesso foram realizados em períodos anteriores e não se espera que os registros específicos destas atividades estejam disponíveis;
- A Investigação em curso por parte das autoridades brasileiras é focada em determinar o envolvimento dos indivíduos sob investigação com atos ilegais, e não na obtenção de informação quantitativa sobre cada um dos períodos anteriores. Além disso, a legislação brasileira não permite o acesso irrestrito aos registros internos e documentos de fornecedores em processos civis e, portanto, não esperamos obter informações com respeito a períodos anteriores.

Conforme discutido anteriormente, não há informações suficientes que permitam à Companhia determinar os períodos específicos em que ocorreram pagamentos em excesso, assim, a Companhia entende que, após ter envidado todos os esforços razoáveis, é impraticável determinar os efeitos por período específico anteriores relativos aos pagamentos ilegais em suas demonstrações financeiras consolidadas, portanto o ajuste para os pagamentos indevidos incorretamente capitalizados foi reconhecido em setembro 2016. A Companhia entende que essa abordagem é a mais apropriada de acordo com as exigências dos CPCs/IFRS.

Não obstante, a Companhia avaliou a relevância do impacto do esquema de pagamentos indevidos em períodos anteriores apresentados em suas demonstrações financeiras para fins de comparação, por meio de uma metodologia que estimou em uma base *pro rata* por contrato, a alocação de pagamentos capitalizados desde 2008. O exercício de alocação indicou que o ajuste dos pagamentos indevidos que foi capitalizado de forma inapropriada não teria sido relevante para qualquer dos períodos anteriores apresentados para fins comparativos.

A Eletrobras também não recuperou e não é capaz de estimar quaisquer valores recuperáveis potencialmente pagos indevidamente nesse período. Quaisquer valores recuperados em última análise seriam registrados quando recebidos ou quando sua realização for praticamente certa.

Assim, conforme permitido pelo CPC 23/IAS 8 – Políticas Contábeis, Mudanças de Estimativas e Erros, a Companhia registrou como despesa em suas demonstrações financeiras consolidadas em setembro de 2016 os valores cumulativos estimados de pagamentos ilegais realizados em todos os períodos anteriores.

A Companhia não identificou quaisquer contratos após 31 de dezembro de 2015 que possam ter sido afetados pelo esquema de sobre preço.

Portanto, nessas informações financeiras intermediárias em 30 de setembro de 2016, a Eletrobras registrou como baixa de custos capitalizados no ativo imobilizado o total de R\$ 211.123 representando valores estimados que as subsidiárias da Eletrobras pagaram indevidamente em períodos anteriores, e, adicionalmente também foi baixado do ativo imobilizado um valor de R\$ 143.957 para os quais haviam perdas por *impairment* registradas anteriormente, ocasionando a reversão parcial de provisão de *impairment* registrada. Da mesma maneira, a Eletrobras reconheceu uma perda de R\$ 91.464 em seus resultados de investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial relacionado a certa investida (SPE não controlada pela Eletrobras). Os valores incluíram os resultados dos relatórios finais da investigação independente do Hogan Lovells e os custos de empréstimo correspondentes e outros encargos capitalizados.

O resumo desses ajustes cumulativos ao balanço patrimonial individual e consolidado e a demonstração do resultado do período findo em 30 de setembro de 2016 é o seguinte:

Achados da Investigação		<u>30/09/2016</u>
Angra 3		(141.313)
Mauá 3		(67.166)
Simplicio		<u>(2.644)</u>
		<u>(211.123)</u>
	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
	<u>30/09/2016</u>	<u>30/09/2016</u>
Balanço Patrimonial		
Ativo Imobilizado		
Custos	-	(211.123)
Provisão de <i>Impairment</i>	-	143.957
Investimentos pelo Método de Equivalência	<u>(91.464)</u>	<u>(91.464)</u>
Ativo Não Circulante	<u>(91.464)</u>	<u>(158.630)</u>
Provisão para passivo a descoberto	<u>(67.166)</u>	-
Passivo Não Circulante	<u>(67.166)</u>	-
	<u>Controladora</u>	<u>Consolidado</u>
	<u>30/09/2016</u>	<u>30/09/2016</u>
Demonstração de resultado do período		
Achados da Investigação	-	(211.123)
Provisão de <i>impairment</i> (Provisões Operacionais)	-	143.957
Provisão para passivo a descoberto (Provisões Operacionais)	(67.166)	-
Resultados de investimentos pelo método de equivalência	<u>(91.464)</u>	<u>(91.464)</u>
	<u>(158.630)</u>	<u>(158.630)</u>

Nos termos da legislação do imposto de renda brasileiro, valores relativos a atos ilícitos não são dedutíveis e, por conseguinte, o ajuste não tem qualquer impacto no imposto de renda. Além disso, como as descobertas da Investigação Independente referem-se a ativos em construção, não há impacto nas despesas com depreciação.

Conforme mencionado no "Resumo das conclusões da Investigação Independente" acima, a Companhia não reconhece em suas demonstrações financeiras quaisquer efeitos do potencial superfaturamento além daqueles estimados em relação a propina e licitação fraudulenta consideradas de natureza ilícita, uma vez que a Investigação Independente não concluiu que tal potencial superfaturamento está ligado a atividade ilícita.

A Eletrobras não recuperou e não pode estimar neste momento os valores recuperáveis que foram potencialmente pagos em excesso. Uma vez que, e se quaisquer valores atribuíveis a propina, licitação fraudulenta ou qualquer outro tipo de superfaturamento se tornem recuperáveis, seu recebimento for praticamente certo ou se forem de fato recebidos, serão então reconhecidos em nossas demonstrações financeiras.

A Eletrobras tomou medidas razoáveis para investigar as alegações relativas à Operação Lava Jato e pretende tomar as medidas civis e criminais cabíveis.

c) Processos judiciais envolvendo a Empresa – *Class Action*

Em 22 de julho de 2015 e 15 de agosto de 2015, duas reclamações de ação de classe de títulos putativos foram protocoladas contra a Eletrobras e alguns de nossos empregados no Tribunal Distrital dos Estados Unidos, no Distrito Sul de Nova York (SDNY). Em 2 de outubro de 2015, essas ações foram consolidadas e o Tribunal nomeou como requerentes principais, Dominique Lavoie e a Cidade de Providence. Os requerentes protocolaram uma reclamação aditada consolidada em 8 de dezembro de 2015, alegadamente em nome de investidores que compraram nossos títulos de negociação norte-americanos entre 17 de agosto de 2010 a 24 de junho de 2015, e protocolaram uma segunda reclamação aditada em 26 de fevereiro de 2016.

A segunda reclamação aditada alega, dentre outras coisas, que a Eletrobras e os réus individuais sabiam ou deveriam saber sobre a alegada fraude cometida contra a Companhia por um cartel de empreiteiras, bem como subornos e propinas alegadamente solicitados e recebidos pelos empregados da Eletrobras; que a Eletrobras e os réus individuais apresentaram declarações errôneas e omissões em relação à fraude alegada; e que o preço das ações da Eletrobras declinou quando a alegada fraude foi divulgada.

Os requerentes não especificaram um valor de indenização que estão buscando, tal valor, quando especificado, pode ser relevante para a Eletrobras. Em 15 de abril de 2016, a Eletrobras apresentou um pedido de extinção da segunda reclamação aditada, que foi plenamente abreviado e então apresentado ao Tribunal em 17 de junho de 2016. O pedido permanece em análise pelo Tribunal; foram solicitados argumentos verbais mas ainda não foram agendados. A Eletrobras pretende se defender vigorosamente contra as alegações feitas na ação.

Administração da Eletrobras acredita que as reclamações, em si, não criam uma obrigação presente para a Eletrobras em conformidade com o CPC 25/IAS 37 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes (*Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets*). Como o litígio ainda está em estágio inicial, o processo de descobertas ainda não começou, e o resultado do litígio está sujeito a uma incerteza considerável, não sendo possível, nesta fase, para a Administração da Eletrobras estimar com confiabilidade a perda potencial ou a um intervalo de perda, se houver, que pode resultar da resolução final desses processos judiciais. Portanto, nenhuma provisão foi reconhecida nas informações financeiras intermediárias consolidadas da Eletrobras. O resultado final desses processos judiciais poderá ter um efeito adverso relevante nas demonstrações financeiras da Eletrobras, nos resultados das operações e nos seus fluxos de caixa futuros.

Arquivamento Formulário 20-F

Após a conclusão dos trabalhos de investigação, conduzidos pelo Hogan Lovells, no dia 11 de outubro de 2016 foi realizado o arquivamento do Formulário 20-F, com os devidos ajustes de

contabilização referentes à investigação da operação "Lava Jato", na Bolsa de Valores de Nova York ("NYSE"), tanto para o exercício social findo em 31 de dezembro de 2014 como para 31 de dezembro de 2015.

No entanto, o cronograma da investigação em referência foi fortemente impactado por dificuldades enfrentadas na investigação de determinadas Sociedades de Propósito Específico nas quais a Eletrobras detém participação acionária minoritária devido as limitações decorrentes da legislação societária brasileira, assim como, a dificuldade de acesso a depoimentos e delações premiadas, mantidas sob sigilo, no âmbito da operação "Lava Jato". Por não ter ocorrido o arquivamento tempestivo do formulário 20F de 2014 da Eletrobras, a NYSE suspendeu em 18 de maio de 2016 a autorização para a negociação dos American Deposit Shares ("ADS") emitidos pela Companhia junto à NYSE (ticker EBR e EBR-B), enquanto estava em curso o processo de deslistagem. Durante o período de suspensão, os ADS estavam sendo negociados no mercado Over the Counter ("OTC"), com os tickers EBRBY e EBRYY.

Essa suspensão foi revogada no dia do arquivamento do formulário, quando a Bolsa de Valores de Nova York ("NYSE"), confirmou que os ADS - American Depositary Share da Companhia voltariam a ser negociados junto aquela Bolsa de Valores. Em 13 de outubro de 2016 os ADS voltaram a ser negociados na Bolsa de Valores de Nova York ("NYSE"). Além disso, a NYSE confirmou que o processo de deslistagem da Companhia foi cancelado.

NOTA 5 – CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E CAIXA RESTRITO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015	30/09/2016	31/12/2015
I - Caixa e Equivalentes de Caixa:				
Caixa e Bancos	5.551	343.613	210.315	656.505
Aplicações Financeiras	297.435	348.106	573.443	737.468
	<u>302.986</u>	<u>691.719</u>	<u>783.758</u>	<u>1.393.973</u>
II - Caixa Restrito:				
Recursos da CCC	396.440	346.874	396.440	346.874
Comercialização - Itaipu	544.848	47.082	544.848	47.082
Comercialização - PROINFA	884.662	232.785	884.662	232.785
Recursos da RGR	30.676	20.692	30.676	20.692
	<u>1.856.626</u>	<u>647.433</u>	<u>1.856.626</u>	<u>647.433</u>
	<u>2.159.612</u>	<u>1.339.152</u>	<u>2.640.384</u>	<u>2.041.406</u>

As disponibilidades financeiras são mantidas no Banco do Brasil S.A., nos termos da legislação específica para as Sociedades de Economia Mista sob controle do Governo Federal, emanada do Decreto-Lei 1.290, de 03 de dezembro de 1973, com as alterações decorrentes da Resolução 4.034, de 30 de novembro de 2011, do Banco Central do Brasil, que estabeleceu novos mecanismos para as aplicações das empresas integrantes da Administração Federal Indireta.

As aplicações financeiras, de liquidez imediata, encontram-se em fundos de investimento financeiro - extramercado, que têm como meta a rentabilidade em função da taxa referencial média do Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC.

Os saldos considerados como equivalentes de caixa são aplicações financeiras de curto prazo, de liquidez imediata, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa, sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor e mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e são aquelas cujos recursos são destinados ao atendimento da gestão de caixa da Companhia.

Caixa restrito – São os recursos arrecadados pelos respectivos fundos que são utilizados exclusivamente para atender às disposições regulamentares dos mesmos, não estando disponíveis para a Companhia. A variação deste saldo deve-se, principalmente, à comercialização de energia elétrica de Proinfa. Para mais informações, ver nota 7 (a).

NOTA 6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Por meio da Resolução nº 3.284 do Banco Central do Brasil, de 25 de maio de 2005, foi estabelecido que as aplicações das disponibilidades oriundas de receitas próprias das empresas públicas e das sociedades de economia mista, integrantes da Administração Federal Indireta, somente podem ser efetuadas em fundos de investimento extramercado administrados pela Caixa Econômica Federal e pelo Banco do Brasil S.A, logo a Companhia e suas controladas aplicam seus recursos nos Fundos extramercados lastreados em títulos públicos substancialmente de vencimento de longo prazo, cuja utilização contempla tanto o programa de investimento corporativo no curto prazo e, ainda, a manutenção do caixa operacional da Companhia.

Em relação às partes beneficiárias, é feito o ajuste a valor presente. Os certificados de investimentos decorrentes de incentivos fiscais do Fundo de Investimento do Nordeste - FINOR e do Fundo de Investimentos da Amazônia - FINAM, estão ajustados por provisões para perdas na sua realização e, portanto, apresentados líquidos.

O detalhamento dos títulos e valores mobiliários se dá como se segue:

CONTROLADORA					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	30/09/2016	31/12/2015
LFT	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	48.878	-
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	3.228.812	2.740.281
LTN	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	23.065	214.210
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	22.982	275.094
NTN- B	CEF	Após 90 dias	IPCA	15.778	-
NTN- F	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	16.952	-
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	1.010.619	188.273
Op. Compromissadas	CEF	-	-	-	36.668
TOTAL CIRCULANTE				4.367.086	3.454.526
NÃO CIRCULANTE					
Titulos	30/09/2016	31/12/2015			
FINOR/FINAM	649	916			
PARTES BENEFICIÁRIAS	201.583	190.847			
TOTAL NÃO CIRCULANTE	202.232	191.763			

CONSOLIDADO					
CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	30/09/2016	31/12/2015
LFT	Banco do Brasil	Após 90 dias	SELIC	48.878	195.368
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	4.323.814	4.691.729
LTN	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	23.065	214.210
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	23.012	467.735
NTN- B	CEF	Após 90 dias	IPCA	15.777	-
NTN- F	CEF	Após 90 dias	Pre-fixado	16.952	-
NTN- F	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	1.113.280	191.693
Op. Compromissadas	CEF	-	-	202.948	1.082.039
Op. Compromissadas	Banco do Brasil	-	-	2.811	-
TOTAL CIRCULANTE				5.770.537	6.842.774

NÃO CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	30/09/2016	31/12/2015
LTN	Banco do Brasil	Após 90 dias	Pre-fixado	42	-
NTN- B	Banco do Brasil	Após 90 dias	IPCA	257	405
FINOR/FINAM	-	-	-	649	916
PARTES BENEFICIÁRIAS	-	-	-	201.583	190.847
OUTROS	-	-	-	1.624	2.822
TOTAL NÃO CIRCULANTE				204.155	194.990

6.1 - PARTES BENEFICIÁRIAS - Títulos adquiridos em decorrência da reestruturação do investimento da Companhia na controlada INVESTCO S.A. Estes ativos garantem rendimentos anuais equivalentes a 10% do lucro das empresas citadas abaixo, pagos juntamente com os dividendos, e serão resgatados no vencimento previsto para outubro de 2032, mediante sua conversão em ações preferenciais do capital social das referidas empresas, conforme a seguir demonstrado:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015
Lajeado Energia	451.375	451.375
Paulista Lajeado	49.975	49.975
Ceb Lajeado	151.225	151.225
Valor de face	652.575	652.575
Ajuste a valor presente	(450.992)	(461.728)
Valor presente	201.583	190.847

NOTA 7 – CLIENTES

CONSOLIDADO

CIRCULANTE	30/09/2016					31/12/2015
	A vencer	Vencidos até 90 dias	+ de 90 dias	Créditos Renegociados (b)	Total	Total
AES ELETROPAULO	16.098	-	2	-	16.100	18.072
AES SUL	24.410	-	-	-	24.410	24.294
AMPLA	16.918	741	-	-	17.659	26.661
CEA	9.916	16.752	1.780	259.275	287.723	244.567
CEB	4.364	136	-	-	4.500	5.820
CEEE	46.434	-	-	-	46.434	29.908
CELESC	38.493	-	-	-	38.493	44.085
CELPA	35.378	-	6.935	14.332	56.645	66.292
CELPE	20.134	1.071	1.019	6.452	28.676	22.568
CEMAR	22.452	-	-	-	22.452	23.803
CEMIG	32.414	-	-	-	32.414	37.797
CESP	1.680	-	-	-	1.680	6.428
COELBA	31.916	-	58	-	31.974	36.067
COELCE	30.091	-	-	-	30.091	30.935
COPEL	72.649	-	-	-	72.649	67.248
CPFL	15.649	-	165	-	15.814	14.247
EBE	4.101	-	-	-	4.101	7.968
ELEKTRO	34.848	-	-	-	34.848	42.180
ENERGISA	48.324	-	-	-	48.324	87.498
ENERSUL	10.761	-	-	-	10.761	16.368
ESCELSA	17.854	-	60	-	17.914	17.517
LIGHT	62.647	16.319	123	-	79.089	55.978
PIRATININGA	4.011	4.034	70.924	-	78.969	3.269
RGE	26.713	-	-	-	26.713	27.096
Rolagem da Dívida	-	-	-	23.278	23.278	22.840
Comercialização CCEE	198.547	122.484	211.205	-	532.236	439.478
Uso da Rede Elétrica	253.140	5.404	29.579	-	288.123	251.341
PROINFA (a)	369.268	20.538	2.778	-	392.584	379.214
Fornecimento não faturado	4.081	794	418	-	5.293	-
Consumidor Residencial	344.551	327.449	126.993	147.048	946.041	814.377
Consumidor Industrial	179.313	48.750	229.352	102.074	559.489	638.646
Consumidor Rural	19.802	19.290	13.725	41.437	94.254	104.625
Comércio, serviços e outras atividades	194.783	91.471	73.108	61.111	420.473	414.529
Poder público	118.142	98.942	166.450	104.139	487.673	495.686
Outros	828.772	59.390	185.382	30.093	1.103.637	909.544
(-) PCLD (c)	(88.225)	(82.624)	(820.703)	(412.040)	(1.403.592)	(1.289.445)
	3.050.429	750.941	299.353	377.199	4.477.922	4.137.501
NÃO CIRCULANTE						
CELG	-	-	-	-	-	-
CEB	-	-	14.111	-	14.111	14.111
CELPA	-	-	-	5.063	5.063	19.317
Comercialização na CCEE	-	-	293.560	-	293.560	293.560
Uso da Rede Elétrica	-	-	6.276	-	6.276	6.276
PROINFA (a)	-	-	-	88.676	88.676	125.383
Rolagem da Dívida	-	-	-	555.647	555.647	489.556
Poder público	-	-	-	495.327	495.327	290.965
Consumidor Residencial	-	-	-	73.138	73.138	50.220
Consumidor Industrial	-	-	-	48.252	48.252	49.584
Consumidor Rural	-	-	-	60.196	60.196	65.673
Comércio, serviços e outras atividades	-	-	-	32.734	32.734	175.812
Outros	-	-	-	715.151	715.151	683.203
(-) PCLD (c)	-	-	(313.947)	(151.918)	(465.865)	(430.203)
	-	-	-	1.922.266	1.922.266	1.833.457
	3.050.429	750.941	299.353	2.299.465	6.400.188	5.970.958

(a) Comercialização de energia elétrica - PROINFA

As operações de comercialização de energia elétrica no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA geraram um saldo líquido positivo de R\$ 825.608 no semestre findo em 30 de setembro de 2016 (um saldo líquido negativo de R\$ 125.959 no semestre findo em 30 de setembro de 2015), não produzindo efeito no resultado líquido do exercício da Companhia, sendo este valor incluído na rubrica Obrigações de

Ressarcimento. No saldo de consumidores revendedores está registrado o valor de R\$ 481.259 do PROINFA referente à controladora (R\$ 504.597 em 31 de dezembro de 2015).

(b) Créditos Renegociados

Representam os valores resultantes da consolidação de parcelamentos de débitos de contas de fornecimento de energia vencidos de consumidores inadimplentes e com vencimento futuro, cobrados em contas de energia.

Os créditos renegociados de rolagem da dívida são referentes a um contrato de cessão de crédito entre a União e as controladas Furnas e Eletrosul, em conformidade com o Programa de Saneamento das Finanças do Setor Público (Lei nº 8.727, de 5 de novembro de 1993). A União assumiu, refinanciou e reescalou a dívida em 240 parcelas, vencíveis a partir de abril de 1994. Vencido o prazo de 20 anos e remanescendo saldo a pagar, uma vez que a União repassa somente os recursos recebidos dos estados que, por sua vez, está limitado por lei em níveis de comprometimento de receitas, o parcelamento será estendido por mais 120 meses. Representam R\$ 578.925 em 30 de setembro de 2016 (R\$ 512.396 em 31 de dezembro de 2015).

(c) Provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLD

As Controladas constituem e mantêm provisões, a partir de análise dos valores constantes das contas a receber vencidas e do histórico de perdas, cujo montante é considerado pela administração como suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos.

O saldo da PCLD é composto como segue:

	CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015
Consumidores	560.582	383.889
Revendedores	756.040	816.685
CEA	259.275	225.514
CCEE - Energia de Curto Prazo	293.560	293.560
	<u>1.869.457</u>	<u>1.719.648</u>

A controlada Furnas mantém registrada uma provisão, constituída em 2007, no montante de R\$ 293.560. Esta provisão representa valores históricos relativos à comercialização de energia no âmbito do extinto Mercado Atacadista de Energia - MAE, referentes ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002, cuja liquidação financeira está suspensa, em função da concessão de liminares em ações judiciais propostas por concessionárias de distribuição de energia elétrica, contra a ANEEL e o MAE, hoje CCEE.

As movimentações na PCLD de contas de clientes de energia elétrica no consolidado são as seguintes:

	CONSOLIDADO
Saldo em 31 de dezembro de 2014	<u>1.659.763</u>
(+) Constituição	606.091
(-) Reversão	(282.548)
(-) Baixa	(396.843)
Saldo em 30 de setembro de 2015	<u>1.586.463</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2015	<u>1.719.648</u>
(+) Constituição	478.518
(-) Reversão	(123.583)
(-) Baixa	(205.126)
Saldo em 30 de setembro 2016	<u>1.869.457</u>

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do período como Provisões Operacionais (Nota 42). Os valores reconhecidos como PCLD são reconhecidos como perda definitiva quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

Para fins fiscais, o excesso de provisão calculada, em relação aos termos dos artigos 9º e 10º da Lei 9.430/1996, está adicionado ao Lucro Real e à base de cálculo da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL.

NOTA 8 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

30/09/2016

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO	CIRCULANTE		CIRCULANTE	NÃO
	Tx. Média	Valor		CIRCULANTE	Tx. Média	Valor		CIRCULANTE
FURNAS	-	156.935	606.693	3.256.015	-	-	-	-
CHESF	5,02	-	210.402	183.814	-	-	-	-
ELETROSUL	10,69	63.631	228.895	1.948.026	-	-	-	-
ELETRONORTE	6,13	33.232	383.140	2.246.197	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	9,43	18.440	300.106	1.319.668	-	-	-	-
CGTEE	12,34	7.958	312.081	2.334.333	-	-	-	-
CEAL	14,11	1.330	33.616	1.247.929	-	-	-	-
CERON	13,51	1.070	19.677	774.445	-	-	-	-
CEPISA	12,89	79.490	404.929	921.380	-	-	-	-
ELETROACRE	13,73	850	57.530	253.132	-	-	-	-
BOA VISTA	12,66	154	19.860	41.125	-	-	-	-
AMAZONAS D	14,28	12.577	78.418	1.372.666	-	-	-	-
AMAZONAS GT	16,60	12.760	308.013	1.313.909	-	-	-	-
		<u>388.427</u>	<u>2.963.360</u>	<u>17.212.639</u>		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
ITAIPU	7,11	-	1.651.526	9.480.436	7,11	-	1.651.526	9.480.436
CEMIG	5,09	383	19.589	52.642	5,09	383	19.589	52.642
COPEL	6,39	274	14.262	39.985	6,39	274	14.262	39.985
CEEE	5,00	146	4.465	20.793	5,00	146	4.465	20.793
AES ELETROPAULO	10,00	338.974	10.561	-	10,00	338.974	10.561	-
ENERGISA - MT	9,19	2.383	86.457	189.802	9,19	2.383	86.457	189.802
ENERGISA - TO	10,58	921	26.306	66.422	10,58	921	26.306	66.422
ENERGISA - MS	5,21	175	11.341	21.124	5,21	175	11.341	21.124
CELPA	5,00	70.788	281.039	271.696	5,00	70.788	281.039	271.696
CEMAR	2,12	896	53.235	174.436	2,12	896	53.235	174.436
CESP	5,09	98	5.569	11.192	5,09	98	5.569	11.192
COELCE	5,00	202	9.951	30.422	5,00	202	9.951	30.422
COSERN	5,00	15	1.874	1.202	5,00	15	1.874	1.202
COELBA	5,00	449	23.069	66.791	5,00	449	23.069	66.791
ESCELSA	5,00	160	10.884	21.121	5,00	160	10.884	21.121
GLOBAL	5,00	103.258	44.100	-	5,00	103.258	44.100	-
CELESC DISTRIB.	5,00	368	27.692	37.292	5,00	368	27.692	37.292
OUTRAS		80.743	340.498	154.436		80.743	344.425	157.016
(-) PCLD		(178.903)	(75.019)	-		(178.903)	(75.019)	-
		<u>421.330</u>	<u>2.547.399</u>	<u>10.639.792</u>		<u>421.330</u>	<u>2.551.326</u>	<u>10.642.372</u>
		<u>809.757</u>	<u>5.510.759</u>	<u>27.852.431</u>		<u>421.330</u>	<u>2.551.326</u>	<u>10.642.372</u>

31/12/2015

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	ENCARGOS		PRINCIPAL		ENCARGOS		PRINCIPAL	
	CIRCULANTE		NÃO		CIRCULANTE		NÃO	
	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE
FURNAS	7,76	29.346	428.005	3.590.369	-	-	-	-
CHESF	5,02	174	13.602	17.188	-	-	-	-
ELETROSUL	9,53	35.971	147.653	1.957.886	-	-	-	-
ELETRONORTE	6,02	26.260	373.823	2.619.958	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	9,21	11.317	165.647	1.423.301	-	-	-	-
CGTEE	11,67	24.473	319.222	2.074.115	-	-	-	-
CEAL	13,78	2.622	307.221	856.905	-	-	-	-
CERON	13,09	1.092	131.367	607.023	-	-	-	-
CEPISA	12,28	26.855	543.082	654.379	-	-	-	-
ELETOACRE	12,97	-	80.467	202.548	-	-	-	-
BOA VISTA	12,11	177	17.194	37.048	-	-	-	-
AMAZONAS D	13,29	-	141.777	1.185.390	-	-	-	-
AMAZONAS GT	15,20	-	812.873	656.214	-	-	-	-
		158.287	3.481.933	15.882.324		-	-	-
ITAIPU	7,11	-	1.894.766	12.907.368	7,11	-	1.894.766	12.907.368
CEMIG	5,09	973	54.104	134.907	5,09	973	54.104	134.907
COPEL	6,39	471	35.102	50.744	6,39	471	35.102	50.744
CEEE	5,00	199	9.320	23.884	5,00	199	9.320	23.884
AES ELETROPAULO	10,00	338.017	10.561	-	10,00	338.017	10.561	-
CELPE	5,00	69	8.395	5.199	5,00	69	8.395	5.199
CELG	8,12	1.249	188.502	51.048	8,12	1.249	188.502	51.048
ENERGISA - MT	9,19	2.549	52.942	255.206	9,19	2.549	52.942	255.206
ENERGISA - TO	10,58	998	20.031	87.231	10,58	998	20.031	87.231
ENERGISA - MS	5,21	222	12.426	28.968	5,21	222	12.426	28.968
CELPA	5,00	70.479	248.059	274.415	5,00	70.479	248.059	274.415
CEMAR	2,12	1.080	69.842	205.017	2,12	1.080	69.842	205.017
CESP	5,09	123	5.569	15.056	5,09	123	5.569	15.056
COELCE	5,00	237	10.769	36.678	5,00	237	10.769	36.678
COSERN	5,00	23	2.161	2.499	5,00	23	2.161	2.499
COELBA	5,00	533	23.833	82.762	5,00	533	23.833	82.762
ESCELSA	5,00	206	12.593	28.609	5,00	206	12.593	28.609
GLOBAL	5,00	94.327	44.100	-	5,00	94.327	44.100	-
CELESC DISTRIB.	5,00	593	36.529	56.696	5,00	593	36.529	56.696
OUTRAS		70.840	98.983	149.186		70.852	105.470	154.108
(-) PCLD		(163.607)	(77.440)	-		(163.607)	(77.440)	-
		419.581	2.761.147	14.395.473		419.593	2.767.633	14.400.394
		577.868	6.243.080	30.277.797		419.593	2.767.633	14.400.394

Os financiamentos e empréstimos concedidos são efetuados com recursos próprios da Companhia, além de recursos setoriais e de recursos externos captados através de agências internacionais de desenvolvimento, instituições financeiras e decorrentes do lançamento de títulos no mercado financeiro internacional.

Todos os financiamentos e empréstimos concedidos estão respaldados por contratos formais firmados com as mutuárias. Os recebimentos destes valores, em sua maioria, estão previstos em parcelas mensais, amortizáveis em um prazo médio de 10 anos, sendo a taxa média de juros, ponderada pelo saldo da carteira, de 8,27% ao ano.

Os financiamentos e empréstimos concedidos na controladora, com cláusula de atualização cambial, representam cerca de 35% do total da carteira (42% em 31 de dezembro de 2015). Já os que preveem atualização com base em índices que representam o nível de preços internos no Brasil atingem a 65% do saldo da carteira (58% em 31 de dezembro de 2015).

Os valores de mercado desses ativos são próximos aos seus valores contábeis, visto serem operações específicas do setor e formadas, em parte, através de recursos de Fundos Setoriais e que não encontram condições semelhantes como parâmetro de avaliação ao valor de mercado.

A redução no saldo de recebíveis de empréstimos no trimestre findo em 30 de setembro de 2016 deve-se, principalmente, à variação cambial apurada sobre os empréstimos concedidos à Itaipu, decorrente da desvalorização do dólar frente ao real quando comparadas as cotações de fechamento de setembro de 2016 e dezembro de 2015. O dólar variou negativamente em cerca de 17%.

As parcelas de longo prazo dos financiamentos e empréstimos concedidos, baseados nos fluxos de caixa previstos contratualmente, vencem em parcelas variáveis, conforme demonstrado abaixo:

	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021	Total
Controladora	2.502.037	4.451.951	4.317.211	4.219.282	4.100.067	8.261.883	27.852.431
Consolidado	1.550.861	1.851.734	1.891.562	1.887.378	1.975.331	1.485.505	10.642.372

Mais informações sobre o detalhamento dos saldos acima apresentados estão evidenciadas na nota explicativa 46, partes relacionadas.

8.1 – AES Eletropaulo/CTEEP – Ação Judicial

A Companhia possui recebíveis junto à Eletropaulo Eletricidade de São Paulo S.A. vinculados a um processo judicial em andamento entre a AES Eletropaulo e CTEEP.

Em 18 de setembro de 2015, foi publicado laudo parcial no âmbito do processo que move em face da Companhia Eletropaulo, informando que a Eletropaulo é a responsável pelo pagamento dos valores devidos decorrentes de financiamentos não honrados nos seus respectivos vencimentos junto à Eletrobras e não a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (“CTEEP”).

Com isso, a Companhia passa a ter um crédito de R\$ 2.611.844 em 30 de setembro de 2016 (R\$ 2.382.255 em 31 de dezembro de 2015), sendo R\$ 349.476 (R\$ 348.578 em 31 de dezembro de 2015) já reconhecidos em seu ativo, na rubrica empréstimos e financiamentos, correspondente à parte considerada como incontroversa pela Companhia. O reconhecimento final do crédito integral deverá ocorrer quando o mesmo atingir a condição de praticamente certo.

8.2 - Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A Companhia reconhece provisões para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R\$ 253.923 em 30 de setembro de 2016 (R\$ 241.047 em 31 de dezembro de 2015) correspondente ao principal e ao serviço da dívida de devedores em inadimplência.

Tal volume de provisão é julgado suficiente pela administração da Companhia para fazer face a eventuais perdas nestes ativos, com base em análise do comportamento da carteira.

Na composição da provisão encontram-se os créditos junto à Celpa, controlada pela Equatorial Energia, no montante de R\$ 11.766, em 30 de setembro de 2016 (R\$ 14.194, em 31 de dezembro de 2015). Tal provisão foi considerada necessária, considerando o processo de recuperação judicial da Celpa.

As movimentações na PCLD dos financiamentos e empréstimos concedidos da Companhia são as seguintes:

	Controladora
Saldo em 31 de dezembro de 2014	225.293
(+) Complemento	9.687
(-) Reversões	(1.891)
Saldo em 30 de setembro de 2015	233.089
Saldo em 31 de dezembro de 2015	241.047
(+) Complemento	15.331
(-) Reversões	(2.455)
Saldo em 30 de setembro 2016	253.923

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do período de 30 de setembro de 2016 como Provisões Operacionais (Vide Nota 42). Os valores reconhecidos como PCLD são levados às perdas definitivas (baixados) quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

NOTA 9 - REMUNERAÇÃO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

Os valores apresentados referem-se a dividendos e juros sobre o capital próprio a receber, líquidos de Imposto de Renda Retido na Fonte, quando aplicável, decorrentes de investimentos de caráter permanente mantidos pela Companhia.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015	30/09/2016	31/12/2015
CIRCULANTE				
Eletronorte	88.502	10.016	-	-
Lajeado Energia	9.692	76.325	9.692	76.325
CGTEE	80.656	73.035	-	-
CEMAR	55.000	22.911	55.000	22.911
Eletrosul	40.888	37.024	-	-
Eletropar	-	1.046	-	-
CTEEP	-	20	-	20
Goiás Transmissão	-	-	23.857	23.857
STN - Sist. de Transm. Nordeste S.A.	-	-	5.375	-
Transenergia Renovável	-	-	13.979	13.979
MGE Transmissão	-	-	11.446	11.447
Manaus Construtora	-	-	9.178	9.178
Serra do Facão	-	-	9.154	9.154
Transenergia São Paulo	-	-	5.828	4.275
ETAU	-	-	5.556	257
Baguari	-	-	1.120	2.462
Transudeste	-	-	1.256	1.033
Uirapuru	-	-	1.875	2.288
IE Madeira	-	-	1.077	27.589
Transirape	-	-	678	678
Enerpeixe	-	-	-	34.686
Chapecoense	-	-	-	22.288
EAPSA	-	-	7.538	2.181
Outros	11.577	35.092	13.675	44.752
	<u>286.315</u>	<u>255.468</u>	<u>176.284</u>	<u>309.360</u>

NOTA 10 – TRIBUTOS A RECUPERAR E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

10.1 - Tributos a recuperar

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015	30/09/2016	31/12/2015
Ativo circulante:				
Imposto de renda - fonte	407.957	373.962	626.552	574.083
PIS/PASEP/COFINS compensáveis	-	-	40.249	58.349
ICMS a recuperar	-	-	34.316	40.538
Outros	-	-	33.576	43.681
	<u>407.957</u>	<u>373.962</u>	<u>734.693</u>	<u>716.651</u>
Ativo não circulante:				
ICMS a recuperar (a)	-	-	1.689.578	1.724.692
PIS/COFINS a recuperar (a)	-	-	1.096.374	877.386
Antecipações/ Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	-	-	-	-
Outros	-	-	18.073	21.108
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.804.025</u>	<u>2.623.186</u>

(a) ICMS, PIS/PASEP e COFINS a recuperar

A Companhia mantém registrado no ativo não circulante um montante de R\$ 2.785.952 em 30 de setembro de 2016 (R\$ 2.602.078 em 31 de dezembro de 2015) referente à PIS, COFINS e ICMS a recuperar. Desse montante, R\$ 2.290.706 (R\$ 2.150.827 em 31 de dezembro de 2015) se refere a impostos e contribuições sobre aquisição de combustível da controlada Amazonas.

De acordo com o § 8º da Lei 12.111/2009, os referidos impostos e contribuições deverão ser ressarcidos à CCC quando realizados, deste modo é mantido um passivo de mesmo valor na rubrica Obrigações de Ressarcimento (vide Nota 11).

(b) Inconstitucionalidade do PIS/PASEP e COFINS

O Supremo Tribunal Federal - STF declarou a inconstitucionalidade do parágrafo 1º do artigo 3º da Lei 9.718/98, que ampliou a base de cálculo do PIS/PASEP e da COFINS e deu, naquela época, novo conceito ao faturamento. Tal conceito passou a abranger a totalidade das receitas auferidas pela pessoa jurídica, independente do tipo de atividade exercida e a classificação contábil adotada. Tal dispositivo não possuía previsão constitucional que o amparasse, tendo sido objeto de emenda constitucional posterior.

Com base no Código Tributário Nacional - CTN, as empresas do Sistema Eletrobras buscam o reconhecimento de seu direito ao crédito e a restituição do valor pago a maior em decorrência da inconstitucionalidade da ampliação da base de cálculo dessas contribuições. Até a conclusão destas informações financeiras intermediárias, não havia decisão final sobre a questão.

As empresas do Sistema Eletrobras possuem, portanto, créditos fiscais em potencial de PIS/PASEP e de COFINS, que estão em fase de determinação e, portanto, não reconhecidos nestas informações financeiras intermediárias, uma vez que a referida declaração de inconstitucionalidade somente beneficia as empresas autoras dos recursos extraordinários julgados.

10.2- Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015	30/09/2016	31/12/2015
Ativo circulante:				
Antecipações/ Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	678.021	928.743	898.654	1.475.598
Ativo não circulante:				
Saldo Negativo de IRPJ e CSLL	1.645.382	1.645.382	1.645.382	1.645.382
IRPJ/CSLL Diferidos	-	-	246.505	1.422.209
	1.645.382	1.645.382	1.891.887	3.067.591
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL Diferidos	386.992	733.289	8.673.976	1.003.796

10.3 - Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	30/09/2016			31/12/2015		
	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)	Ativo	Passivo	Efeito Líquido ativo (passivo)
Eletronorte	1.518.312	(1.271.807)	246.505	1.529.640	(219.692)	1.309.948
	1.518.312	(1.271.807)	246.505	1.529.640	(219.692)	1.309.948
Eletrosul	518.205	(926.535)	(408.330)	457.629	(345.368)	112.261
Eletrobras	-	(386.992)	(386.992)	-	(733.289)	(733.289)
Furnas	188.857	(4.926.084)	(4.737.227)	258.709	(453.084)	(194.375)
Chesf	-	(3.126.272)	(3.126.272)	-	(65.070)	(65.070)
Eletropar	-	(15.155)	(15.155)	-	(11.062)	(11.062)
	707.062	(9.381.039)	(8.673.977)	716.338	(1.607.873)	(891.535)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015	30/09/2016	31/12/2015
Impostos diferidos ativos:				
Provisão para Contingências	-	-	76.512	68.066
Provisão de créditos de liquidação duvidosa	-	-	50.708	56.047
Provisões Operacionais	-	-	368.172	407.319
Créd. Tributário s/ Prejuízo Fiscal e Base Negativa	-	-	1.643.717	1.607.466
Outros	-	-	86.266	107.080
Total Ativo	-	-	2.225.374	2.245.978

Impostos diferidos passivos:				
Variação Cambial Ativa	-	416.810	-	416.810
Instrumentos Financeiros Disponíveis para venda	386.992	316.479	386.992	316.479
Depreciação acelerada	-	-	105.528	81.255
Receita de atual. créditos energia renegociados	-	-	251.858	221.871
Gastos Estudos e Projetos / AVP	-	-	252.577	488.425
Débito tributário	-	-	188.857	258.709
Remuneração de Rede Básica de Sistemas Existentes	-	-	9.285.294	-
Outros	-	-	181.739	44.016
Total Passivo	386.992	733.289	10.652.846	1.827.565

10.4 - Imposto de renda e contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes

	Controladora				Consolidado			
	01/07/2016 a 30/09/2016	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015	01/07/2016 a 30/09/2016	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015
Impostos diferidos								
Remensuração do valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	(45.882)	(70.513)	37.698	40.505	(45.882)	(70.513)	49.670	41.185
Remensuração de planos de benefícios definidos								
Participação no resultado abrangente das subsidiárias, coligadas e sociedades de controle compartilhado	-	-	-	-	-	10.778	(11.973)	(681)
Total do imposto de renda e da contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes	(45.882)	(70.513)	37.698	40.505	(45.882)	(59.735)	37.697	40.504

NOTA 11 – DIREITOS E OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO

	CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015
<u>Direitos de ressarcimento</u>		
<u>ATIVO CIRCULANTE</u>		
CCC (a)	977.914	2.118.184
Reembolso CDE (b)	362.929	147.058
	<u>1.340.843</u>	<u>2.265.242</u>
<u>ATIVO NÃO CIRCULANTE</u>		
CCC (a)	10.387.138	8.238.140
	<u>10.387.138</u>	<u>8.238.140</u>
<u>Obrigações de ressarcimento</u>		
<u>PASSIVO CIRCULANTE</u>		
CCC (a)	209.114	19.423
PROINFA	1.125.240	299.632
Reembolso CDE (b)	52.433	77.153
	<u>1.386.787</u>	<u>396.208</u>
<u>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</u>		
CCC (a)	2.598.530	2.483.378
	<u>2.598.530</u>	<u>2.483.378</u>

a) Conta de consumo de combustível (CCC)

O fundo, criado pela Lei nº 5.899/1973, tinha originalmente como finalidade ratear os custos com os combustíveis utilizados para a geração de energia elétrica nos Sistemas Interligados. Desde 1992, o mecanismo de rateio de custos com combustíveis foi estendido aos sistemas não integrados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), chamados de Sistemas Isolados, localizados em sua maior parte na região Norte do Brasil. Por meio da Lei nº 9.648/1998, a CCC passou a considerar também os custos com os empreendimentos que promovam a economicidade atual ou futura para o fundo, conhecidos como sub-rogações. Além disso, essa lei determinou a descontinuidade, ao final de 2005, da cobertura para os Sistemas Interligados.

Com o advento da Lei 12.111/2009 e do Decreto 7.246/2010 foi alterada a sistemática de subvenção de geração de energia nos sistemas isolados. A subvenção pela CCC que até então subsidiava somente os custos com combustíveis, passa a reembolsar a diferença entre o custo total de geração da energia elétrica e a valoração da quantidade correspondente de

energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, do Sistema Interligado Nacional - SIN.

No custo total de geração de energia elétrica nos sistemas isolados, são incluídos os custos relativos a:

- contratação de energia e de potência associada;
- geração própria para atendimento da distribuição de energia elétrica;
- encargos e impostos;
- investimentos realizados; e
- À aquisição de combustíveis.

Incluem, também, no custo total de geração os demais custos associados à prestação do serviço de energia elétrica em regiões remotas dos Sistemas Isolados, caracterizadas por grande dispersão de consumidores e ausência de economia de escala.

A conta de consumo de combustível refere-se aos valores a receber e recebidos da CCC nos respectivos períodos. A Companhia, em 30 de setembro de 2016, apresenta um valor a receber de R\$ 11.365.052 (R\$ 10.356.324 em 31 de dezembro de 2015) e um passivo de R\$ 2.807.644 (R\$ 2.502.801 em 31 de dezembro de 2015) de obrigações de ressarcimento.

Após a promulgação da Lei nº 12.783, a Eletrobras não tem mais a obrigação de fazer contribuições à Conta CCC. Apesar disso, a Conta CCC não foi extinta. Os saldos disponíveis continuarão sendo distribuídos às empresas de geração e distribuição que incorram em despesas adicionais em razão do uso de usinas termelétricas em caso de condições hidrológicas desfavoráveis. De modo a assegurar a continuidade da viabilidade da Conta CCC, a Lei nº 12.783 permite que sejam feitas transferências entre a Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”) e a Conta CCC.

b) Reembolso CDE

A Lei 12.783/13, o Decreto 7.945/13 alterado pelo Decreto nº 8.203/14 e posterior Decreto 8.221/14, promoveram algumas alterações sobre a contratação de energia e os objetivos do encargo setorial, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, e também instituíram (i) o repasse de recursos da CDE às concessionárias de distribuição de custos relacionados a risco hidrológico, exposição involuntária, ESS – Segurança Energética e CVA ESS e Energia para o período de 2013 e janeiro de 2014, e (ii) o repasse através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE às concessionárias de distribuição de custos relacionados à exposição involuntária e despacho das usinas termelétricas a partir de fevereiro de 2014.

Os efeitos destes itens foram registrados como redução de custo com energia elétrica comprada para revenda (Nota 41) em contrapartida a direitos de ressarcimento – Reembolso CDE/CCEE, de acordo com o CPC 07 / IAS 20 - Subvenção e Assistência Governamentais.

NOTA 12 - ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR

Abaixo, está apresentada a composição do estoque de longo prazo de combustível nuclear destinado à operação da UTN Angra 1 e UTN Angra 2:

	CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015
CIRCULANTE		
Elementos prontos	419.731	402.453
	419.731	402.453
NÃO CIRCULANTE		
Elementos prontos	321.387	441.223
Concentrado de urânio	105.728	7.723
Em curso - combustível nuclear	288.253	129.479
	715.368	578.425
	1.135.099	980.878

Os estoques são demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor, segregado da seguinte forma:

a) Concentrado de urânio e serviços em curso (para a transformação do concentrado de urânio em elementos de combustível nuclear) estão registrados pelos seus custos de aquisição;

b) Elementos de combustível nuclear – estão disponíveis no núcleo do reator e no estoque da Piscina de Combustível Usado – PCU, sendo apropriado ao resultado do exercício em função da sua utilização no processo da geração de energia elétrica.

NOTA 13 - ADIANTAMENTOS PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

A Companhia e suas controladas apresentam, no ativo não circulante, valores correspondentes a adiantamentos para futuro aumento de capital nas seguintes investidas:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015	30/09/2016	31/12/2015
Controladas				
Furnas	48.208	43.649	79.767	44.099
Chesf	-	-	468.437	348.887
Eletrosul	-	-	1.010.411	781.467
Eletronorte	-	-	142.280	37.079
CGTEE	479.266	120.505	-	-
Ceal	136.219	8.307	-	-
Cepisa	77.664	-	-	-
Eletoacre	68.980	12.787	-	-
Amazonas	15.107	-	-	-
	825.444	185.248	1.700.895	1.211.532
Outros investimentos	-	4.245	-	4.000
	825.444	189.493	1.700.895	1.215.532

Os valores apresentados no consolidado referem-se a adiantamentos para futuro aumento de capital (AFACs) efetuado pelas controladas nas SPEs em 30 de setembro de 2016, destacando-se os AFACs na Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A., no valor de R\$

87.394 (R\$ 84.847 em 31 de dezembro de 2015); na Chuí Holding S.A. no valor de R\$ 431.913 em 30 de setembro de 2016 e em 31 de dezembro de 2015; na Livramento Holding S.A., no valor de R\$ 207.534 (R\$ 173.860 em 31 de dezembro de 2015); na ESBR no valor de R\$ 457.200 (R\$ 141.400 em 31 de dezembro de 2015) e na TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A., no valor de R\$ 101.000 em 30 de setembro de 2016 e em 31 de dezembro de 2015. Estes AFACs têm o objetivo de viabilizar os empreendimentos.

Em 02 de março de 2016, a Eletrobras aprovou a concessão de AFAC no montante de R\$ 251.000 para a Controlada CGTEE objetivando a cobertura das necessidades de caixa.

NOTA 14 – RISCO HIDROLÓGICO

Nos anos de 2014 e 2015 o país enfrentou condições hidrológicas adversas, fato que desencadeou uma série de consequências para o setor elétrico. Especificamente para as geradoras participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, a baixa geração de energia das usinas hidráulicas em patamares abaixo da Garantia Física do MRE ocasionou a redução do fator de ajuste do MRE ou *Generation Scaling Factor* – GSF.

Essa redução interferiu diretamente na entrega de energia para cumprimento dos contratos de fornecimento, pois devido à insuficiência de energia, as geradoras ficam expostas ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD no Mercado de Curto Prazo para conseguirem honrar com seus contratos, incorrendo efeitos econômico-financeiros negativos.

A Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, dentre outras questões estabelece as condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica aos agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. De acordo com o disposto no art. 1º da norma, o risco hidrológico pode ser repactuado, desde que haja anuência da ANEEL, e com efeitos retroativos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração de energia elétrica.

A ANEEL, em função do disposto na Lei, por meio da Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, estabeleceu os critérios e as demais condições para a repactuação.

Observados os critérios e condições definidas na norma, a SFF (Secretaria de Fiscalização Financeira da ANEEL) entende que as empresas interessadas na repactuação possuem condições plenas de quantificarem os montantes de energia elegíveis, tanto para o ACR quanto para o ACL. Destaca-se que não só as informações dos montantes são de conhecimento da empresa, mas como a decisão pela repactuação é de seus administradores, e ao Órgão Regulador caberia apenas homologar os valores. Uma vez que as informações fornecidas pelas empresas aderentes à repactuação estejam consistentes às premissas estabelecidas na legislação, não haveria discricionariedade por parte do regulador quanto à homologação da repactuação. O GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante que será compensando com os prêmios de risco calculados pelas controladas que optaram por aderir à repactuação – Eletronorte, Eletrosul, Furnas e Amazonas GT.

A composição dos valores contabilizados em decorrência da repactuação do risco hidrológico, referente aos contratos firmados no Ambiente de Contratação Regulado – ACR são os seguintes:

	CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015
UHE Tucuruí	212.986	312.414
UHE Serra da Mesa	163.180	189.367
UHE Mascarenhas de Moraes	67.158	79.076
UHE Itumbiara	48.882	67.487
UHE Simplício	45.309	54.371
UHE Batalha	23.637	13.813
UHE Balbina	16.195	24.928
UHE Mauá	14.122	14.968
UHE Manso	9.490	25.939
UHE Passo São João	5.582	5.918
UHE São Domingos	5.383	5.708
	<u>611.925</u>	<u>793.990</u>
 Total do Ativo Circulante	 146.278	 195.830
Total do Ativo Não Circulante	465.647	598.160
TOTAL	<u>611.925</u>	<u>793.990</u>

NOTA 15 – INVESTIMENTOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015	30/09/2016	31/12/2015
Avaliados por Equivalência Patrimonial				
a) Controladas				
Furnas	19.148.268	10.171.122	-	-
Chesf	14.592.334	8.811.169	-	-
Eletrosul	5.275.522	4.385.308	-	-
Eletronorte	15.285.038	11.912.412	-	-
Eletropar	162.766	120.338	-	-
	<u>54.463.928</u>	<u>35.400.349</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
b) Coligadas				
CEEE-GT	698.412	448.274	698.412	448.274
EMAE	314.843	296.828	325.868	307.195
CTEEP	2.548.606	924.185	2.597.450	942.732
CEMAR	718.656	653.419	718.656	653.419
Lajeado Energia	224.756	219.173	224.756	219.173
CEB Lajeado	72.635	80.353	72.635	80.353
Paulista Lajeado	25.187	23.507	25.187	23.507
Energisa MT	412.556	385.318	412.556	385.318
Energética Águas da Pedra S.A.	-	-	236.839	208.795
	<u>5.015.651</u>	<u>3.031.057</u>	<u>5.312.359</u>	<u>3.268.766</u>
c) Controlada em conjunto				
Inambari	74	115	124	115
Mangue Seco II	17.558	16.889	17.558	16.889
CHC *	-	98.514	-	98.514
Norte Energia (Belo Monte)	1.490.472	1.039.632	4.980.646	3.469.789
Rouar	96.990	111.775	96.990	111.775
Madeira Energia S.A. (MESA)	-	-	2.935.775	2.896.068
ESBR Participações S.A.	-	-	2.638.415	2.807.626
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	-	-	1.093.929	912.098
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	-	-	1.033.203	887.528
Manaus Transmissora de Energia S.A.	-	-	693.951	621.873
Enerpeixe S.A.	-	-	546.108	561.282
Teles Pires Participações	-	-	730.622	662.564
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	-	-	475.413	415.501
Belo Monte Transmissora de Energia	-	-	958.474	391.058
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	-	-	346.854	318.972
Mata de Santa Genebra	-	-	142.236	30.336
Goiás Transmissão S.A.	-	-	175.297	190.245
Companhia Energética Sinop S.A.	-	-	234.069	179.052
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	-	-	202.516	176.941
Integração Transmissora de Energia S.A.	-	-	193.047	175.572
Transnorte Energia S.A.	-	-	148.291	148.373
Chapada Piauí II Holding S.A.	-	-	121.250	142.187
MGE Transmissão S.A.	-	-	117.080	136.755
Baguari Energia S.A. (Baguari)	-	-	94.807	82.721
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	-	-	150.933	128.418
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	-	-	124.869	121.774
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	-	-	128.376	120.873
Chapada Piauí I Holding S.A.	-	-	107.788	109.497
Empresa de Energia São Manoel	-	-	479.199	103.314
Paranaíba	-	-	117.250	100.726
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	-	-	92.757	97.374
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	-	-	98.978	97.154
Transenergia São Paulo S.A.	-	-	102.511	91.141
Triângulo Mineiro Transmissora	-	-	122.218	82.555
Outros	162.309	195.241	1.494.109	1.511.710
	<u>1.767.403</u>	<u>1.462.166</u>	<u>20.995.643</u>	<u>17.998.370</u>
SUBTOTAL	<u>61.246.982</u>	<u>39.893.572</u>	<u>26.308.002</u>	<u>21.267.136</u>
Provisão para perdas em investimentos	(74)	(98.628)	(414.001)	(489.866)
TOTAL	<u>61.246.908</u>	<u>39.794.944</u>	<u>25.894.001</u>	<u>20.777.270</u>

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015	30/09/2016	31/12/2015
Investimentos mantidos a valor justo				
AES Tietê	496.706	437.532	496.706	437.532
Coelce	246.026	196.429	246.026	196.429
Energisa S.A.	165.944	124.104	165.944	124.104
Cesp	134.456	87.023	134.456	87.023
Celpe	39.998	42.379	39.998	42.379
Celesc	58.007	41.513	58.007	41.513
CELPE	22.029	28.859	22.029	28.859
COPEL	32.376	24.492	32.376	24.492
CGEEP	22.077	17.662	22.077	17.662
CEB	8.145	6.130	8.145	6.130
AES Eletropaulo	-	-	22.235	17.603
Energias do Brasil	-	-	27.213	17.888
CPFL Energia	-	-	43.593	25.861
Outros	12.042	12.020	107.796	109.785
	<u>1.237.806</u>	<u>1.018.143</u>	<u>1.426.601</u>	<u>1.177.260</u>

15.1 – Provisões para perdas em investimentos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015	30/09/2016	31/12/2015
INAMBARI	74	115	124	115
CHC	-	98.513	-	98.513
ESBR Participações S.A.	-	-	15.500	15.500
Madeira Energia S.A.	-	-	97.010	97.010
Teles Pires Participações	-	-	230.824	230.823
Empresa de Energia São Manoel	-	-	47.905	47.905
Outros	-	-	22.638	-
	<u>74</u>	<u>98.628</u>	<u>414.001</u>	<u>489.866</u>

15.2 – Ajustes de políticas contábeis em coligadas

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015
CTEEP	1.007.263	962.995
CEEE- GT	34.695	34.695
	<u>1.041.958</u>	<u>997.690</u>

A Companhia efetuou ajustes nos resultados das empresas investidas, a fim de padronizar as políticas contábeis dessas empresas com as adotadas pela Companhia para a elaboração de suas informações financeiras intermediárias consolidadas. Os ajustes realizados referem-se principalmente a política contábil para reconhecimento da provisão para créditos de liquidação duvidosa e reconhecimento das obrigações relacionadas a benefícios pós-emprego.

15.3 – Investigação

Como resultado da investigação, a Companhia reconheceu a perda de R\$91.464 no resultado de equivalência patrimonial (Vide Nota 4.1.1)

15.4 - Mutação dos investimentos

Segue abaixo a movimentação dos investimentos mais relevantes da Companhia:

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2015	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Alienação *	Saldo em 30/09/2016
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA									
Fumas	10.171.122	-	(36.543)	-	-	-	9.013.688	-	19.148.268
Chesf	8.811.169	-	(122.114)	-	-	-	5.903.279	-	14.592.334
Eletrosul	4.385.308	-	-	-	-	-	890.214	-	5.275.522
Eletronorte	11.912.412	-	-	-	-	(70.122)	3.442.748	-	15.285.038
Eletropar	120.338	-	17.199	-	-	(3.365)	28.595	-	162.766
Mangue Seco II	16.889	-	-	-	-	-	669	-	17.558
CHC *	98.514	-	(8.713)	-	-	-	(1.969)	(87.832)	-
Norte Energia (Belo Monte)	1.039.632	-	-	483.750	-	-	(32.910)	-	1.490.472
Inambari	115	-	-	-	-	-	(41)	-	74
CEEE-GT	448.274	-	7.603	-	-	-	242.535	-	698.412
EMAE	296.828	-	-	-	-	-	18.015	-	314.843
CTEEP	924.185	-	-	56.854	(22.413)	(38.907)	1.628.887	-	2.548.606
CEMAR	653.419	-	-	-	-	(32.155)	97.392	-	718.656
Lajeado Energia	219.173	(1)	-	-	-	(32.759)	38.343	-	224.756
CEB Lajeado	80.353	-	-	-	-	(15.490)	7.772	-	72.635
Paulista Lajeado	23.507	-	-	-	-	(524)	2.204	-	25.187
Rouar	111.775	-	(19.229)	-	-	-	4.445	-	96.990
Energisa MT	385.318	-	-	-	-	-	27.238	-	412.556
Outros	195.241	-	(32.932)	-	-	-	-	-	162.309
TOTAL DE INVESTIMENTOS	39.893.572	(1)	(194.729)	540.604	(22.413)	(193.323)	21.311.102	(87.832)	61.246.982

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2015	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Alienação *	Saldo em 30/09/2016
MUTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO									
Mangue Seco II	16.889	-	-	-	-	-	669	-	17.558
CHC *	98.514	-	(8.713)	-	-	-	(1.969)	(87.832)	-
Norte Energia (Belo Monte)	3.469.789	1.128.105	-	483.750	-	-	(100.998)	-	4.980.646
Inambari	115	-	-	-	-	-	9	-	124
CEEE-GT	448.274	-	7.603	-	-	-	242.535	-	698.412
EMAE	307.195	-	-	-	-	-	18.673	-	325.868
CTEEP	942.732	1.116	(746)	56.854	(22.888)	(39.631)	1.660.013	-	2.597.450
CEMAR	653.419	-	-	-	-	(32.155)	97.392	-	718.656
Lajeado Energia	219.173	(1)	-	-	-	(32.759)	38.343	-	224.756
CEB Lajeado	80.353	-	-	-	-	(15.490)	7.772	-	72.635
Paulista Lajeado	23.507	-	-	-	-	(524)	2.204	-	25.187
Rouar	111.775	-	(19.229)	-	-	-	4.445	-	96.990
Energisa MT	385.318	-	-	-	-	-	27.238	-	412.556
Madeira Energia S.A. (MESA)	2.896.068	152.100	-	-	-	-	(112.393)	-	2.935.775
ESBR Participações S.A.	2.807.626	-	-	-	-	-	(169.211)	-	2.638.415
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	912.098	-	-	-	-	(439)	182.270	-	1.093.929
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	887.528	-	-	-	-	-	145.675	-	1.033.203
Manaus Transmissora de Energia S.A.	621.873	-	-	-	-	50	72.028	-	693.951
Enerpeixe S.A.	561.282	-	-	-	-	(51.517)	36.343	-	546.108
Teles Pires Participações	662.564	115.576	-	-	-	-	(47.518)	-	730.622
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	415.501	-	-	-	-	-	59.912	-	475.413
Belo Monte Transmissora de Energia	391.058	569.869	-	-	-	-	(2.453)	-	958.474
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	318.972	735	-	-	-	5.780	21.367	-	346.854
Mata de Santa Genebra	30.336	119.760	-	-	-	-	(7.860)	-	142.236
Energética Águas da Pedra S.A.	208.795	-	-	-	-	(12.716)	40.760	-	236.839
Goiás Transmissão S.A.	190.245	-	-	-	-	-	(14.948)	-	175.297
Companhia Energética Sinop S.A.	179.052	47.129	-	10.379	-	-	(2.491)	-	234.069
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	176.941	-	-	-	-	(41.861)	67.436	-	202.516
Integração Transmissora de Energia S.A.	175.572	-	-	-	-	(5.092)	22.567	-	193.047
Transnorte Energia S.A.	148.373	-	-	-	-	-	(82)	-	148.291
Chapada Piauí II Holding S.A.	142.187	-	-	-	-	(1)	(20.936)	-	121.250
MGE Transmissão S.A.	136.755	-	-	-	-	-	(19.675)	-	117.080
Baguari Energia S.A. (Baguari)	82.721	-	-	-	-	1.342	10.744	-	94.807
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	128.418	-	-	-	-	-	22.515	-	150.933
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	121.774	-	-	-	-	-	3.095	-	124.869
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	120.873	-	-	-	-	(1.242)	8.745	-	128.376
Chapada Piauí I Holding S.A.	109.497	14.040	-	-	-	-	(15.749)	-	107.788
Empresa de Energia São Manoel	103.314	377.321	-	-	-	-	(1.436)	-	479.199
Paranaíba	100.726	7.291	-	-	-	-	9.233	-	117.250
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	97.374	-	-	-	-	(1)	(4.616)	-	92.757
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	97.154	-	-	-	-	-	1.824	-	98.978
Transenergia São Paulo S.A.	91.141	-	-	-	-	(1.553)	12.923	-	102.511
Triângulo Mineiro Transmissora	82.555	24.255	-	-	-	-	15.408	-	122.218
Outros	1.511.710	19.437	(25.647)	7.943	-	(41.540)	22.206	-	1.494.109
TOTAL DE INVESTIMENTOS	21.267.136	2.576.733	(46.732)	558.926	(22.888)	(269.349)	2.332.008	(87.832)	26.308.002

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2014	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 30/09/2015
MUTUAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA							
FURNAS	10.327.900	(40.194)	-	-	-	391.787	10.679.493
CHESF	9.483.869	(86.968)	-	-	-	600.319	9.997.220
ELETROSUL	5.262.369	-	63.976	(77)	(25.592)	(311.230)	4.989.446
ELETRONORTE	13.158.185	-	12.984	(68)	(1.363.205)	412.781	12.220.677
ELETRONUCLEAR	4.792.158	(359)	-	-	-	(3.429.951)	1.361.848
ELETROPAR	117.951	2.595	-	-	-	4.139	124.685
ED ACRE	53.100	-	-	-	-	(53.100)	-
ED RONDONIA	104.066	-	-	-	-	(104.066)	-
CELG D	108.872	-	-	-	-	(108.872)	-
ITAIPU BINACIONAL	132.810	65.835	-	-	-	-	198.645
EÓLICA MANGUE SECO	16.726	-	-	-	-	(395)	16.331
CHC	79.081	35.628	-	-	-	(11.830)	102.879
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	802.964	-	200.249	-	-	(5.427)	997.786
INAMBARI	164	-	-	-	-	(26)	138
CEEE-GT	449.336	(5.756)	-	-	-	7.955	451.535
EMAE	265.552	(2.449)	-	-	-	21.881	284.984
CTEEP	927.814	-	-	-	(39.177)	116.674	1.005.311
CEMAR	554.817	-	-	-	(145)	80.365	635.037
REDE LAJEADO	206.282	-	-	-	-	14.748	221.030
CEB LAJEADO	71.723	-	-	-	-	5.373	77.096
CEEE-D	7.476	2.956	-	-	-	(10.432)	-
PAULISTA LAJEADO	18.119	-	-	-	2.165	209	20.493
ROUAR	70.044	36.866	-	-	-	8.410	115.320
ENERGISA MT	376.031	-	-	-	(4.144)	8.409	380.296
TOTAL DE INVESTIMENTOS	47.387.409	8.154	277.209	(145)	(1.430.098)	(2.362.279)	43.880.250

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2014	Integralização de capital/Baixa	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Ganho / Perda de Capital	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Saldo em 30/09/2015
MUTUAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONSOLIDADO								
ITAIPU BINACIONAL	132.810	-	65.835	-	-	-	-	198.645
EÓLICA MANGUE SECO	16.726	-	-	-	-	-	(395)	16.331
CHC	79.081	-	35.628	-	-	-	(11.830)	102.879
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	2.676.578	466.981	-	200.249	-	-	(16.842)	3.326.966
INAMBARI	164	-	-	-	-	-	(26)	138
CEEE-GT	449.336	-	(5.756)	-	-	-	7.955	451.535
EMAE	275.214	-	(2.538)	-	-	-	22.674	295.350
CTEEP	946.187	-	-	-	-	(39.910)	119.070	1.025.347
CEMAR	554.817	-	-	-	-	(145)	80.365	635.037
REDE LAJEADO	206.282	-	-	-	-	-	14.748	221.030
CEB LAJEADO	71.723	-	-	-	-	-	5.373	77.096
CEEE-D	7.476	-	2.956	-	-	-	(10.432)	-
PAULISTA LAJEADO	18.119	-	-	-	-	2.165	209	20.493
ROUAR	70.044	-	36.866	-	-	-	8.410	115.320
ENERGISA MT	376.031	-	-	-	-	(4.144)	8.409	380.296
ESBR PARTICIPAÇÕES S.A.	2.907.364	180.000	-	-	-	-	(310.662)	2.776.702
MADEIRA ENERGIA S.A.	2.724.068	164.970	-	-	-	-	(248.233)	2.640.805
NORTE BRASIL TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	842.103	-	-	-	-	-	53.636	895.739
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA DO MADEIRA S.A.	822.342	-	-	-	-	(402)	98.359	920.299
ENERPEIXE S.A.	555.860	-	-	-	-	-	41.447	597.307
MANAUS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	547.784	-	-	-	-	-	37.243	585.027
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES S.A.	496.425	186.624	-	-	-	-	(65.744)	617.305
CHAPECOENSE GERAÇÃO S.A.	364.522	-	-	-	-	-	31.772	396.294
TRANSMISSORA SUL BRASILEIRA DE ENERGIA S.A.	275.960	16.000	-	-	-	2.660	4.240	298.860
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA S.A.	184.632	4.900	-	-	-	(75)	15.739	205.196
INTERLIGAÇÃO ELÉTRICA GARANHUNS S.A.	181.526	89.425	-	-	-	-	19.112	290.063
COMPANHIA ENERGÉTICA SINOP S.A.	177.772	-	-	-	-	-	4.244	182.016
INTEGRAÇÃO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	169.450	-	-	-	-	(3.488)	19.635	185.597
STN - SISTEMA DE TRANSMISSÃO NORDESTE S.A.	163.434	-	-	-	-	(22.936)	40.163	180.661
SANTA VITÓRIA DO PALMAR HOLDING S.A.	157.627	-	-	-	-	-	(42.785)	114.842
TRANSMISSORA SUL LITORÂNEA DE ENERGIA S.A.	139.719	-	-	-	-	-	5.797	145.516
GOIÁS TRANSMISSÃO S.A.	138.436	-	-	-	-	-	66.808	205.244
MGE TRANSMISSÃO S.A.	118.953	-	-	1.960	-	-	22.718	143.631
BRASNORTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	115.568	-	-	-	-	-	6.938	122.506
RETIRO BAIXO ENERGIA S.A.	111.906	-	-	2.695	-	-	(1.422)	113.179
TRANSENERGIA RENOVÁVEL S.A.	96.813	-	-	-	-	-	(12.920)	83.893
VAMCRUZ PARTICIPAÇÕES S.A.	-	392	73.350	-	-	-	246	73.988
BAGUARI ENERGIA S.A.	85.815	-	-	-	-	(6.767)	3.272	82.320
TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA S.A.	85.368	-	-	-	-	(1.531)	1.816	85.653
TRANSENERGIA SÃO PAULO S.A.	83.116	-	-	1.960	-	-	5.350	90.426
Outros	1.273.159	625.350	(73.350)	18.278	(33.510)	(20.592)	(8.142)	1.781.193
TOTAL DE INVESTIMENTOS	18.700.310	1.734.642	132.991	225.142	(33.510)	(95.165)	16.315	20.680.725

(*)Em 22 de julho de 2016, a Companhia vendeu a totalidade de suas ações da Centrais Hidreletricas de Centroamerica ("CHC"), correspondente a 50% do capital social da investida.

15.5 Informações do valor de mercado das investidas

Empresas de capital aberto	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado (*)	
			30/09/2016	31/12/2015
CTEEP	Equivalência Patrimonial	36,03%	3.797.180	2.589.826
CEMAR	Equivalência Patrimonial	33,55%	991.539	989.887
AES Tietê	Valor de mercado	7,94%	484.434	437.532
ENERGISA MT	Equivalência Patrimonial	27,52%	415.125	335.109
COELCE	Valor de mercado	7,06%	246.026	196.429
ENERGISA S.A	Valor de mercado	2,31%	165.944	116.497
CESP	Valor de mercado	2,05%	134.456	87.023
CEEE-GT	Equivalência Patrimonial	32,59%	174.788	76.904
CEEE-D	Equivalência Patrimonial	32,59%	94.640	65.302
EMAE	Equivalência Patrimonial	40,44%	79.290	60.404
CELPA	Valor de mercado	0,99%	39.998	42.379
CELESC	Valor de mercado	10,75%	58.007	41.513
AES Eletropaulo	Valor de mercado	1,25%	22.235	32.098
CPFL Energia	Valor de mercado	0,18%	43.593	25.861
CELPE	Valor de mercado	1,56%	22.029	28.859
COPEL	Valor de mercado	0,56%	32.376	24.492
Energias do Brasil	Valor de mercado	0,31%	27.213	20.357
CGEEP - DUKE	Valor de mercado	0,47%	22.077	17.662
CEB	Valor de mercado	2,10%	8.145	6.130
CELGPAR	Valor de mercado	0,07%	115	92

(*) Baseado na cotação das ações na data-base.

15.6 Resumo das informações dos principais empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

I - Ativo e Passivo

30/09/2016												
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	ATIVO				Total Ativo	PASSIVO				Patrimônio líquido	Total Passivo
		Caixa e equivalente de caixa	Outros ativos	Circulante			Outros passivos	Empréstimos e financiamentos	Não Circulante			
				Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos				Empréstimos e financiamentos	Outros passivos		
Norte Energia S.A	49,98%	97.137	476.783	35.206.414	402.251	36.182.585	337.814	896.372	24.711.990	389.501	9.846.908	36.182.585
Madeira Energia S.A. (MESA)	39,00%	285.436	1.442.730	22.334.347	962.634	25.025.147	540.685	1.347.942	14.472.813	1.310.799	7.352.908	25.025.147
ESBR Participações	40,00%	119.383	616.206	21.715.450	1.845.389	24.296.428	327.375	576.463	10.945.763	5.903.676	6.543.151	24.296.428
CTEEP	36,03%	4.503	1.445.783	64.804	13.495.164	15.010.254	276.443	213.214	952.981	3.356.085	10.211.531	15.010.254
Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IE Madeira)	49,00%	157.096	539.536	4.956.191	76.946	5.729.769	199.483	104.905	2.153.188	901.405	2.370.788	5.729.769
Teles Pires Participações	49,44%	14.831	162.308	5.077.833	321.354	5.766.326	364.906	235.223	3.244.311	229.432	1.502.454	5.766.326
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	45.093	301.777	3.526.862	204.069	4.077.801	83.307	189.601	1.152.701	543.612	2.108.580	4.077.801
Chapacoense Geração S.A. (Chapacoense)	40,00%	197.949	163.739	3.033.598	187.121	3.582.407	137.079	196.557	1.320.608	739.630	1.188.533	3.582.407
Belo Monte Transmissora de Energia	49,50%	141.952	9.488	3.060.657	-	3.212.097	1.160.929	436.663	-	46.599	1.567.906	3.212.097
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,00%	32.858	163.648	2.400.748	48.495	2.645.749	72.789	113.005	751.101	306.934	1.401.920	2.645.749
Empresa de Energia São Manoel	33,33%	64.208	667	2.423.997	98.632	2.587.504	1.054.760	109.816	-	59.316	1.363.612	2.587.504
Serra do Falcão Energia S.A.	49,47%	21.133	45.662	1.967.740	148.537	2.183.072	45.584	178.325	372.484	1.537.594	49.085	2.183.072
Enerpeve S.A.	40,00%	69.051	45.395	1.558.576	55.320	1.728.342	-	123.171	-	239.901	1.365.270	1.728.342
Paranaíba	24,50%	30.995	15.728	1.198.057	30.840	1.275.620	41.612	83.815	558.202	113.422	478.569	1.275.620
Interligação Elétrica Garanhuns	49,00%	17.560	97.792	1.106.691	27.266	1.249.309	33.275	48.462	290.276	169.431	707.865	1.249.309
Companhia Energética Sinop	49,00%	12.201	4.404	1.203.397	4.849	1.224.851	-	422.123	-	249.525	553.203	1.224.851
Santa Vitória do Palmar	49,00%	7.924	17.774	971.049	32.793	1.029.540	26.079	161.251	722.529	65.166	54.515	1.029.540
EMAE	40,44%	28.353	-	16.200	960.748	1.005.301	-	241.558	-	-	763.743	1.005.301
Chapada do Piauí I	49,00%	26.026	19.730	893.414	18.816	957.986	34.348	154.883	468.276	97.904	202.575	957.986
Energética Águas da Pedra S.A.	49,00%	74.499	55.421	741.150	31.371	902.441	34.993	68.103	318.414	12.969	467.962	902.441
Chapada do Piauí II	49,00%	18.223	20.812	795.215	20.769	855.019	21.858	18.148	562.586	79.182	173.245	855.019
Mata de Santa Genebra	49,90%	125.502	9.241	681.236	18.877	834.856	512.480	21.800	-	15.533	285.043	834.856
Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.	49,00%	14.328	206.985	532.648	15.402	769.363	20.101	67.919	127.714	140.330	413.299	769.363
Goiás Transmissão S.A.	49,00%	20.390	5.771	649.667	12.609	688.437	14.568	54.920	202.648	58.551	357.750	688.437
Chuí	49,00%	37.100	11.358	590.059	15.425	653.942	24.029	28.533	329.267	445.931	(173.818)	653.942
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	49,00%	25.263	124.788	460.240	11.491	621.782	31.490	10.344	98.164	87.806	393.978	621.782
Vamcruz I	49,00%	26.649	21.096	503.757	-	551.502	18.079	11.454	245.412	121.515	155.042	551.502
Serra das Vacas Holding	49,00%	4.292	8.596	516.806	-	529.694	35.821	59.057	207.470	53.692	173.654	529.694
Triângulo Mineiro Transmissora	49,00%	13.645	868	497.359	-	511.872	13.232	32.523	143.125	75.067	247.925	511.872
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	49,00%	17.993	6.954	463.254	13	488.214	12.118	24.235	109.483	34.351	308.027	488.214
Retro Baixo Energética S.A. (Retro Baixo)	49,00%	11.664	9.975	367.043	13.351	402.033	13.363	6.597	111.291	15.948	254.834	402.033
CEEE-D	32,59%	10.003	662.403	2.239.397	263.517	3.175.320	27.694	1.481.306	426.837	1.959.926	(720.443)	3.175.320
CEEE-GT	32,59%	11.268	392.576	1.156.838	2.447.982	4.008.664	15.071	368.178	253.052	1.116.273	2.256.090	4.008.664
Lajeado Energia	40,07%	46.914	142.882	22	1.361.110	1.550.928	-	89.126	-	449.519	1.012.283	1.550.928
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	51,00%	5.753	55.662	880.695	19.960	962.070	27.846	50.384	434.593	178.967	270.280	962.070

31/12/2015											
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Participação	ATIVO					PASSIVO				
		Circulante		Não Circulante			Circulante		Não Circulante		
		Caixa e equivalente de caixa	Outros ativos	Ativo financeiro, intangível e imobilizado	Outros ativos	Total Ativo	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Empréstimos e financiamentos	Outros passivos	Patrimônio líquido
Belo Monte Transmissora de Energia	49,00%	332.604	4.199	920.165	-	1.256.968	453.882	46.277	-	8.733	748.076
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	49,71%	16.467	24.149	279.599	-	320.215	11.280	13.838	-	51.941	243.156
Chapecoense Geração S.A.	40,00%	176.308	180.185	3.075.967	162.724	3.595.184	136.322	311.290	1.404.553	704.268	1.038.751
Companhia Energética Sinop	49,00%	53.385	3.445	844.733	2.491	904.054	328.022	56.012	-	19.609	500.411
Energética Águas da Pedra S.A.	49,00%	61.765	39.300	753.115	17.353	871.533	34.917	54.031	339.843	12.178	430.564
Enerpeixe S.A.	40,00%	82.946	76.736	1.596.186	50.194	1.806.062	-	172.744	-	230.114	1.403.204
ESBR Participações	40,00%	-	908.570	21.685.558	1.655.056	24.249.184	-	1.422.013	11.299.857	4.508.251	7.019.063
Interligação Elétrica da Madeira S.A.	49,00%	41.833	646.081	4.149.365	-	4.837.279	197.250	151.399	2.215.079	546.746	1.726.805
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	-	33.485	1.114.685	16.723	1.164.893	-	-	339.848	174.081	650.964
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	49,00%	36.235	112.742	496.085	-	645.062	31.182	9.001	120.166	93.573	391.140
Madeira Energia S.A.	39,00%	299.963	1.308.256	22.180.387	1.182.376	24.970.982	450.779	1.700.678	14.061.238	1.507.190	7.251.097
Manaus Transmissora de Energia S.A.	49,50%	32.198	188.813	2.376.236	9.351	2.606.598	69.707	272.606	786.943	310.270	1.167.072
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00%	51.937	265.098	3.425.883	-	3.742.918	78.941	263.100	1.171.337	426.938	1.802.602
Norte Energia S.A.	49,98%	489.804	442.450	29.964.727	271.620	31.168.601	-	719.033	23.280.595	229.708	6.939.265
Santa Vitória do Palmar	49,00%	-	31.227	1.004.762	22.957	1.058.946	-	182.126	749.633	24.692	102.495
Serra do Facão Energia S.A.	49,47%	31	52.441	2.044.386	99.362	2.196.220	41.126	163.051	401.137	1.499.884	91.022
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	-	60.313	699.181	3.866	763.360	-	-	162.093	240.162	361.105
Teles Pires Participações	49,00%	130.877	98.058	4.886.124	236.137	5.351.196	191.893	293.229	3.392.921	80.097	1.393.056
TSBE	80,00%	-	46.675	659.575	-	706.250	-	30.639	337.796	-	337.815
TSLE	51,00%	-	49.433	914.407	-	963.840	-	91.522	495.271	112.850	264.197
Chapada do Piauí I Holding S.A.	49,00%	-	51.418	809.359	132	860.909	-	-	523.242	160.933	176.734
Chapada do Piauí II Holding S.A.	49,00%	-	85.298	864.913	-	950.211	-	-	512.068	189.113	249.030
Chui Holding S.A.	49,00%	-	65.150	609.778	12.747	687.675	-	57.429	373.979	413.628	(157.361)
Companhia Energética do Maranhão (CEMAR)	33,55%	310.893	1.963.260	2.573.627	271.559	5.119.339	253.910	711.799	1.997.641	207.715	1.948.274
Lajeado Energia	40,07%	161.062	92.153	48	1.445.794	1.699.057	6.483	243.394	448.216	2.616	998.348
CTEEP	35,37%	3.120	580.539	45.812	6.217.757	6.847.228	213.312	155.268	665.649	476.794	5.336.205
CEEE-GT	32,59%	38.171	454.210	555.108	1.871.335	2.918.824	29.247	298.881	282.253	826.489	1.481.954
Energisa MT	27,52%	192.754	1.198.769	1.909.436	1.365.792	4.666.751	170.545	918.080	1.297.616	930.884	1.349.626
CEEE-D	32,59%	73.961	801.912	2.165.618	274.473	3.315.964	4.954	1.346.254	474.965	1.973.387	(483.596)

II - Resultado

30/09/2016							
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização	
Norte Energia S.A	314.780	63.118	(86.787)	8.862	(36.399)	(3.621)	
Madeira Energia S.A. (MESA)	2.037.788	126.843	(1.087.622)	(30.975)	(288.189)	(500.321)	
ESBR Participações	1.591.032	30.114	(754.912)	185.722	(437.162)	(367.558)	
CTEEP	7.291.409	62.001	(141.430)	(2.252.857)	4.742.398	(6.672)	
Interligação Elétrica da Madeira S.A. (IE Madeira)	714.443	2.996	(29.018)	(139.360)	376.533	(38)	
Teles Pires Participações	521.845	32.205	(239.322)	13.449	(91.408)	(119.722)	
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	392.691	7.287	(92.042)	(1.311)	278.939	(113.432)	
Chapecoense Geração S.A. (Chapecoense)	490.848	25.280	(121.364)	(93.246)	149.781	(44.849)	
Belo Monte Transmissora de Energia	-	123.326	(89.100)	(34.949)	(6.302)	(104)	
Manaus Transmissora de Energia S.A.	252.484	-	-	4.979	145.510	(853)	
Empresa de Energia São Manoel	-	17.186	(16.477)	1.894	(3.676)	-	
Serra do Facão Energia S.A.	232.650	3.349	(183.845)	26.807	(41.935)	(82.291)	
Enerpeixe S.A.	238.242	4.199	(35.810)	(13.015)	90.859	(36.847)	
Paranaíba	102.726	2.335	(40.964)	(19.412)	37.683	(4.174)	
Interligação Elétrica Garanhuns	133.555	3.947	(22.016)	(20.418)	43.606	(2)	
Companhia Energética Sinop	-	-	-	2.358	(4.571)	(4.787)	
Santa Vitória do Palmar	73.494	3.070	(69.675)	(3.202)	(47.980)	(38.273)	
EMAE	(11.003)	26.929	(331)	(7.216)	8.379	(175)	
Chapada do Piauí I	82.447	515	(76.499)	(3.204)	(32.141)	(23.104)	
Energética Águas da Pedra S.A.	162.776	-	-	(15.272)	83.185	(17.738)	
Chapada do Piauí II	71.309	831	(72.212)	(2.584)	(42.727)	(20.416)	
Mata de Santa Genebra	45.733	11.374	(62.258)	813	(8.655)	(24)	
Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.	124.164	2.710	(22.209)	48.893	137.625	(46)	
Goiás Transmissão S.A.	(3.878)	1.750	(13.450)	(495)	(30.506)	(166)	
Chuí	41.549	4.407	(28.826)	(2.006)	(16.457)	(26.018)	
Intesa - Integração Transmissora de Energia S.A.	71.867	3.412	(10.662)	(2.998)	46.053	(10)	
Vamcruz I	48.130	2.017	(16.104)	(2.142)	5.989	(13.830)	
Serra das Vacas Holding	49.008	(35)	(28.476)	(1.537)	(9.421)	(15.151)	
Triângulo Mineiro Transmissora	41.092	70.493	(7.967)	(22.659)	31.445	-	
Transenergia Renovável S.A. (Transenergia)	62.518	1.296	(8.080)	(2.514)	45.950	(23)	
Retiro Baixo Energética S.A. (Retiro Baixo)	40.721	1.230	(10.207)	(1.752)	8.084	(6.980)	
CEEE-D	2.406.992	353.510	(358.180)	40.623	(236.847)	(92.718)	
CEEE-GT	1.424.792	122.199	(70.262)	(317.922)	744.908	(22.921)	
Lajeado Energia	371.444	16.772	(61.062)	(34.376)	95.690	(21.568)	
Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	72.191	2.647	(53.002)	(4.752)	6.083	(26)	

30/09/2015						
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas	Receita operacional líquida	Receita financeira	Despesa financeira	Impostos sobre o lucro	Lucro líquido (prejuízo)	Depreciação e amortização
Amapari Energia S.A.	-	1.472	(1.746)	-	(5.057)	-
Amazônia Eletronorte Transm. de Energia S.A.	22.433	453	(2.492)	(1.050)	15.176	(163)
Belo Monte Transmissora de Energia S.A.	552.170	31.861	(36.737)	(3.830)	(16.891)	(50)
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	28.669	1.014	(1.962)	(7.325)	15.201	-
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	20.924	2.188	(6.560)	(980)	(1.932)	(6.772)
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	23.422	2.907	(6.777)	(1.185)	(474)	(7.343)
Companhia Energética Sinop	-	9.224	15.058	-	16.167	(111)
Construtora Integração Ltda	-	590	(283)	-	(4.268)	(1)
Energética Águas da Pedra S.A.	134.673	2.984	(22.232)	(4.591)	23.247	(14.858)
Integração Transmissora de Energia S.A.	78.930	2.556	(11.221)	(11.866)	43.690	-
Manaus Construtora Ltda	-	134	(1.079)	258	(1.662)	-
Manaus Transmissora de Energia S.A.	170.044	(1.042)	(60.371)	(3.136)	75.244	-
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	289.500	2.381	(92.776)	(68.651)	112.251	-
Norte Energia S.A.	58.574	75.305	(68.502)	110.784	(36.825)	(5.440)
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	19.078	1.867	(6.911)	(955)	(4.170)	(6.693)
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	31.238	1.507	(8.865)	(1.136)	(18.389)	-
Transnorte Energia S.A.	47.753	-	(686)	(7.819)	15.099	(22)
CEEE-D	2.914.696	-	(159.929)	(37.442)	(203.545)	(47.385)
CEEE-GT	406.675	42.202	-	888	11.941	(19.785)
CEMAR	1.958.938	332.683	(357.297)	(53.965)	240.364	(94.184)
Chapecoense Geração S.A.	347.405	17.322	(92.718)	(58.913)	42.816	(34.867)
Cia Hidrelétrica Teles Pires	185.280	5.708	(103.576)	40.520	(130.856)	(32.651)
CTEEP	828.700	87.742	(92.989)	(83.843)	432.984	(5.804)
Enerpeixe S.A.	340.638	5.715	(33.046)	(14.498)	103.618	(37.036)
ESBR Participações S.A.	1.471.570	7.960	(430.397)	385.822	(776.656)	(310.598)
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	506.746	17.083	(192.735)	(86.927)	205.087	11
Livramento Holding S.A.	6.748	292	(8.064)	-	(98.023)	(17)
Madeira Energia S.A.	1.972.265	107.370	(833.893)	(2.273)	(636.495)	(344.497)
Serra do Facão Energia S.A.	216.669	2.535	(34.849)	12.451	(96.942)	(32.598)
Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	132.110	2.933	(22.082)	(17.312)	81.963	(84)

15.6.1 – Empresas de Geração e Transmissão:

(a) Eletrosul Centrais Elétricas S.A. - tem como objetivo principal a transmissão e a geração de energia elétrica diretamente ou através da participação em Sociedades de Propósito Específicos. A Companhia realiza estudos, projetos, construção, operação e manutenção das instalações dos sistemas de transmissão e de geração de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas.

(b) Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) - concessionária de serviço público de energia elétrica que tem por finalidade gerar, transmitir e comercializar energia elétrica. O seu sistema de geração é hidrotérmico, com predominância de usinas hidrelétricas, responsáveis por percentual superior a 97% da produção total. As operações da CHESF na atividade de geração de energia contam com 14 usinas hidrelétricas e 1 usina termelétrica, perfazendo uma potência instalada de 10.615 MW*, e na atividade de transmissão o sistema é composto por 115 subestações e 19.669 Km* de linhas de alta tensão.

Em 31 de dezembro de 2015, os trâmites necessários para efetiva retirada da CTEEP na composição acionária da SPE Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A. foram concluídos junto ao órgão regulador – ANEEL. Dessa forma a Controlada Chesf passou a deter 100% de participação acionária na Extremoz.

No final de 2015, a Chesf adquiriu o controle sobre a SPE Tamanduá Mirim 2 Energia S.A., pertencente ao Complexo Eólico Pindaí III, mediante a diluição, de forma definitiva, da participação acionária do Sócio Sequoia Capital Ltda. no referido empreendimento. Sendo assim, a Controlada Chesf passou a deter o controle com 83,01% de participação acionária nesse empreendimento.

(c) Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte) - concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada pela Companhia, com atuação predominante nos Estados do

Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins. As operações da Companhia com a geração de energia elétrica contam com 4 usinas hidrelétricas, com capacidade instalada de 8.860,05 MW* e 6 usinas termelétricas, com capacidade de 479,97 MW*, perfazendo uma capacidade instalada de 9.340,02 MW*. A transmissão de energia é efetuada por um sistema composto de 9.287,13 Km* de linhas de transmissão, 45 subestações no Sistema Interligado Nacional – SIN, 695,89 Km* de linhas de transmissão, 10 subestações no sistema isolado, perfazendo um total de 9.983,02 Km* de linhas de transmissão e 55 subestações.

(d) Furnas Centrais Elétricas S.A. (FURNAS) – controlada pela Companhia, atua na geração, transmissão e comercialização predominantemente na região abrangida pelo Distrito Federal e os Estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Paraná, Espírito Santo, Goiás, Mato Grosso, Pará, Tocantins, Rondônia, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia, além de participar de Sociedades de Propósito Específico. O sistema de produção de energia elétrica operado por Furnas é composto por 10 usinas hidrelétricas de propriedade exclusiva, 2 em parceria com a iniciativa privada com uma potência instalada de 8.327 MW*, e 2 usinas termelétricas com 962 MW* de capacidade, totalizando 9.289 MW*.

(*) informações não revisadas pelos auditores independentes.

15.6.2 - Demais Empresas

a) Companhia Energética do Maranhão (CEMAR) - concessionária do serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de sub-transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A Companhia detém a concessão para a distribuição de energia elétrica em 217 municípios do Estado do Maranhão, regulada pelo Contrato de Concessão nº 60, de 28 de agosto de 2000, celebrado com a ANEEL, o qual permanece com o seu termo de vigência até agosto de 2030, podendo ser prorrogado por mais um período de 30 anos.

b) Eletrobras Participações S.A. (Eletropar) - controlada pela Companhia, e tem por objeto social a participação no capital social de outras sociedades. Em 15 de dezembro de 2015, a Assembleia Geral de Credores da Eletronet S.A., a qual a Eletropar é agente de Furnas, Chesf e Eletronorte, deliberaram pela quitação das obrigações da Eletronet, tendo sido requerida a declaração judicial de extinção de obrigações e o encerramento da falência, com a retomada do exercício ordinário de suas atividades e a produção dos demais efeitos pertinentes.

c) Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT) – sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações (CEEE-Par), empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto explorar sistemas de produção e transmissão de energia elétrica.

d) Companhia Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) - sociedade de capital aberto, autorizada a operar como concessionária de serviço público de energia elétrica, tendo como atividades principais o planejamento, a construção e a operação de sistemas de transmissão de energia elétrica.

A CTEEP, avaliada pelo método de equivalência patrimonial, no trimestre findo em 30 de junho de 2016, não realizou a mensuração nem o registro contábil da atualização do ativo de

transmissão previstos no artigo 15 da Lei nº 12.783/2013 conforme as definições da Portaria nº 120, de 20 de abril de 2016 do Ministério das Minas e Energia.

Assim sendo, somente em 30 de setembro de 2016, a CTEEP apurou e reconheceu contabilmente os efeitos da atualização do ativo financeiro das instalações da denominada Rede Básica Sistema Existente – RBSE, que resultou em R\$8.602.710, com impacto de R\$7.111.714 no ativo financeiro, R\$6.315.963 na receita operacional líquida (R\$795.751 referente PIS e COFINS diferidos), R\$2.147.428 nas provisões para imposto de renda e contribuição social diferidos e R\$4.168.535 no lucro líquido (impactos referentes à totalidade dos efeitos, na Companhia os referidos impactos são refletidos na proporção de sua participação societária).

e) Centrais Elétricas do Pará S.A. (CELPA) - sociedade de capital aberto, sob o controle acionário da Equatorial Energia S.A. (Equatorial), que atua na distribuição e geração de energia elétrica no Estado do Pará, atendendo consumidores em 143 municípios, conforme Contrato de Concessão 182/1998, assinado em 28 de julho de 1998, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028. Além do contrato de distribuição, a CELPA possui Contrato de Concessão de Geração 181/98 de 34 Usinas Termelétricas, sendo 11 próprias e 23 terceirizadas, para a exploração de geração de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028, renovável por igual período. A investida apresentava em 30 de junho de 2016 um capital circulante líquido de R\$ 340.841 (capital circulante líquido negativo de R\$ 350.275 em 31 de dezembro de 2015), o resultado determinou um patrimônio líquido de R\$ 1.979.395 (R\$ 1.844.970 em 31 de dezembro de 2015) e lucros acumulados de R\$ 149.936 (R\$ 392.340 em 31 de dezembro de 2015).

Todos os créditos existentes contra a investida até a data do ajuizamento do seu pedido de recuperação judicial, ainda que não vencidos, ressalvadas as exceções legais, deverão ser pagos nos termos do plano de recuperação judicial, aprovado em 01 de setembro de 2012 em assembleia geral de credores.

f) Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. (EMAE) - a concessionária de um complexo hidroenergético localizado no Alto Tietê, centrado na Usina Hidroelétrica Henry Borden. A EMAE dispõe, ainda, da UHE Rasgão e a UHE Porto Góes, ambas no Rio Tietê. No Vale do Paraíba, município de Pindamonhangaba, está instalada a UHE Isabel, atualmente fora de operação. A investida apresentava em 30 de setembro de 2016 um capital circulante líquido de R\$ 121.921 (R\$ 112.812 em 31 de dezembro de 2015).

g) Energisa Mato Grosso – Distribuidora de Energia S.A. (Energisa MT) - sociedade por ações de capital aberto, sob o controle acionário da Energisa S.A., atuando na área de distribuição de energia elétrica, além da geração própria através de usinas térmicas para o atendimento a sistemas isolados em sua área de concessão que abrange o Estado de Mato Grosso, atendendo consumidores em 141 municípios. Conforme Contrato de Concessão de 03/1997, assinado em 11 de dezembro de 1997, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 11 de dezembro de 2027, renovável por igual período. Além do contrato de distribuição, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração 04/1997, de 3 Usinas Termelétricas com suas respectivas subestações associadas, com vencimento em 10 de dezembro de 2027.

h) Norte Energia S.A. – sociedade de propósito específico, de capital fechado, com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (UHE Belo Monte), no rio Xingu, localizada no Estado do Pará e das instalações de transmissão de interesse restrito à central geradora. A

Companhia detém 49,98% do capital social da Norte Energia. Essa investida vem despendendo quantias significativas em custos de organização, desenvolvimento e pré-operação, os quais, de acordo com as estimativas e projeções, deverão ser absorvidos pelas receitas de operações futuras. A investida necessitará de recursos financeiros dos seus acionistas e de terceiros em montante significativo, para a conclusão de sua Usina Hidrelétrica. Em 30 de setembro de 2016, a investida apresentava um capital circulante líquido negativo de R\$ 660.266 (R\$ 359.526 em 31 de dezembro de 2015).

i) Madeira Energia S.A. – sociedade anônima de capital fechado, constituída em 27 de agosto de 2007, e tem por objetivo a construção e exploração da Usina Hidrelétrica Santo Antônio localizada em trecho do Rio Madeira, município de Porto Velho, Estado de Rondônia, e do seu Sistema de Transmissão Associado. A Companhia detém 39% do capital social da Madeira Energia. A investida está incorrendo em gastos de constituição relacionados com o desenvolvimento de projeto para construção da Usina Hidrelétrica Santo Antônio, os quais, de acordo com as projeções financeiras preparadas pela sua administração, deverão ser absorvidos pelas receitas futuras das operações.

Em 30 de setembro de 2016, a investida Madeira Energia S.A. (MESA), da qual Furnas tem participação de 39% apresentava excesso de passivos sobre ativos circulantes no montante de R\$ 128.273 (R\$ 543.238 em 31 de dezembro de 2015). Para equalização da situação do capital circulante negativo, a investida conta com os aportes de recursos de seus acionistas. Parte da situação financeira da MESA é afetada pelo reconhecimento de provisão para perdas sobre parte do valor esperado de recebimento de dispêndios reembolsáveis junto ao Consórcio Construtor Santo Antônio (CCSA).

Tal recebível teve sua origem por ocasião da assinatura do 2º termo aditivo ao Contrato de Concessão com a ANEEL, embasado pela apresentação de um cronograma de entrada em operação comercial pelo CCSA, antecipando, pela segunda vez, o início de entrada em operação das unidades geradoras do empreendimento, sendo firmado então, no Contrato para Implantação da UHE Santo Antônio e em “Termos e Condições”, o referido compromisso. No entanto, este cronograma não foi plenamente atendido, fazendo com que o resultado líquido desta apuração gerasse para a MESA um direito de ressarcimento junto ao CCSA.

Para a aferição do cálculo desse dispêndio reembolsável, o CCSA requereu a aplicação da cláusula 31.1.2.1.1 do contrato EPC, que apresenta o limitador contratual de R\$ 122,00/MWh* para o repasse do custo pela compra de volume de energia. Diante desta consideração, a Administração da MESA efetuou, durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2014, análises adicionais, incluindo aspectos legais, e mudou sua estimativa quanto ao valor de realização do ativo (o acima citado direito de ressarcimento junto ao CCSA). Assim, sob o valor total do dispêndio reembolsável de R\$ 1.563.637, foi reconhecida uma provisão para perda cujo valor em 30 de setembro de 2016 foi de R\$ 678.551, o que reflete o valor líquido esperado de recebimento de R\$ 885.086 em setembro de 2016 (R\$ 830.890 em 31 de dezembro de 2015) .

Para dirimir dúvidas quanto à utilização do limitador contratual considerado no cálculo de parte do resultado líquido da antecipação do cronograma de entrada em operação comercial da usina, prevista no 2º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), que originou o referido impairment, a Controlada requereu, perante a International Chamber of Commerce (“ICC”), a instauração de processo arbitral face ao CCSA, sendo que o mesmo é revestido de confidencialidade, nos termos do Regulamento de Arbitragem da ICC. Em 30 de setembro de 2016, o processo aguarda constituição do tribunal arbitral.

A MESA e o CCSA estão em tratativas no intuito de convergirem em um acordo com relação à forma e prazo de liquidação do pleito.

O Conselho de Administração, na reunião nº 002/452, recomendou à Furnas que tome as providências necessárias nas esferas de governança adequadas, para preservar os créditos da SAESA contra o CCSA, de modo a rever o prejuízo na SPE e, por decorrência, seus reflexos em Furnas, por sua participação na SPE.

j) ESBR Participações S.A. (ESBRP) - sociedade anônima de capital fechado, tem por objeto social exclusivo a participação no capital social da Sociedade de Propósito Específico (SPE) denominada Energia Sustentável do Brasil S.A. ("ESBR"), detentora da concessão de uso do bem público para exploração da Usina Hidrelétrica Jirau, em fase de construção no Rio Madeira, no Estado de Rondônia. A Companhia detém 40% do capital ESBRP. Em 30 de setembro de 2016, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 147.360 (R\$ 513.443 em 31 de dezembro de 2015), prejuízos acumulados de R\$ 2.521.544 (R\$ 2.112.648 em 31 de dezembro de 2015) e patrimônio líquido de R\$ 6.610.167 (R\$ 7.019.063 em 31 de dezembro de 2015).

k) Interligação Elétrica do Madeira S.A. (IEMadeira) - constituída em 18 de dezembro de 2008 com o objetivo de explorar a concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, em particular as linhas de transmissão e subestações arrematadas nos Lotes D e F do Leilão nº 007/2008 da ANEEL. A linha de transmissão Porto Velho – Araraquara entrou em operação comercial em 01 de agosto de 2013. As estações Inversora e Retificadora entraram em operação comercial em 12 de maio de 2014. A companhia detém 49% do capital do IE Madeira.

l) Manaus Transmissora de Energia S.A. - sociedade anônima de capital fechado, constituída em 22 de abril de 2008 com o propósito específico de explorar concessões de serviços públicos de transmissão de energia elétrica, prestados mediante a implantação, operação, manutenção e construção de instalações de transmissão da rede básica do sistema elétrico brasileiro interligado, segundo os padrões estabelecidos na legislação e regulamentos em vigor.

A SPE detém a concessão, para construção, operação e manutenção de instalações de transmissão de Linha de Transmissão 500 kV* Oriximiná/Cariri CD, SE Itacoatiara 500/138 kV* e SE Cariri 500/230kV*.

O contrato de concessão foi assinado em 16 de outubro de 2008, pelo prazo de trinta anos, as atividades operacionais iniciaram em 2013.

A Companhia detém 49,50% do capital da Manaus Transmissora de Energia S.A.

(*) informações não revisadas pelos auditores independentes.

15.6.3 – Sociedades sob Gestão

a) Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA) - a Companhia assinou, em 12 de novembro de 2012, um protocolo de intenções, visando à participação no processo de saneamento financeiro da empresa Companhia de Eletricidade do Amapá.

A Companhia e o Governo do Estado do Amapá celebraram, em 12 de setembro de 2013, um Acordo de Acionistas e um Acordo de Gestão, visando à recuperação econômico-financeira da empresa CEA que, após implementação de todos os seus termos, oferece uma opção de compra, pela Companhia, do controle acionário daquela empresa. Para isto, a Companhia assume a gestão executiva da CEA, por meio da sua representação majoritária no Conselho de Administração e indicação dos membros da Diretoria Executiva da CEA, os quais serão, posteriormente, substituídos por profissionais contratados no mercado.

Neste processo o Governo do Estado do Amapá obteve financiamento do Governo Federal, com a finalidade de quitação das dívidas da CEA junto ao Sistema Eletrobras e outros fornecedores, além de preparar um Plano de Contingências que será encaminhado à aprovação da ANEEL.

b) Companhia Energética de Roraima (CERR) - a Companhia assinou, em 26 de novembro de 2012, um protocolo de intenções, visando à participação no processo de saneamento financeiro da empresa Companhia Energética de Roraima. Este processo prevê que a Companhia poderá assumir o controle da CERR, por meio da aquisição do controle acionário da companhia.

A Companhia e o Governo do Estado de Roraima celebraram, inicialmente, um Acordo de Acionistas e um Acordo de Gestão, respeitadas as autorizações necessárias, visando à recuperação econômico-financeira da empresa CERR que, após implementação de todos os seus termos, oferece uma opção de compra pela Companhia, do controle acionário daquela empresa. Para isto, a Companhia assume a gestão executiva da CERR, por meio da sua representação majoritária no Conselho de Administração e indicação dos membros da Diretoria Executiva da CERR, os quais serão posteriormente substituídos por profissionais contratados no mercado.

Neste processo o Governo do Estado de Roraima obteve financiamento, com a finalidade de quitação das dívidas da CERR junto ao Sistema Eletrobras e outros fornecedores, além de preparar um Plano de Contingências que será encaminhado à aprovação da ANEEL.

Conforme Despacho do Ministério de Minas e Energia - MME, de 03 de agosto de 2016, a Companhia Energética de Roraima ("CERR"), empresa sob controle do Estado de Roraima, teve indeferido seu pedido de renovação da concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica, a ela outorgada por meio da Portaria MME 920, de 5 de novembro de 2016.

Desta forma, conforme dispõe o artigo 9º, parágrafo primeiro, da Lei 12.783/2013, o Ministério de Minas e Energia designou a subsidiária da Eletrobras Boa Vista Energia S.A ("Boa Vista"), como responsável pela prestação do serviço de público de distribuição de energia elétrica da área referente a então concessão da CERR, no interior do Estado de Roraima, até que haja assunção de nova concessionária em licitação a ser realizada ou até 31 de dezembro de 2017, o que ocorrer primeiro.

Devido a não renovação da concessão da Companhia Energética de Roraima - CERR, o acordo de acionistas celebrado entre a Eletrobras e o Estado de Roraima, em 12 de setembro de 2013, para gestão compartilhada da CERR, perdeu sua vigência, em conformidade com o disposto no referido instrumento.

As obrigações contraídas pela Boa Vista na prestação temporária do serviço serão assumidas pelo novo concessionário, nos termos do edital de licitação a ser lançado pelo Poder Concedente, não cabendo à Eletrobras ou à Boa Vista, durante o período de prestação de

serviços temporária, fazer qualquer aporte de recursos na CERR, mesmo que para manutenção ou operação dos serviços de distribuição.

15.6.4 – Sociedades de Propósito Específico

Ao longo dos últimos anos, as Empresas do Sistema Eletrobras firmaram investimentos em parcerias em projetos com a iniciativa privada, onde a Companhia figura como acionista não controlador, detendo ações preferenciais. Estes empreendimentos têm como objeto a atuação na área de geração e transmissão de energia elétrica, cujos valores aportados estão classificados no Ativo – Investimentos.

No mesmo sentido, tendo em vista as necessidades de expansão dos investimentos no Setor Elétrico, as empresas controladas pela Companhia participam, também de forma minoritária, com ações ordinárias, em diversas empresas de concessão de serviços de energia elétrica, classificados em Ativo – Investimentos. Os investimentos mais relevantes com participação da Companhia e suas controladas em sociedades de propósito específico não diferem do apresentado das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2015, com exceção do Complexo Eólico Sento Sé III, composto pelas SPEs Banda de Couro Energética S.A. e Baraúnas II Energética S.A., passando de 49% de ambas as SPEs para 1,76% e 1,56%, respectivamente.

15.7 – Ações em garantia

Tendo em vista que a Companhia possui diversas ações no âmbito do Poder Judiciário, onde figura como ré (Vide Nota 30), são oferecidos em garantia, nos recursos dessas ações judiciais, ativos que representam 9,24% em 30 de setembro de 2016 (8,60% em 31 de dezembro 2015) do total da carteira de investimentos, conforme abaixo:

CONTROLADORA			
30/09/2016			
PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	2.548.606	99,29%	2.530.631
EMAE	314.843	100%	314.843
CESP	134.456	98,32%	132.199
AES TIETE	496.706	100%	496.706
COELCE	246.026	96,26%	236.817
CGEEP	22.077	100%	22.077
ENERGISA MT	412.556	92,41%	381.228
CELPA	39.998	100%	39.998
CELPE	22.029	100%	22.029
CEEE - GT	698.412	100%	698.412
ENERGISA S.A.	165.944	82,50%	136.905
CELESC	58.007	95,73%	55.530
CEMAR	718.656	98,63%	708.781
SUBTOTAL	<u>5.878.316</u>		<u>5.776.156</u>

NOTA 16 – IMOBILIZADO

Os itens do ativo imobilizado referem-se substancialmente à infraestrutura para geração de energia elétrica de concessões não prorrogadas nos termos da Lei 12.783/13.

Os bens que compõe o ativo imobilizado da Companhia, associados e identificados como ativos da concessão de serviço público, não podem ser vendidos nem dados em garantia a terceiros.

As Obrigações Especiais (obrigações vinculadas às concessões) correspondem a recursos recebidos de consumidores com o objetivo de contribuir na execução de projetos de expansão necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica e são alocadas aos empreendimentos correspondentes. Os ativos adquiridos com os correspondentes recursos são registrados no imobilizado da Companhia, conforme disposições estabelecidas pela ANEEL. Em virtude de sua natureza essas contribuições não representam obrigações financeiras efetivas, uma vez que não serão devolvidas aos consumidores.

CONSOLIDADO					
30/09/2016					
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	<i>Impairment</i>	Valor líquido
Em serviço					
Geração	47.249.897	(22.790.396)	(588.308)	(11.416.714)	12.454.479
Administração	2.482.502	(1.547.408)	44.072	-	979.166
Distribuição	1.398.468	(484.920)	-	-	913.548
	<u>51.130.867</u>	<u>(24.822.724)</u>	<u>(544.236)</u>	<u>(11.416.714)</u>	<u>14.347.193</u>
Em curso					
Geração	11.924.549	-	-	-	11.924.549
Administração	841.232	-	-	-	841.232
	<u>12.765.781</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>12.765.781</u>
	<u>63.896.648</u>	<u>(24.822.724)</u>	<u>(544.236)</u>	<u>(11.416.714)</u>	<u>27.112.974</u>

CONSOLIDADO					
31/12/2015					
	Valor bruto	Depreciação acumulada	Obrigações vinculadas à Concessão	<i>Impairment</i>	Valor líquido
Em serviço					
Geração	46.003.180	(21.740.065)	(633.602)	(8.684.088)	14.945.425
Administração	2.444.828	(1.445.137)	(25.518)	-	974.173
Distribuição	1.398.468	(441.647)	-	-	956.821
	<u>49.846.476</u>	<u>(23.626.849)</u>	<u>(659.120)</u>	<u>(8.684.088)</u>	<u>16.876.419</u>
Em curso					
Geração	11.870.318	-	-	-	11.870.318
Administração	799.908	-	-	-	799.908
	<u>12.670.226</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>12.670.226</u>
	<u>62.516.702</u>	<u>(23.626.849)</u>	<u>(659.120)</u>	<u>(8.684.088)</u>	<u>29.546.645</u>

Movimentação do Imobilizado

	CONSOLIDADO				
	Saldo em 31/12/2015	Adições	Transferência	Baixas	Saldo em 30/09/2016
Geração / Comercialização					
Em serviço	46.003.180	568	1.232.824	13.325	47.249.897
Depreciação acumulada	(21.740.065)	(985.550)	(16.860)	(47.921)	(22.790.396)
Em curso	11.870.318	1.615.854	(1.308.433)	(42.067)	12.135.672
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(8.684.088)	(2.876.583)	-	143.957	(11.416.714)
Achados da Investigação	-	-	-	(211.123)	(211.123)
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(633.602)	-	-	45.294	(588.308)
	<u>26.815.743</u>	<u>(2.245.711)</u>	<u>(92.469)</u>	<u>(98.535)</u>	<u>24.379.028</u>
Distribuição					
Arrendamento Mercantil	1.398.468	-	-	-	1.398.468
Depreciação acumulada	(441.647)	(43.273)	-	-	(484.920)
	<u>956.821</u>	<u>(43.273)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>913.548</u>
Administração					
Em serviço	2.444.828	33.209	50.363	(45.898)	2.482.502
Depreciação acumulada	(1.445.137)	(119.068)	(4.610)	21.407	(1.547.408)
Em curso	799.908	100.853	(56.493)	(3.036)	841.232
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(25.518)	-	-	69.590	44.072
	<u>1.774.081</u>	<u>14.994</u>	<u>(10.740)</u>	<u>42.063</u>	<u>1.820.398</u>
TOTAL	<u>29.546.645</u>	<u>(2.273.990)</u>	<u>(103.209)</u>	<u>(56.472)</u>	<u>27.112.974</u>

	CONSOLIDADO						
	Saldo em 31/12/2014	Adições	Transferência	Baixas	Reclassificação do Ativo Financeiro (Desverticalização)	Reclassificação do Ativo Intangível (Desverticalização)	Saldo em 30/09/2015
Geração / Comercialização							
Em serviço	43.466.067	15.395	621.297	(184.173)	1.349.221	715.310	45.983.117
Depreciação acumulada	(19.548.411)	(903.163)	(7.120)	12.064	(914.576)	(352.652)	(21.713.858)
Em curso	7.742.886	2.899.738	(664.320)	(41.445)	1.022.207	55.606	11.014.672
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(3.087.676)	(3.385.556)	64.860	309	-	(34.369)	(6.442.432)
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(455.808)	-	-	4.016	(87.157)	(8.608)	(547.557)
	<u>28.117.058</u>	<u>(1.373.586)</u>	<u>14.717</u>	<u>(209.229)</u>	<u>1.369.695</u>	<u>375.287</u>	<u>28.293.942</u>
Distribuição							
Arrendamento Mercantil	1.327.763	-	-	-	-	-	1.327.763
Depreciação acumulada	(57.640)	(43.273)	-	-	-	-	(100.913)
	<u>1.270.123</u>	<u>(43.273)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.226.850</u>
Administração							
Em serviço	2.396.287	42.245	(84.067)	(14.375)	-	-	2.340.090
Depreciação acumulada	(1.302.019)	(107.796)	69.482	19.696	-	-	(1.320.637)
Em curso	713.710	101.481	(51.075)	(22.054)	-	-	742.062
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(26.927)	-	33	1.989	-	-	(24.905)
	<u>1.781.051</u>	<u>35.930</u>	<u>(65.627)</u>	<u>(14.744)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.736.610</u>
TOTAL	<u>31.168.232</u>	<u>(1.380.929)</u>	<u>(50.910)</u>	<u>(223.973)</u>	<u>1.369.695</u>	<u>375.287</u>	<u>31.257.402</u>

Nessas informações financeiras intermediárias de 30 de setembro de 2016, a Eletrobras registrou como baixa de custos capitalizados no ativo imobilizado o total de R\$211.123 representando valores estimados que as subsidiárias da Eletrobras pagaram indevidamente em períodos anteriores. Deste montante, o valor de R\$ 143.957 já estava registrado na rubrica de *impairment*, ocasionando a reversão parcial de provisão de *impairment* registrada. (vide Nota 4.1.1)

Taxa média de depreciação e depreciação acumulada:

Geração	CONSOLIDADO			
	30/09/2016		31/12/2015	
	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada
Hidráulica	2,43%	15.638.474	2,30%	15.191.209
Nuclear	3,00%	4.341.016	3,33%	4.048.041
Térmica	3,71%	2.577.802	3,80%	2.418.294
Eólica	4,28%	138.134	6,88%	81.935
Comercialização	4,28%	972	3,15%	586
		<u>22.696.398</u>		<u>21.740.065</u>
Distribuição	3,00%	484.920	3,00%	441.647
		<u>484.920</u>		<u>441.647</u>
Administração	6,62%	1.641.407	6,73%	1.445.137
		<u>1.641.407</u>		<u>1.445.137</u>
Total		<u>24.822.725</u>		<u>23.626.849</u>

NOTA 17 – ATIVO (PASSIVO) FINANCEIRO – CONCESSÕES E ITAIPU

	CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015
Concessões de Transmissão		
Ativo Financeiro Receita Anual Permitida	44.183.203	10.807.585
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	3.152.119	8.365.177
	47.335.322	19.172.762
Concessões de Distribuição		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	4.645.226	4.119.004
Valores a receber Parcela A e outros itens financeiros III	(10.182)	86.102
	4.635.044	4.205.106
Concessões de Geração		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	2.666.114	2.554.211
	54.636.480	25.932.079
Ativo Financeiro Itaipu (item I)	1.098.126	3.449.566
Total do ativo (Passivo) financeiro	55.734.606	29.381.645
Ativo (Passivo) Financeiro – Circulante	357.034	965.212
Ativo Financeiro – Não Circulante	55.377.572	28.416.433
Total do ativo (Passivo) financeiro	55.734.606	29.381.645

17.1 – Ativo (Passivo) Financeiro de Itaipu

	CONTROLADORA	
	30/09/2016	31/12/2015
Contas a Receber	2.106.502	4.797.458
Direito de Ressarcimento	437.182	1.513.373
Fornecedores de Energia - Itaipu	(2.073.112)	(2.368.925)
Obrigações de ressarcimento	(2.146.591)	(3.570.899)
Total ativo (passivo) circulante	(1.676.019)	371.007
Contas a Receber	1.385.969	1.043.873
Direito de Ressarcimento	4.076.874	5.975.584
Obrigações de ressarcimento	(2.688.698)	(3.940.898)
Total ativo não circulante	2.774.145	3.078.559
Total ativo	1.098.126	3.449.566

Os efeitos da constituição do ativo financeiro Itaipu estão inseridos acima e são detalhados a seguir:

17.1.1 - Valores Decorrentes da Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu Binacional

a) Fator de ajuste

Ao amparo da Lei 11.480/2007, foi retirado o fator de ajuste dos contratos de financiamento celebrados com Itaipu Binacional, e dos contratos de cessão de créditos firmados com o Tesouro Nacional, a partir de 2007, ficando assegurada à Companhia a manutenção integral de seu fluxo de recebimentos.

Como decorrência, foi editado o Decreto 6.265, de 22 de novembro de 2007, regulamentando a comercialização da energia elétrica de Itaipu Binacional, definindo o diferencial a ser aplicado na tarifa de repasse, criando um ativo referente à parte do diferencial anual apurado, equivalente ao fator anual de ajuste retirado dos financiamentos, a ser incluído anualmente na tarifa de repasse, a partir de 2008, praticado pela Companhia, preservando o fluxo de recursos, originalmente estabelecido.

Dessa forma, passou a ser incluído na tarifa de repasse da potência proveniente da Itaipu Binacional, a partir de 2008, o diferencial decorrente da retirada do fator anual de reajuste, cujos valores são definidos anualmente através de portaria interministerial dos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia. Na tarifa de repasse em vigor em 2015, encontra-se incluído o montante equivalente a US\$ 386.085, o qual será recebido pela Companhia através de cobranças às distribuidoras, homologado pela portaria MME/MF 598/2014.

O saldo decorrente do fator de ajuste de Itaipu Binacional, inserido na rubrica Ativo Financeiro, apresentado no Ativo Não Circulante, monta a R\$ 4.076.874 em 30 de setembro de 2016, equivalentes a US\$ 1.256.278 (R\$ 5.975.584 em 31 de dezembro de 2015, equivalentes a US\$ 1.530.318), dos quais R\$ 2.688.698, equivalente a US\$ 828.515, serão repassados ao Tesouro Nacional até 2023, como decorrência da operação de cessão de crédito realizada entre a Companhia e o Tesouro Nacional, em 1999.

Tais valores serão realizados mediante a sua inclusão na tarifa de repasse a ser praticada até 2023.

b) Comercialização de energia elétrica

A Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, atribuiu à Companhia a responsabilidade pela aquisição da totalidade da energia elétrica produzida por Itaipu Binacional a ser consumida no Brasil, passando a ser a comercializadora dessa energia elétrica.

Desta forma, foi comercializado no período findo em 30 de setembro 2016 o equivalente a 68.749 GWh* (131.218 GWh* em 2015), sendo a tarifa de suprimento de energia (compra), praticada por Itaipu Binacional, de US\$ 22,60 /kW* e a tarifa de repasse (venda), US\$ 25,78 /kW* (US\$ 22.60/kW* - suprimento; US\$ 38.07/kM* - tarifa de repasse em 2015).

O resultado da comercialização da energia elétrica da Itaipu Binacional, nos termos do Decreto 4.550, de 27 de dezembro de 2002, observadas as alterações introduzidas pelo Decreto 6.265, de 22 de novembro de 2007, tem a seguinte destinação:

1) se positivo, deverá ser destinado, mediante rateio proporcional ao consumo individual, a crédito de bônus nas contas de energia dos consumidores do Sistema Elétrico Nacional Interligado, integrantes das classes residencial e rural, com consumo mensal inferior a 350 kWh*.

2) se negativo, é incorporado pela ANEEL no cálculo da tarifa de repasse de potência contratada no ano subsequente à formação do resultado.

Essa operação de comercialização não impacta o resultado da Companhia, sendo que nos termos da atual regulamentação o resultado negativo representa um direito incondicional de recebimento e se negativo uma obrigação efetiva.

No período findo em 30 de setembro de 2016, a atividade foi deficitária em R\$ 701.427 (superavitária em R\$ 3.957.290 para o mesmo período em 2015), sendo a obrigação decorrente incluída como parte da rubrica de ativo financeiro.

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

17.2 - Ativo Financeiro – Concessão de serviço público de energia elétrica

A rubrica ativo financeiro - concessão, no montante de R\$ 54.646.662 em 30 de setembro de 2016 (R\$ 25.845.977 em 31 de dezembro de 2015) refere-se ao ativo financeiro a realizar, detido pelas empresas do Sistema Eletrobras, sendo nas concessões de distribuição, apurado pela aplicação do modelo misto, e nas concessões de geração e transmissão pela aplicação do modelo financeiro, ambos previstos no ICPC 01 (IFRIC 12).

Em 20 de abril de 2016, o Ministério das Minas e Energia - MME publicou a Portaria nº 120 que regulamentou as condições de recebimento das remunerações relativas aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações da Rede Básica Sistema Existente - RBSE e demais Instalações de Transmissão - RPC, não depreciados e não amortizados, conforme parágrafo segundo do artigo 15 da Lei 12.783/2013.

Em 30 de setembro de 2016, o montante de R\$ 35.273.141 da rubrica do Ativo Financeiro Receita Anual Permitida no ativo não circulante contempla a estimativa dos valores atualizados relativos aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000 (vide Nota 2.1).

17.3 - Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros

Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL decidiu aditar os contratos de concessão e permissão, das companhias de distribuição de energia elétrica brasileiras, incorporando os saldos dos valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão. O referido evento demanda o reconhecimento do saldo de quaisquer diferenças de Parcela A e outros componentes financeiros ainda não recuperados ou liquidados.

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

17.3.1 - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

Os montantes registrados no circulante (ativo e passivo) referem-se aos valores já homologados pela ANEEL quando do reajuste tarifário concluído em 2015, e os montantes registrados no não circulante representam uma estimativa da formação da CVA a ser homologada no próximo reajuste tarifário em 2016.

	CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015
Parcela "A"		
CVA		
CCC	1.219	1.219
CDE	24.013	208.466
Rede Básica	13.612	7.537
Custo de Aquisição de Energia Elétrica	(53.529)	169.591
Transporte Itaipu	(281)	-
PROINFA	29.162	(2.907)
ESS e EER	61.517	(55.683)
Neutralidade dos Encargos Setoriais	4.675	(658)
Sobrecontratação	(45.465)	(169.615)
Outros Componentes Financeiros	(45.105)	(71.848)
Total dos valores de parcela A e outros itens financeiros	<u>(10.182)</u>	<u>86.102</u>
Ativo circulante	403.983	578.654
Ativo não circulante	16.674	38.252
Passivo circulante	(427.278)	(514.424)
Passivo não circulante	(3.561)	(16.380)
Total	<u>(10.182)</u>	<u>86.102</u>

17.3.2- Outros itens financeiros

- Ajuste financeiro CUSD - em cumprimento ao disposto no artigo 7º da Portaria Interministerial nº 25/2002;
- Neutralidade dos Encargos Setoriais - refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais no período de referência e os respectivos valores contemplados no processo anterior;
- Exposição a Diferenças de Preços entre Submercados - refere-se a rateio dos riscos financeiros decorrente de diferenças de preços entre submercados, conforme artigo 28 do Decreto nº 5.163/2004.

- Repasse de Sobrecontratação de Energia/Exposição ao Mercado de Curto Prazo - conforme a REN nº 255/2007, com redação alterada pelas REN nº 305/2008 e nº 609/2014, e de acordo com os critérios definidos no Despacho nº 4.225/2013;
- Diferencial Eletronuclear - corresponde à diferença entre a tarifa praticada e a de referência entre Furnas e Eletronuclear, conforme determina a Lei nº 12.111/2009.
- Outros - corresponde à soma de demais valores reconhecidos pela ANEEL como Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR), repasse de compensação DIC/FIC e outras.

17.4 – Reajuste Tarifário

Os contratos de concessão firmados entre as distribuidoras de energia elétrica e a União, por intermédio da ANEEL, estabelecem que anualmente deve ocorrer uma atualização do valor da energia paga pelo consumidor. Essa atualização, em função da metodologia estabelecida pela ANEEL, pode ser positiva ou negativa e ocorre anualmente, na data de aniversário da distribuidora.

Segundo o contrato de concessão, a receita da concessionária é dividida em duas parcelas: A e B. Na parcela A, responsável por cerca de 70% do valor da tarifa, são relacionados os custos considerados não gerenciáveis pela distribuidora, ou seja, custos que independem de controle direto da Empresa, tais como a energia comprada para revenda aos consumidores e os encargos e tributos legalmente fixados.

Na parcela B, que representa cerca de 30% do valor da tarifa, são computados os custos chamados de gerenciáveis. São aqueles que a concessionária tem controle direto e plena capacidade de administrá-los, tais como custos de pessoal, custos de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, custos de depreciação e a remuneração dos investimentos realizados pela Empresa para o atendimento do serviço.

17.5 – Bandeiras Tarifárias

A partir de 2015, as contas de energia operam sob o Sistema de Bandeiras Tarifárias. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicarão se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

A energia elétrica no Brasil é gerada predominantemente por usinas hidrelétricas. Para funcionar, essas usinas dependem das chuvas e do nível de água nos reservatórios. Quando há pouca água armazenada, usinas termelétricas podem ser ligadas com a finalidade de poupar água nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Com isso, o custo de geração aumenta, pois essas usinas são movidas a combustíveis como gás natural, carvão, óleo combustível e diesel. Por outro lado, quando há muita água armazenada, as térmicas não precisam ser ligadas e o custo de geração é menor.

A Resolução Homologatória nº 1.826 de 25 de novembro de 2014, publicada pela ANEEL e que precifica as tarifas da Companhia já estabeleceu a precificação na estrutura tarifária. A aplicação dessas bandeiras tornou-se obrigatória a partir de janeiro de 2015.

As bandeiras serão sinalizadas em Bandeiras Verde, Amarela e Vermelha e serão aplicáveis de acordo com as condições de atendimento da carga, dadas pela soma do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, Custo Marginal de Operação - CMO com os Encargos de Serviços de Sistema por Segurança Energética - ESS_SE.

As bandeiras foram adotadas considerando os seguintes critérios: A bandeira verde será acionada toda vez que a energia custar abaixo de R\$ 200/MWh*, que significa condições favoráveis de geração de energia e não haverá acréscimo na tarifa. A bandeira amarela toda vez que o custo de operação do sistema ficar entre R\$ 200/MWh* e R\$ 350/MWh*: condições de geração menos favoráveis, e haverá acréscimo na tarifa de R\$ 2,50 para cada 100kW/h* consumidores. Já a bandeira vermelha será acionada quando o custo de operação for superior a R\$ 350/MWh*: condições mais custosas de geração com a tarifa acrescida em R\$ 4,50 para cada 100kW/h* consumidos.

Em síntese, o sistema de bandeiras, que começou a ser aplicado a partir de janeiro de 2015, reflete as condições de gerações e sinaliza aos consumidores a opção de reduzir seu consumo e influir no custo final da geração de energia. O sistema não representa um aumento propriamente de tarifa, trata-se apenas de uma forma diferente de apresentar um custo que seria acondicionado na tarifa, todavia sem visibilidade pelo consumidor, e que seria por ele suportado igualmente no momento do reposicionamento tarifário anual.

Durante o período de 1º de janeiro de 2015 até 29 de fevereiro de 2016 foi cobrada a bandeira vermelha, devido às condições mais custosas. Em março deste ano, os custos de geração foram mais favoráveis alterando para bandeira amarela. Desde abril de 2016, a bandeira tarifária aplicada é a verde que não implica em acréscimos de custos às faturas de energia dos consumidores.

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

NOTA 18 – ATIVO INTANGÍVEL

	CONSOLIDADO			
	SALDO EM 31/12/2015	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO
Vinculados à Concessão - Geração	146.173	(17.601)	(4.054)	117.034
Em serviço	90.720	(18.997)	(647)	155.068
Ativo Intangível	188.433	17.817	(1.065)	152.141
Amortização acumulada	(97.287)	(36.814)	418	2.927
Obrigações especiais	(298)	-	-	-
Impairment	(128)	-	-	-
Em curso	55.453	1.396	(3.407)	(38.034)
Ativo Intangível	69.602	1.396	(3.407)	(38.034)
Obrigações especiais	(8.959)	-	-	-
Impairment	(5.190)	-	-	-
Vinculados à Concessão - Distribuição	248.518	(61.951)	14.415	33.401
Em serviço	136.482	(87.910)	14.188	59.112
Ativo Intangível	1.859.648	21.427	(4.657)	74.451
Amortização acumulada	(1.660.646)	(107.972)	1.031	(2.028)
Obrigações especiais	(62.520)	(1.365)	17.814	(13.311)
Em curso	112.036	25.959	227	(25.711)
Ativo Intangível	131.709	27.161	-	(26.761)
Obrigações especiais	(19.673)	(1.202)	227	1.050
Vinculados à Concessão - Transmissão	88.392	(3.604)	-	(263)
Em serviço	87.091	(3.604)	-	(263)
Ativo Intangível	91.151	-	-	(2.250)
Amortização acumulada	(4.060)	(3.604)	-	1.987
Em curso	1.301	-	-	-
Ativo Intangível	1.301	-	-	-
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	452.068	(20.391)	(28.607)	(4.763)
Administração				
Em serviço	831.315	1.382	(8.728)	7.694
Amortização acumulada	(478.484)	(43.859)	(1.389)	(2.368)
Impairment	(40.743)	-	1.389	-
Em curso	160.150	22.086	(19.879)	(10.089)
Outros	(20.170)	-	-	-
Total	935.149	(103.547)	(18.246)	145.409

	CONSOLIDADO					SALDO EM 30/09/2015
	SALDO EM 31/12/2014	ADIÇÕES	BAIXAS	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	RECLASSIFICAÇÃO PARA IMOBILIZADO (DESVERTICALIZAÇÃO)	
Vinculados à Concessão - Geração	500.285	42.586	-	714	(375.287)	168.298
Em serviço	424.526	(13.630)	-	3.793	(326.105)	88.584
Ativo Intangível	902.720	4.890	-	3.793	(715.310)	196.093
Amortização acumulada	(434.599)	(25.217)	-	-	352.652	(107.164)
Obrigações especiais	(15.033)	6.697	-	-	7.991	(345)
Impairment	(28.562)	-	-	-	28.562	-
Em curso	75.759	56.216	-	(3.079)	(49.182)	79.714
Ativo Intangível	96.261	56.216	-	(3.079)	(55.606)	93.792
Obrigações especiais	(14.695)	-	-	-	617	(14.078)
Impairment	(5.807)	-	-	-	5.807	-
Vinculados à Concessão - Distribuição	357.791	(178.699)	(24.254)	339.832	-	494.670
Em serviço	210.979	(225.200)	1.792	371.588	-	359.159
Ativo Intangível	1.764.919	130.304	(21.845)	401.072	-	2.274.450
Amortização acumulada	(1.469.338)	(323.577)	17.670	(342)	-	(1.775.587)
Obrigações especiais	(83.592)	(31.927)	5.967	(29.142)	-	(138.694)
Contrato de concessão oneroso	-	-	-	-	-	-
Impairment	(1.010)	-	-	-	-	(1.010)
Em curso	146.812	46.501	(26.046)	(31.756)	-	135.511
Ativo Intangível	165.156	49.944	(26.046)	(33.318)	-	155.736
Obrigações especiais	(19.354)	(3.443)	-	1.562	-	(21.235)
Impairment	1.010	-	-	-	-	1.010
Vinculados à Concessão - Transmissão	4.558	(161)	-	99	-	4.496
Em serviço	3.233	(162)	-	124	-	3.195
Ativo Intangível	3.565	-	-	124	-	3.689
Amortização acumulada	(332)	(162)	-	-	-	(494)
Em curso	1.325	1	-	(25)	-	1.301
Ativo Intangível	1.325	1	-	(25)	-	1.301
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	502.737	(18.524)	(11.532)	3.214	-	475.895
Administração						
Em serviço	765.557	26	(1.426)	15.821	-	779.978
Amortização acumulada	(420.336)	(44.073)	5	(139)	-	(464.543)
Impairment	(42.595)	-	1.389	-	-	(41.206)
Em curso	141.483	25.523	(1.786)	(12.468)	-	152.752
Outros	58.628	-	(9.714)	-	-	48.914
Total	1.365.371	(154.798)	(35.786)	343.859	(375.287)	1.143.359

Ativo intangível é substancialmente amortizado durante o prazo de concessão.

O prazo final das concessões das distribuidoras da Eletrobras expirou em 7 de julho de 2015. Conforme mencionado na Nota 2, a ANEEL esclareceu que mesmo com o término dos prazos contratuais, "As Concessões permanecerão válidas pelo prazo necessário à realização dos levantamentos e avaliações indispensáveis à organização das licitações que precederão a outorga das concessões que as substituirão, prazo esse que não será inferior a vinte quatro meses". Diante dessa definição, em 2015 as empresas de distribuição do Grupo Eletrobras procederam a reclassificação do ativo financeiro para o ativo intangível na proporção correspondente ao período de vinte e quatro meses.

NOTA 19 – VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

A Companhia estimou o valor recuperável de seus ativos de longo prazo com base no valor em uso tendo em vista não haver mercado ativo para a infraestrutura vinculada à concessão. O valor em uso é avaliado com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

Os valores alocados às premissas representam a avaliação da Administração da Companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos. O fluxo de caixa foi projetado com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término das concessões. Quando identificada a necessidade de constituição de provisão para redução ao valor recuperável de ativos de longo prazo, esta provisão é reconhecida no resultado do período na rubrica Provisões Operacionais.

Durante o primeiro semestre de 2016, a Companhia alterou a expectativa de sua conclusão do empreendimento Angra 3, sendo a nova previsão de data de entrada em operação para dezembro de 2022. Em dezembro de 2015, esta previsão era de dezembro de 2020. Nesse mesmo período, o orçamento total do empreendimento foi atualizado para a base junho de 2016, de modo a refletir o impacto das fortes oscilações nos índices inflacionários e cambiais, além da reprogramação de atividades devido o novo cronograma da obra.

A Companhia, levando em consideração este novo cenário, revisou as premissas do empreendimento Angra 3 e realizou um novo teste de recuperabilidade deste empreendimento em junho de 2016.

As principais premissas utilizadas no teste de recuperabilidade desse empreendimento estão descritos abaixo:

- Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e reajustes tarifários contratuais de inflação;
- A taxa de desconto utilizada no teste de *impairment* do terceiro trimestre de 2016 foi de 5,47%, calculada pela metodologia WACC (*Weighted Average Cost of Capital* ou Custo Médio Ponderado de Capital). As premissas macroeconômicas da taxa de desconto foram atualizadas considerando a data base de 30 de setembro de 2016. Tais atualizações resultaram em uma pequena redução, sugerindo uma oscilação imaterial no cálculo do *impairment*. Por este motivo não foi necessária a alteração da taxa utilizada em 31 de dezembro de 2015;
- A tarifa contratual do empreendimento de Angra 3 é de R\$ 148,65/MWh. Para o teste de *impairment*, na data base de 30 de setembro de 2016, a tarifa utilizada foi ajustada pelos índices estabelecidos contratualmente, resultando no valor de R\$ 234,18/MWh.

A base utilizada na ocasião para o cálculo dessa tarifa, não teve equivalência com o custo do serviço da usina, assim como, também, não foi compatível com a média praticada nos leilões de térmicas da ocasião, e, portanto, encontra-se em um patamar distinto e inferior ao seu seguimento e não proporcionando o equilíbrio econômico financeiro do empreendimento;

- As Usinas Angra 2 e Angra 3 são oriundas de projetos similares e, por isso, tem sido utilizado o parâmetro de custos de Angra 2 em Angra 3. Ocorre que, existirá um ganho de custo/produtividade na entrada de Angra 3 por não haver necessidade de duplicar todas as atividades geradoras de custo, pois áreas comuns estarão atendendo as duas usinas.

A sinergia apurada para o projeto, considerando estudos internos, baseados na utilização da mão de obra da Companhia, apontou para um patamar de cerca de 25,4%, sendo esse percentual utilizado para estimativa do custo operacional PMSO, da Usina Angra 3, no teste de *impairment*.

A Companhia desenvolveu um fluxo de caixa, a partir dos valores do resultado projetados para dezembro de 2022, a preços de junho de 2016, pelo período de vida útil econômica da usina em análise. O prazo estimado é de 40 anos, por sua semelhança a Usina Angra 2, que dispõe de licença de operação nesse prazo. Esse prazo é bastante conservador perante a expectativa conhecida de vida operacional desse tipo de instalação.

A análise elaborada pela Companhia apurou um Valor Presente Líquido (VPL) negativo de R\$ 10.155.202. Tal resultado determinou um registro negativo total no resultado do trimestre findo em 30 de junho de 2016 de R\$ 4.091.748, tendo como contrapartidas o registro de uma baixa adicional por *impairment* no ativo imobilizado de Angra 3 no valor de R\$ 2.414.479 e uma provisão passiva adicional por contrato oneroso no valor de R\$ 1.677.269 (para mais detalhes, ver Nota 33).

Em setembro de 2016, do montante revertido, o valor de R\$ 141.313 corresponde aos valores estimados que foram pagos indevidamente para a aquisição de ativos identificados na investigação realizada pela Companhia. (vide Nota 4.1.1)

O valor acumulado referente à provisão de valor recuperável da Usina Nuclear Angra 3, em 30 de setembro de 2016, corresponde a R\$ 8.477.433 (R\$ 6.063.454 em 31 de dezembro de 2015).

A Companhia continua monitorando as estimativas e os riscos associados na determinação do valor recuperável desse empreendimento e, na medida que novas negociações, novos estudos ou novas informações se concretizem e requeiram modificações no plano de negócio dos empreendimentos, as mesmas serão atualizadas para refletir tais alterações.

Em 30 de setembro de 2016, o valor acumulado da provisão de valor recuperável referente a todos os empreendimentos da Companhia corresponde a R\$ 11.262.287 (R\$ 8.684.088 em 31 de dezembro de 2015).

NOTA 20 – FORNECEDORES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015	30/09/2016	31/12/2015
CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	43.730	58.252	9.705.735	8.369.303
Energia Comprada para Revenda	361.829	357.874	1.859.356	1.514.499
CCEE - Energia de curto prazo		-	259.973	244.705
	<u>405.559</u>	<u>416.126</u>	<u>11.825.064</u>	<u>10.128.507</u>
NÃO CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	-	-	8.098.920	7.782.562
Energia Comprada para Revenda	-	-	1.614.675	1.666.859
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>9.713.595</u>	<u>9.449.421</u>
	<u>405.559</u>	<u>416.126</u>	<u>21.538.659</u>	<u>19.577.928</u>

O saldo de fornecedores refere-se, principalmente, a três Instrumentos Particulares de Confissão de Dívida e respectivos parcelamentos firmados com a Petrobras Distribuidora S/A. pela controlada Amazonas Energia, relativo ao fornecimento de produtos derivados de petróleo, assinados em 31/12/2014, nos respectivos montantes i) R\$ 3.257.366; ii) R\$ 2.925.921 e iii) R\$ 1.018.441. Os instrumentos serão amortizados em 120 (cento e vinte) parcelas mensais e sucessivas, pela variação pro rata dia, considerado desde a data da assinatura do contrato até a data do seu respectivo vencimento, sendo que o vencimento da primeira parcela ocorreu em 20/02/2015 e a última parcela será em 30/01/2025.

Devido ao descasamento da transferência de fundos da CCC, a Amazonas Energia continua negociando novos acordos com fornecedores de combustíveis para dívidas incorridas a partir de dezembro de 2014, que perfazem, aproximadamente, R\$ 5,5 bilhões.

NOTA 21 - ADIANTAMENTOS DE CLIENTES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015	30/09/2016	31/12/2015
CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	95.059	54.832
Adiantamentos de clientes - PROINFA	611.622	593.404	611.622	593.404
	611.622	593.404	706.681	648.236
NÃO CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	607.957	659.082
	-	-	607.957	659.082
TOTAL	611.622	593.404	1.314.638	1.307.318

21.1 – ALBRAS

A controlada Eletronorte celebrou venda de energia elétrica com a ALBRAS, em 2004, para fornecimento por um período de 20 anos, sendo 750 MW* médios/mês, até dezembro de 2006 e 800 MW* médios/mês, de janeiro de 2007 a dezembro de 2024, tendo como parâmetro a tarifa de equilíbrio da UHE Tucuruí, acrescida de um prêmio, calculado em função da cotação do alumínio na *London Metal Exchange (LME)* - Inglaterra. Essa constituição de preço se constitui em um derivativo embutido (Vide Nota 44).

Com base nessas condições, a ALBRAS efetuou a compra antecipada de créditos de energia elétrica, com pagamento antecipado de R\$ 1.200.000, que se constituiu em crédito, em MW, de 43 MW* médios/mês, de junho de 2004 a dezembro de 2006 e 46 MW médios/mês, de janeiro de 2007 a dezembro de 2024, a ser amortizado durante o período de fornecimento, em parcelas mensais expressas nesses MW médios, de acordo com a tarifa vigente no mês de faturamento, conforme detalhado a seguir:

CLIENTE	Data do contrato		Volume em Megawatts Médios (MW)
	Inicial	Final	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 até 31/12/2006 e 800 a partir de 01/01/2007 de 353,08 a 492
BHP	01/07/2004	31/12/2024	

A posição e movimentação desse passivo são demonstradas a seguir:

Ano	Valores Liberados	Amortizações Efetuadas	Ganhos	Saldos	Circulante	Não Circulante
30/09/2016	1.200.000	(471.240)	(25.744)	703.016	95.059	607.957
31/12/2015	1.200.000	(462.305)	(23.781)	713.914	54.832	659.082

21.2 - PROINFA

O PROINFA, instituído pela Lei 10.438/2002, e suas alterações, tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira com a utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis.

A Companhia assegura a compra da energia elétrica produzida, pelo período de 20 anos, contados a partir de 2006, e repassa esta energia às concessionárias de distribuição, consumidores livres e autoprodutores, excluídos os consumidores de baixa renda, na proporção de seus consumos.

As concessionárias de distribuição e de transmissão pagam à Companhia o valor de energia em quotas, equivalente ao custo correspondente à participação dos consumidores cativos, dos consumidores livres e dos autoprodutores conectados às suas instalações, em duodécimos, no mês anterior ao de competência do consumo da energia.

As operações relativas à compra e venda de energia no âmbito do PROINFA não afetam o resultado da Companhia.

(*) Informações não revisadas pelos auditores independentes

NOTA 22 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

22.1 - Reserva Global de Reversão (RGR)

A Companhia é autorizada a sacar recursos da RGR, aplicando-os na concessão de financiamentos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, melhoria do serviço e na realização dos programas do Governo Federal.

Desta forma, a Companhia toma recursos junto à RGR, reconhecendo uma dívida para com este Fundo, e aplica em projetos específicos de investimento, por ela financiados, que tenham por objetivo:

- a) expansão dos serviços de distribuição de energia elétrica;
- b) incentivo às fontes alternativas de energia elétrica;
- c) estudos de inventário e viabilidade de aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- d) implantação de centrais geradoras de potência até 5.000 kW, destinadas exclusivamente ao serviço público em comunidades populacionais atendidas por sistema elétrico isolado;
- e) iluminação pública eficiente;
- f) conservação de energia elétrica através da melhoria da qualidade de produtos e serviços;

g) universalização de acesso à energia elétrica.

A Eletrobras remunera os recursos sacados da RGR e utilizados na concessão de financiamentos às empresas do setor elétrico brasileiro, com juros de 5% ao ano. Em 30 de setembro de 2016, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, totaliza R\$ 5.773.883 (R\$ 6.439.374 em 31 de dezembro de 2015), incluídos na rubrica Financiamentos e Empréstimos.

Os recursos que compõem o Fundo RGR não fazem parte destas demonstrações, constituindo-se em entidade distinta da Companhia.

22.2 - Composição dos empréstimos e financiamentos:

30/09/2016								
CONTROLADORA					CONSOLIDADO			
ENCARGOS CIRCULANTE			PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
Tx. Média	Valor		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Instituições financeiras								
Moeda Estrangeira								
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	4,54%	2.835	60.399	60.400	4,40%	4.889	84.905	415.732
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,31%	9.506	467.419	564.255	2,31%	9.506	467.419	564.255
Kreditanstalt fur Wiederaufbau - KFW	2,73%	1.509	-	216.136	2,73%	1.509	-	216.137
Dresdner Bank	6,25%	-	-	-	6,25%	-	-	-
Eximbank	2,00%	1.366	70.396	70.385	2,00%	1.366	70.396	70.385
BNP Paribas	1,17%	2.913	95.019	513.102	1,17%	2.913	95.019	513.102
Outras		715	127.786	639.269		715	127.788	639.268
		18.844	821.019	2.063.547		20.898	845.527	2.418.879
Bônus								
Vencimento 30/07/2019	6,88%	43.958	-	3.246.200	6,87%	43.958	-	3.246.200
Vencimento 27/10/2021	5,75%	161.769	-	5.680.850	5,75%	161.769	-	5.680.850
		205.727	-	8.927.050		205.727	-	8.927.050
Outros								
MORGAN	-	-	-	-	-	-	-	10.781
LLOYDS	-	-	-	-	-	-	-	1.468
	-	-	-	-	-	-	-	12.249
		224.571	821.019	10.990.597		226.625	845.527	11.358.178
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão	-	-	-	5.773.883	-	-	-	5.773.883
Banco do Brasil	12.270	580.825	3.376.468	81.479	831.803	5.229.464		
Caixa Econômica Federal	7.668	363.015	2.110.292	155.687	994.869	7.624.182		
BNDES	497.572	750.000	375.000	536.738	1.163.508	7.224.746		
Banco da Amazônia	-	-	-	8.831	226.095	409.222		
Notas Promissórias	-	-	-	22.206	250.000	-		
Santander	-	-	-	-	177.311	398.951		
Outras Instituições Financeiras	-	-	-	12.678	97.038	1.038.395		
		517.510	1.693.840	11.635.643		817.619	3.740.624	27.698.843
		742.081	2.514.859	22.626.240		1.044.244	4.586.151	39.057.021

31/12/2015								
CONTROLADORA					CONSOLIDADO			
ENCARGOS CIRCULANTE			PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
Tx. Média	Valor		CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Instituições financeiras								
Moeda Estrangeira								
Banco Interamericano de Desenvolvimento - BID	4,54%	1.943	72.653	108.979	4,40%	2.197	102.130	551.140
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,73%	6.462	562.372	994.374	2,73%	6.462	562.372	994.374
Kreditanstalt fur Wiederaufbau - KFW	2,73%	19	-	251.800	2,73%	19	-	251.801
Dresdner Bank	6,25%	-	-	-	6,25%	-	-	-
Eximbank	2,00%	839	71.186	106.769	2,00%	839	71.187	106.769
BNP Paribas	1,57%	396	136.192	685.780	1,57%	396	136.192	685.780
Outras		4.243	126.161	742.451		4.243	126.161	757.302
		13.902	968.564	2.890.153		14.156	998.042	3.347.166
Bônus								
Vencimento 30/07/2019	6,88%	114.839	-	3.904.800	6,87%	114.839	-	3.904.800
Vencimento 27/10/2021	5,75%	70.944	-	6.833.400	5,75%	70.944	-	6.833.400
		185.783	-	10.738.200		185.783	-	10.738.200
		199.685	968.564	13.628.353		199.939	998.042	14.085.366
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão	-	-	-	6.439.374	-	-	-	6.439.373
Banco do Brasil	9.925	140.935	3.859.065	76.226	402.598	5.861.368		
Caixa Econômica Federal	6.203	88.085	2.411.915	97.404	196.538	6.759.638		
BNDES	534.348	625.000	1.125.000	564.986	1.230.372	7.332.179		
Notas Promissórias	-	-	-	9.135	200.000	-		
Outras Instituições Financeiras	-	-	-	-	249.208	1.695.888		
		550.476	854.020	13.835.354		747.751	2.278.716	28.088.446
		750.161	1.822.584	27.463.707		947.690	3.276.758	42.173.812

A Controlada Eletrosul, em 08 de setembro de 2015, realizou a emissão de notas promissórias comerciais, em série única, composta por 200 (duzentas) notas promissórias comerciais, no valor nominal unitário de R\$ 1.000, perfazendo o valor total de R\$ 200.000, com vencimento em 180 dias da emissão, remuneradas a 111,5% CDI. Em 4 de agosto de 2015, foi contratado junto a Caixa Econômica Federal o montante de R\$ 200.000 a título de empréstimos destinados a implantação dos empreendimentos eólicos parques Coxilha Seca, Galpões e Capão do Inglês.

Em 7 de março de 2016, a controlada Eletrosul realizou a 2ª emissão de notas promissórias comerciais, em série única, composta por 500 notas promissórias comerciais, no valor nominal unitário de R\$ 500 mil, perfazendo o valor total de R\$ 250.000, com vencimento em 2 de março de 2017, remuneradas a 100% da variação acumulada das taxas médias diárias do DI + spread de 3,5% a.a.

Em 28 de junho de 2013, foi assinado um contrato entre a Controlada Eletronuclear e a Caixa Econômica Federal (CEF) no montante de R\$ 3.800.000, para financiamento de parte dos empreendimentos de Angra 3. O prazo do contrato é de 25 anos, a partir da data de assinatura, com a taxa de juros de 6,5% a.a. Em 21 de março de 2016, foi efetuado o segundo pedido de desembolso à CEF, no valor de R\$ 478.000.

A Eletrobras firmou contrato para abertura de crédito no valor bruto de R\$ 6.500.000, junto à Caixa Econômica Federal e ao Banco do Brasil, à remuneração de 119,5% da variação acumulada da Taxa DI, para atender suas necessidades de capital de giro e seu plano de investimentos. Até 31 de dezembro de 2014 a Companhia captou as duas primeiras parcelas de desembolso no valor total de R\$ 4.500.000, sendo R\$ 2.769.231 desembolsado pelo Banco do Brasil e R\$ 1.730.769 pela Caixa Econômica Federal. A primeira e a segunda parcela do desembolso terão carência de pagamento dos valores de principal até 24 de agosto de 2016 e 25 de novembro de 2016, respectivamente. A terceira parcela de desembolso, sacada em 30 de janeiro 2015, no valor de R\$ 2.000.000, sendo R\$ 1.230.769 desembolsada pelo Banco do Brasil e R\$ 769.231 pela Caixa Econômica Federal, tem carência de pagamento dos valores de principal até 25 de fevereiro de 2016.

Durante o período findo em 30 de setembro de 2016, ocorreu a liberação dos 1º, 2º e 3º desembolsos do contrato da controlada Furnas junto ao BNDES no valor total de R\$ 232.799; liberação do 6º ao 11º desembolsos do Contrato de Mútuo com a State Grid Brazil Holding no valor total de R\$ 129.454; e a liberação do financiamento da controlada Furnas junto a Caixa Econômica Federal (FINISA) no valor de R\$ 600.000.

As dívidas são garantidas pela União e/ou pela Eletrobras, estão sujeitos a encargos, cuja taxa média em 2016 é de 9,81% a.a. (9,40% a.a. em 2015), e possuem o seguinte perfil:

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	30/09/2016		31/12/2015		30/09/2016		31/12/2015	
	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%	Saldo em milhares de reais	%
Moeda estrangeira								
USD não indexado	9.256.310	36%	11.108.635	37%	9.267.091	21%	11.121.630	24%
USD com LIBOR	2.420.085	9%	3.257.353	11%	2.801.977	6%	3.729.245	8%
EURO	217.646	1%	251.820	1%	217.646	0%	251.820	1%
IENE	142.147	1%	178.794	1%	142.147	-	178.794	-
Outros	-	-	-	-	1.468	-	1.858	-
Subtotal	12.036.188	47%	14.796.602	49%	12.430.329	28%	15.283.347	33%
Moeda nacional								
CDI	6.450.538	25%	6.516.128	22%	12.423.179	28%	11.410.983	25%
IPCA	-	-	-	-	576.261	-	532.754	1%
TJLP	-	-	-	-	9.945.939	22%	6.594.316	14%
SELIC	1.622.572	6%	2.284.348	8%	1.784.655	4%	2.636.254	6%
Outros	-	-	-	-	1.145.533	3%	3.287.732	7%
Subtotal	8.073.110	31%	8.800.476	29%	25.875.567	58%	24.462.039	53%
Não Indexado	5.773.883	22%	6.439.374	21%	6.381.520	14%	6.652.874	14%
Total	25.883.181	100%	30.036.452	100%	44.687.416	100%	46.398.260	100%

A parcela de longo prazo dos empréstimos e financiamentos tem seu vencimento assim programado:

	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021	Total
Controladora	681.666	2.030.420	3.694.563	1.565.563	6.729.983	7.924.045	22.626.240
Consolidado	1.040.512	4.920.640	5.610.038	2.818.002	7.731.774	16.936.055	39.057.021

22.3 – Operação de arrendamento mercantil financeiro:

O valor nominal utilizado no cálculo dos ativos e passivos originados pelos referidos contratos foi encontrado tomando como referência o valor fixado para a contratação de potencia mensal contratada, multiplicada pela capacidade instalada (60 a 65 MW*) e pela quantidade de meses de vigência do contrato.

A conciliação entre o total dos pagamentos mínimos futuros do arrendamento financeiro da Companhia e o seu valor presente, estão demonstradas no quadro abaixo:

	CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015
Menos de um ano	212.698	209.226
Mais de um ano e menos de cinco anos	836.902	836.902
Mais de cinco anos	767.160	924.081
Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros	(625.784)	(718.054)
Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros	1.190.976	1.252.155
Menos de um ano	136.898	132.972
Mais de um ano e menos de cinco anos	550.203	431.363
Mais de cinco anos	503.875	687.820
Valor presente dos pagamentos	1.190.976	1.252.155

22.4 – GARANTIAS

A Companhia participa na qualidade de interveniente garantidora de diversos empreendimentos cujos montantes garantidos, projeções e valores já pagos estão demonstrados nos quadros seguintes:

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento	Saldo Devedor em 30/09/2016	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletrobras	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.231.740	22.317	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.186.679	11.867	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	BT G Pactual	SPE	15,00%	300.000	339.051	3.391	15/01/2042
Eletrobras	Norte Energia	Garantia de Fiel Cumprimento de Contrato	SPE	15,00%	156.889	94.140	941	30/04/2019
Eletrobras	Rouar	CAF	SPE	50,00%	34.761	31.707	317	30/09/2017
Eletrobras	Mangue Seco 2	BNB	SPE	49,00%	40.951	36.500	365	14/10/2031
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	727.000	882.699	8.827	15/08/2034
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	247.282	2.473	15/01/2035
Eletrosul	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	717.000	898.674	8.987	15/08/2034
Eletrosul	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	232.500	241.925	2.419	15/01/2035
Eletrosul	Cerro Chato I, II e III	Banco do Brasil	SPE	100,00%	223.419	107.299	1.073	15/07/2020
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	126.221	57.007	570	15/06/2021
Eletrosul	Artemis Transmissora de Energia	BNDES	SPE	100,00%	170.029	31.405	314	15/10/2018
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES	SPE	100,00%	182.417	141.103	1.411	15/01/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES/Banco do Brasil	SPE	100,00%	182.417	141.118	1.411	15/01/2028
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	183.330	130.677	1.307	15/07/2026
Eletrosul	SC Energia	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	12.884	129	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES/BDRE	Corporativo	100,00%	50.000	12.851	129	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	103.180	25.846	258	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	67.017	25.938	259	15/03/2021
Eletrosul	UHE São Domingos	BNDES	Corporativo	100,00%	207.000	176.432	1.764	15/06/2028
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	41.898	31.970	320	15/03/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	9.413	7.820	78	15/08/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	12.000	8.096	81	15/08/2027
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	14.750	10.800	108	15/07/2026
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	250.000	223.701	2.237	15/11/2023
Eletrosul	Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	296.940	337.595	3.376	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires	BNDES/Banco do Brasil	SPE	24,50%	294.000	338.397	3.384	15/02/2036
Eletrosul	Teles Pires	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	160.680	212.236	2.122	30/05/2032
Eletrosul	Livramento Holding	BNDES	SPE	49,00%	91.943	34.589	346	15/06/2030
Eletrosul	Chuí Holding	BNDES	SPE	49,00%	186.082	182.054	1.821	15/12/2031
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	BNDES	SPE	80,00%	209.974	184.208	1.842	15/07/2028
Eletrosul	Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Emissão de Debêntures	SPE	80,00%	62.040	84.553	846	15/09/2026
Eletrosul	Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	BNDES	SPE	49,00%	17.846	15.270	153	01/11/2022
Eletrosul	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BNDES	SPE	49,00%	197.950	208.888	2.089	16/06/2031
Eletrosul	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	BRDE	SPE	49,00%	98.000	104.883	1.049	16/06/2031
Eletrosul	Santa Vitória do Palmar Holding S.A.	Emissão de Debêntures	SPE	49,00%	44.100	56.406	564	15/06/2028
Eletrosul	Transmissora Sul Litorânea do Brasil	BNDES	SPE	51,00%	252.108	235.844	2.358	15/02/2029
Eletrosul	Complexo São Bernardo	KfW	Corporativo	100,00%	29.854	48.771	488	30/12/2038
Eletrosul	Complexo São Bernardo	KfW	Corporativo	100,00%	136.064	168.991	1.690	30/12/2042
Eletrosul	Complexo Eólico Livramento - Entomo II	CEF	Corporativo	100,00%	200.000	205.824	2.058	07/08/2017
Eletrosul	Projetos Corporativos Eletrosul 2	BT G Pactual	Corporativo	100,00%	250.000	272.207	2.722	02/03/2017
Eletrosul	Eólica Hermenegildo I S/A	BNDES	SPE	99,99%	109.566	112.835	1.128	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Hermenegildo I S/A	BRDE	SPE	99,99%	47.764	49.474	495	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Hermenegildo II S/A	BNDES	SPE	99,99%	109.590	112.860	1.129	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Hermenegildo II S/A	BRDE	SPE	99,99%	47.775	49.486	495	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Hermenegildo III S/A	BNDES	SPE	99,99%	93.367	96.153	962	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Hermenegildo III S/A	BRDE	SPE	99,99%	40.703	42.160	422	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Chuí IX S/A	BNDES	SPE	99,99%	31.561	32.503	325	15/06/2032
Eletrosul	Eólica Chuí IX S/A	BRDE	SPE	99,99%	13.758	14.251	143	15/06/2032
Eletronorte	São Luis II e III	BNDES	Corporativo	100,00%	13.653	8.079	81	15/11/2024
Eletronorte	Miranda II	BNDES	Corporativo	100,00%	47.531	20.908	209	15/11/2024
Eletronorte	Ribeiro Gonçalves/Balsas	BNB	Corporativo	100,00%	70.000	57.361	574	03/06/2013
Eletronorte	Lechuga/J. Teixeira	BASA	Corporativo	100,00%	25.720	19.965	200	10/01/2029
Eletronorte	Subestação Nobres	BNDES	Corporativo	100,00%	10.000	6.726	67	15/03/2028
Eletronorte	Subestação Miramar/Tucuruí	BNDES	Corporativo	100,00%	31.000	22.051	221	15/08/2028
Eletronorte	Ampliação da Subestação Lechuga	BNDES	Corporativo	100,00%	35.011	25.367	254	15/10/2028

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento	Saldo Devedor em 30/09/2016	Saldo Garantidor Eletrobras	Término da Garantia
Eletronorte	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	49,00%	514.500	465.559	4.656	15/12/2029
Eletronorte	Norte Brasil Transmissora	Emissão de Debêntures	SPE	49,00%	98.000	136.990	1.370	15/09/2026
Eletronorte	Linha Verde Transmissora	BASA	Corporativo	100,00%	185.000	200.967	2.010	10/11/2032
Eletronorte	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	30,00%	120.300	97.877	979	15/12/2026
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	505.477	396.394	3.964	15/11/2028
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BASA	Corporativo	100,00%	221.789	206.704	2.067	15/10/2031
Eletronorte	Estação Transmissora de Energia	BASA	Corporativo	100,00%	221.789	214.385	2.144	10/07/2031
Eletronorte	Rio Branco Transmissora	BNDES	Corporativo	100,00%	138.000	111.651	1.117	15/03/2027
Eletronorte	Transmissora Matogrossense Energia	BASA	SPE	49,00%	39.200	37.725	377	01/02/2029
Eletronorte	Transmissora Matogrossense Energia	BNDES	SPE	49,00%	42.777	30.076	301	15/05/2026
Eletronorte	Rei dos Ventos 1 Eolo	BNDES	SPE	24,50%	30.851	27.248	272	15/10/2029
Eletronorte	Brasventos Miassaba 3	BNDES	SPE	24,50%	30.984	27.357	274	15/10/2029
Eletronorte	Rei dos Ventos 3	BNDES	SPE	24,50%	32.533	28.717	287	15/10/2029
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	Itau BBA	SPE	24,50%	49.735	51.851	519	26/12/2016
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	Santander	SPE	24,50%	49.000	51.109	511	26/12/2016
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	BNDES	SPE	24,50%	176.007	185.380	1.854	17/12/2016
Eletronorte	Norte Energia	BNDES	SPE	19,98%	2.697.300	2.972.678	29.727	15/01/2042
Eletronorte	Norte Energia	CEF	SPE	19,98%	1.398.600	1.580.656	15.807	15/01/2042
Eletronorte	Norte Energia	BT G Pactual	SPE	19,98%	399.600	451.616	4.516	15/01/2042
Eletronorte	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	State Grid Brazil S.A.	Corporativo	100,00%	294.700	277.417	2.774	28/07/2029
Eletronorte	Implantação do PAR e PMIS	BNDES	Corporativo	100,00%	361.575	332.354	3.324	15/12/2023
Eletronorte	Porto Velho Transmissora de Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	283.411	242.116	2.421	15/08/2028
Eletronorte	Reforço à Estrutura de Capital de Giro	CEF	Corporativo	100,00%	400.000	400.000	4.000	30/04/2019
Eletronorte	UHE Sinop	BNDES	SPE	24,50%	256.270	120.210	1.202	15/06/2038
Eletronuclear	Angra III	BNDES	Corporativo	100,00%	6.146.256	3.422.653	34.227	15/06/2036
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	727.000	882.699	8.827	15/08/2034
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	232.500	247.282	2.473	15/01/2035
Chesf	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	717.000	898.674	8.987	15/08/2034
Chesf	ESBR	BNDES REPASSE	SPE	20,00%	232.500	241.925	2.419	15/01/2035
Chesf	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	19,50%	78.195	63.620	636	15/12/2026
Chesf	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	2.025.000	2.231.740	22.317	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	CEF	SPE	15,00%	1.050.000	1.186.679	11.867	15/01/2042
Chesf	Norte Energia	BT G Pactual	SPE	15,00%	300.000	339.051	3.391	15/01/2042
Chesf	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	77.671	777	10/07/2032
Chesf	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	383.272	3.833	15/02/2030
Chesf	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	120.202	1.202	18/03/2025
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 1	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	500.000	258.484	2.585	28/09/2018
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 2	CEF	Corporativo	100,00%	400.000	253.492	2.535	27/02/2019
Chesf	IE Garanhuns S/A	BNDES	SPE	49,00%	175.146	157.581	1.576	15/12/2028
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 3	BNDES	Corporativo	100,00%	727.560	336.304	3.363	15/06/2029
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 4	BNDES	Corporativo	100,00%	475.454	241.655	2.417	15/06/2029
Chesf	UHE Sinop	BNDES	SPE	24,50%	256.270	120.210	1.202	15/06/2038
Chesf	Projetos Corporativos Chesf 5	CEF	Corporativo	100,00%	200.000	202.661	2.027	06/09/2021
Furnas	UHE Batalha	BNDES	Corporativo	100,00%	224.000	154.522	1.545	15/12/2025
Furnas	UHE Simplicio	BNDES	Corporativo	100,00%	1.034.410	662.040	6.620	15/07/2026
Furnas	UHE Baguari	BNDES	Corporativo	100,00%	60.153	37.201	372	15/07/2026
Furnas	DIVERSOS	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	750.000	787.633	7.876	31/10/2018
Furnas	Rolagem BASA 2008	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	208.312	212.929	2.129	07/02/2018
Furnas	Projetos de Inovação	FINEP	Corporativo	100,00%	268.503	164.889	1.649	15/11/2023
Furnas	Financiamento corporativo	Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	400.000	414.990	4.150	06/12/2023
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.594.159	1.994.975	19.950	15/03/2034
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	1.574.659	2.061.237	20.612	15/03/2034
Furnas	UHE Santo Antônio	BASA	SPE	39,00%	196.334	239.377	2.394	15/12/2030
Furnas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	163.800	220.691	2.207	24/01/2023
Furnas	UHE Santo Antônio	Emissão de Debêntures	SPE	39,00%	273.000	343.200	3.432	01/03/2024
Furnas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	435.508	383.878	3.839	15/09/2027
Furnas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	217.754	194.269	1.943	15/09/2027
Furnas	UHE Foz do Chapecó	BNDES	SPE	40,00%	4.009	2.917	29	15/09/2027
Furnas	Centroeste de Minas	BNDES	SPE	49,00%	13.827	9.248	92	15/04/2023
Furnas	Serra do Facão	BNDES	SPE	49,47%	257.244	206.834	2.068	15/06/2027
Furnas	Rei dos Ventos 1 Eolo	BNDES	SPE	24,50%	30.851	27.248	272	15/10/2029
Furnas	Brasventos Miassaba 3	BNDES	SPE	24,50%	30.984	27.357	274	15/10/2029
Furnas	Rei dos Ventos 3	BNDES	SPE	24,50%	32.533	28.717	287	15/10/2029
Furnas	IE Madeira	BASA	SPE	24,50%	65.415	77.671	777	10/07/2032
Furnas	IE Madeira	BNDES	SPE	24,50%	455.504	383.272	3.833	15/02/2030
Furnas	IE Madeira	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	85.750	120.202	1.202	18/03/2025
Furnas	Teles Pires	BNDES	SPE	24,50%	296.940	337.595	3.376	15/02/2036
Furnas	Teles Pires	BNDES/Banco do Brasil	SPE	24,50%	294.000	338.397	3.384	15/02/2036
Furnas	Teles Pires	Emissão de Debêntures	SPE	24,50%	160.680	212.236	2.122	31/05/2032
Furnas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	2.418	1.828	18	15/05/2023
Furnas	Caldas Novas Transmissão	BNDES	SPE	49,90%	5.536	4.740	47	15/03/2028
Furnas	Belo Monte Transmissora de Energia S. A.	State Grid Brazil S.A.	Corporativo	100,00%	294.700	281.524	2.815	28/07/2029
Furnas	Mata de Santa Genebra	Emissão de Debêntures	SPE	49,90%	234.031	234.031	2.340	30/06/2017
Furnas	Plano de Investimentos 2012-2014	BNDES	Corporativo	100,00%	441.296	227.739	2.277	15/06/2029
Furnas	Empresa de Energia São Manoel	BNDES	SPE	33,33%	437.996	235.196	2.352	12/12/2038
Furnas	Empresa de Energia São Manoel	Emissão de Debêntures	SPE	33,33%	93.332	103.283	1.033	15/12/2018
Amazonas	Amazonas	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	2.405.979	2.777.669	27.777	30/01/2025
Eletroacre	Eletroacre	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	91.774	84.127	841	30/01/2025
Boa Vista	Boa Vista	Confissão de Dívida - Petrobras/BR	Corporativo	100,00%	19.320	16.804	168	31/12/2024
Cepisa	Projeto Corporativo	CEF	Corporativo	100,00%	94.906	52.067	521	27/11/2023
Ceal	Projeto Corporativo Ceal	Banco IBM S/A	Corporativo	100,00%	10.736	6.747	67	31/12/2019
Total					47.301.575	44.678.416	446.784	

Informações detalhadas sobre os investimentos objetos das garantias estão divulgadas nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2015.

NOTA 23 – DEBÊNTURES

CONSOLIDADO							
Controlada	Emissora	Data de Emissão	Principais características	Tx de juros	Vencimento	Saldo em 30/09/2016	Saldo em 31/12/2015
Eletronorte	Emitidas pela ETE (incorporada pela Eletronorte em março de 2014)	Junho/2011	Subscrição particular de primeira Emissão da Controlada escrituradas em favor do Fundo de Desenvolvimento da Amazônia - FDA, e mantidas sob custódia do agente operador do contrato, o Banco da Amazônia S.A., com garantia real e fidejussória por fiança, em quatro séries, todas elas conversíveis em ações da SPE, com ou sem direito a voto.	TJLP + 1,65% a.a.	10/07/2031	206.704	219.803
Eletrorul	SPE Chuí IX - 1ª Emissão	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfaria, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	18/01/2016	-	25.807
Eletrorul	SPE Chuí IX - 2ª Emissão	20/05/2015	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfaria, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 3,45% a.a.	18/01/2016	-	11.355
Eletrorul	SPE Hermenegildo I - 1ª Emissão	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfaria, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	18/01/2016	-	81.751
Eletrorul	SPE Hermenegildo I - 2ª Emissão	20/05/2015	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfaria, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 3,45% a.a.	18/01/2016	-	33.073
Eletrorul	SPE Hermenegildo II - 1ª Emissão	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfaria, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	18/01/2016	-	81.751
Eletrorul	SPE Hermenegildo II - 2ª Emissão	20/05/2015	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfaria, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 3,45% a.a.	18/01/2016	-	17.673
Eletrorul	SPE Hermenegildo III - 1ª Emissão	20/10/2014	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfaria, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 1,90% a.a.	18/01/2016	-	69.039
Eletrorul	SPE Hermenegildo III - 2ª Emissão	20/05/2015	Debêntures simples, não conversíveis em ações, em série única, da espécie quirográfaria, com garantia adicional real e fidejussória objeto de distribuição pública com esforços restritos de distribuição.	100% CDI + spread de 3,45% a.a.	18/01/2016	-	22.222
						206.704	562.474
Total do Passivo Circulante						14.554	357.226
Total do Passivo Não Circulante						192.150	205.248

NOTA 24 - EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO

O Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica, instituído pela Lei 4.156/1962 com o objetivo de gerar recursos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, foi extinto pela Lei 7.181, de 20 de dezembro de 1983, que fixou a data de 31 de dezembro de 1993 como o prazo final de arrecadação.

Na primeira fase desse Empréstimo Compulsório, encerrada com o advento do Decreto-Lei 1.512/1976, a cobrança do tributo alcançou diversas classes de consumidores de energia, e os créditos dos contribuintes foram representados por Obrigações ao Portador emitidas pela Companhia.

No segundo momento, iniciado com as disposições contidas no referido Decreto-Lei, o Empréstimo Compulsório em questão passou a ser cobrado somente de indústrias com consumo mensal de energia superior a 2.000 kwh*, e os créditos dos contribuintes deixaram de ser representados por títulos, passando a ser simplesmente escriturados pela Companhia.

O saldo do Empréstimo Compulsório remanescente, após a 4ª conversão em ações, ocorrida em 30 de abril de 2008, relativa aos créditos constituídos de 1988 a 2004, estão registrados no passivo circulante e não circulante, vencíveis a partir de 2008, e remunerados à taxa de 6% ao ano, acrescidos de atualização monetária com base na variação do IPCA-E, e correspondem, em 30 de setembro de 2016, a R\$ 512.790 (R\$ 523.635 em 31 de dezembro de 2015), dos quais R\$ 463.905 no não circulante (R\$ 466.005 em 31 de dezembro de 2015).

As Obrigações ao Portador, emitidas em decorrência do Empréstimo Compulsório, não constituem títulos mobiliários, não são negociáveis em Bolsa de Valores, não têm cotação e são inexigíveis. Desta forma, a Administração da Companhia esclarece que a Companhia não possui debêntures em circulação.

A emissão desses títulos decorreu de uma imposição legal e não de uma decisão empresarial da Companhia. Do mesmo modo, sua tomada pelos obrigacionistas não emanou de um ato de vontade, mas de um dever legal, por força da Lei 4.156/1962.

A CVM, em decisão de seu Colegiado proferida no processo administrativo CVM RJ 2005/7230, movido por detentores das mencionadas obrigações, afirma textualmente que “as obrigações emitidas pela Companhia em decorrência da Lei 4.156/1962 não podem ser consideradas como valores mobiliários”.

Entendeu ainda a CVM que não há qualquer irregularidade nos procedimentos adotados pela Companhia em suas informações financeiras intermediárias, no que se referem às citadas obrigações, tampouco na divulgação quanto à existência de ações judiciais.

A inexigibilidade dessas Obrigações ao Portador foi reforçada por decisões do Superior Tribunal de Justiça, que corroboram o entendimento de que esses títulos estão prescritos e que não se prestam para garantir execuções fiscais.

Portanto, as Obrigações ao Portador emitidas na primeira fase desse empréstimo compulsório, tal como decidido pela CVM, não se confundem com debêntures. Além disso, por força do disposto no artigo 4º, § 11 da Lei 4.156/1962 e no artigo 1º do Decreto 20.910/1932, são inexigíveis, condição confirmada no Informativo 344 do Superior Tribunal

de Justiça - STJ, de onde consta que essas Obrigações não podem ser utilizadas como garantia de execuções fiscais, por não terem liquidez e não serem debêntures.

Desta forma, o passivo relativo ao Empréstimo Compulsório refere-se aos créditos residuais, constituídos de 1988 a 1994, dos consumidores industriais com consumo superior a 2.000 kW/h*, referentes à segunda fase desse Empréstimo Compulsório, bem como aos juros não reclamados relativos a esses créditos, conforme demonstrado:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015
CIRCULANTE		
Juros a Pagar	48.885	57.630
NÃO CIRCULANTE		
Créditos arrecadados	463.905	466.005
TOTAL	512.790	523.635

NOTA 25 - CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL – CCC

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), criada pelo Decreto 73.102, de 7 de novembro de 1973, tem a finalidade aglutinar o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoelétrica, especialmente na Região Norte do país.

Nos termos da Lei 8.631, de 04 de março de 1993, a Companhia administra os valores relativos aos recolhimentos efetuados pelos concessionários do serviço público de energia elétrica, para crédito na Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, correspondentes às quotas anuais destinadas aos dispêndios com combustíveis para geração de energia elétrica. Os valores registrados no ativo circulante, em contrapartida ao passivo circulante, correspondem às disponibilidades de recursos, mantidos em caixa restrito, e às quotas não quitadas pelas concessionárias.

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015
Ativo Circulante	193.790	195.966
Ativo Não Circulante	10.774	13.331
Total	204.564	209.297
Passivo Circulante	-	-
Passivo Não Circulante	488.944	452.948
Total	488.944	452.948

A promulgação da Lei 12.783/2013 extinguiu a obrigatoriedade de contribuição deste encargo para os concessionários do serviço público de energia elétrica.

Em 23 de junho de 2016, a Medida Provisória nº 735 estabelece que, a partir de 1º de janeiro de 2017, as atividades relacionadas à gestão e administração dos fundos setoriais RGR, CDE e CCC serão transferidos para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

A Amazonas Energia renegociou com a Br Distribuidora S.A. e com a Companhia de Gás do Amazonas ("Cigas") contratos de confissão de dívidas incorridas até dezembro de 2014, tendo como garantias os recebíveis da Conta de Consumo de Combustível ("CCC"), e garantia fidejussória de sua controladora, a Eletrobras.

NOTA 26 – TRIBUTOS A RECOLHER E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

26.1- Tributos a recolher

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015	30/09/2016	31/12/2015
Passivo circulante:				
Tributos Retidos na Fonte (IRRF)	35.056	30.364	260.846	239.721
PASEP e COFINS	45.712	250.273	466.372	577.998
ICMS	-	-	216.468	211.659
PAES / REFIS	-	-	166.699	185.441
INSS/FGTS	2.110	-	120.797	139.792
Outros	5.149	-	157.904	201.967
Total	88.027	280.637	1.389.086	1.556.578

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015	30/09/2016	31/12/2015
Passivo não circulante:				
PASEP e COFINS	-	-	151.357	75.323
PASEP e COFINS Diferidos	15.384	181.991	15.384	181.991
PAES / REFIS	-	-	603.612	595.691
INSS/FGTS	-	-	52.728	31.884
Outros	-	-	132.486	15.420
Total	15.384	181.991	955.567	900.309

26.2- Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015	30/09/2016	31/12/2015
Passivo circulante:				
Imposto de Renda corrente	274.855	150.749	443.895	431.712
Contribuição Social corrente	99.127	45.251	161.832	149.632
	373.982	196.000	605.727	581.344
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL diferidos	386.992	733.289	8.673.976	1.003.796

26.3- Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA							
	01/07/2016 a 30/09/2016		01/01/2016 a 30/09/2016		01/07/2015 a 30/09/2015		01/01/2015 a 30/09/2015	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (Prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	834.584	834.584	9.643.856	9.643.856	(3.722.746)	(3.722.746)	(3.617.809)	(3.617.809)
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(208.646)	(75.113)	(2.410.964)	(867.947)	930.687	335.047	904.452	325.603
Efeitos de adições e exclusões:								
Receita de Dividendos	6.177	2.224	21.431	7.715	3.679	1.325	12.621	4.544
Equivalência patrimonial	812.346	292.444	5.374.828	1.934.938	(710.692)	(255.849)	(554.522)	(199.628)
Compensação Prejuízo Fiscal	(8.826)	(3.177)	118.008	42.483	(18.780)	(6.761)	23.745	8.548
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(625.923)	(225.512)	(3.050.824)	(1.098.477)	(406.040)	(146.174)	(688.804)	(247.969)
Doações	20.194	7.270	(967)	(348)	(8.293)	(2.985)	(27.746)	(9.989)
Demais adições e exclusões	25.510	9.182	(19.888)	(7.160)	(3.390)	(815)	(35.072)	(12.626)
Total da receita (despesa) de IRPJ e CSLL	20.832	7.318	31.624	11.204	(212.829)	(76.212)	(365.326)	(131.517)
Alíquota efetiva	2,50%	0,88%	0,33%	0,12%	5,72%	2,05%	10,10%	3,64%

	CONSOLIDADO							
	01/07/2016 a 30/09/2016		01/01/2016 a 30/09/2016		01/07/2015 a 30/09/2015		01/01/2015 a 30/09/2015	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (Prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	1.304.778	1.304.778	19.185.871	19.185.871	(3.915.450)	(3.915.450)	(3.594.814)	(3.594.814)
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(326.195)	(117.430)	(4.796.468)	(1.726.728)	978.863	352.391	898.704	323.533
Efeitos de adições e exclusões:								
Receita de dividendos	6.180	2.225	21.887	7.879	3.682	1.325	12.673	4.562
Equivalência patrimonial	482.732	173.784	622.308	224.031	37.341	13.443	46.232	16.643
Compensação Prejuízo Fiscal	48.289	17.513	224.350	80.895	61.932	22.424	178.635	64.470
Impostos diferidos não reconhecidos/baixados	(588.804)	(212.149)	(3.000.850)	(1.080.486)	(1.605.513)	(573.507)	(2.135.914)	(768.894)
Incentivos Fiscais	19.228	-	87.700	-	2.362	-	48.280	-
Doações	24.091	8.673	(1.094)	(394)	(12.704)	(4.573)	(32.157)	(11.577)
Demais adições e exclusões	23.798	8.405	(57.057)	(20.550)	301.448	111.394	319.614	114.433
Total da receita (despesa) de IRPJ e CSLL	(310.681)	(118.980)	(6.899.224)	(2.515.353)	(232.589)	(77.103)	(663.933)	(256.830)
Alíquota efetiva	23,81%	9,12%	35,96%	13,11%	5,94%	1,97%	18,47%	7,14%

26.4- Incentivos Fiscais - SUDENE

A Medida Provisória 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, alterada pela Lei 11.196, de 21 de novembro de 2005, possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, que possuam empreendimentos no setor de infraestrutura considerado, em ato do Poder Executivo, prioritários para o desenvolvimento regional, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimento em projetos de instalação, ampliação, modernização ou diversificação.

Sobre os contratos de concessões nº 006/2004 da geração e nº 061/2001 da transmissão (ambos assinados pela CHESF), o direito ao incentivo da redução de 75% do imposto de renda abrange os anos de 2008 a 2017. Para os contratos da transmissão números 008/2005 e 007/2005 o direito ao incentivo da redução foi concedido para o período de 2011 a 2020. Para os contratos com incentivo fiscal a alíquota do imposto de renda de 25% passa a ser de 6,25%.

26.5- Parcelamento Especial - PAES

As controladas Furnas, Eletrosul, Eletroacre e Distribuição Alagoas optaram pelo refinanciamento de débitos tributários. O prazo de financiamento é limitado a 180 meses e o saldo devedor é corrigido pela Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP e SELIC.

26.6- Programa de Recuperação Fiscal (REFIS) – Lei 12.865/2013

Furnas, em 30 de dezembro de 2013, optou pelo REFIS, referente aos processos de PASEP, COFINS e PASEP/COFINS.

O prazo de financiamento é limitado a 180 meses e o saldo devedor é corrigido pela SELIC.

26.7- PASEP e COFINS Diferidos sobre Variação Cambial Ativa

Em 1º de abril de 2015 foi publicado o Decreto nº 8.426 que restabeleceu para 0,65% e 4%, respectivamente, as alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS incidentes sobre as receitas financeiras auferidas pelas pessoas jurídicas sujeitas ao regime de incidência não cumulativa, com vigência a partir de 1º de julho de 2015.

Todavia, com o advento do Decreto nº 8.451, publicado em 19 de maio de 2015, o Governo Federal reestabeleceu para zero as alíquotas de PIS/PASEP e COFINS incidentes sobre as receitas financeiras decorrentes de variações monetárias, em função da taxa de câmbio, de: (I) operações de exportação de bens e serviços para o exterior; e (ii) obrigações contraídas pela pessoa jurídica, inclusive, empréstimos e financiamentos.

Uma vez que o Decreto nº 8.451 estabeleceu a manutenção da alíquota zero somente para as supramencionadas operações, a Controladora passou a recolher, quando da liquidação da correspondente transação, as contribuições do PIS/PASEP e COFINS incidentes sobre as variações monetárias decorrentes da oscilação da moeda estrangeira observada nos contratos de empréstimos concedidos pela Companhia.

Neste contexto, devido ao diferimento na tributação da variação cambial para o momento da liquidação da operação, a Controladora reconheceu no passivo não circulante PIS/PASEP e COFINS diferidos, em 30 de setembro de 2016, os montantes de R\$ 2.150 (R\$ 25.440 em 31 de dezembro de 2015) e R\$ 13.233 (R\$ 156.551 em 31 de dezembro de 2015), respectivamente.

NOTA 27 – ENCARGOS SETORIAIS

As explicações sobre a natureza dos principais encargos setoriais estão divulgadas nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2015.

	CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015
PASSIVO CIRCULANTE		
Quota RGR	186.397	154.753
Quota CDE	61.995	38.979
Quota PROINFA	21.182	45.819
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	62.256	56.932
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	15.755	5.223
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	380.823	356.920
Programa de Eficiência Energética - PEE	36.539	24.397
Outros	9.729	12.377
	<u>774.676</u>	<u>695.400</u>
PASSIVO NÃO CIRCULANTE		
Quota RGR	7.790	8.184
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	488.802	404.623
Programa de Eficiência Energética - PEE	54.150	49.388
	<u>550.742</u>	<u>462.195</u>
TOTAL	<u>1.325.418</u>	<u>1.157.595</u>

NOTA 28 - REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	CONTROLADORA	
	30/09/2016	31/12/2015
Circulante		
Dividendos não reclamados	24.551	40.518
Dividendos retidos exercícios anteriores	-	1.960
	<u>24.551</u>	<u>42.478</u>

28.1 – Dividendos Retidos de Exercícios Anteriores

O Conselho de Administração da Companhia deliberou, em janeiro de 2010, pelo pagamento do saldo da Reserva Especial de Dividendos não Distribuídos, em quatro parcelas anuais, a partir do exercício de 2010, inclusive.

28.2 – Dividendos Não Reclamados

O saldo da remuneração aos acionistas, demonstrado no passivo circulante em 30 de setembro de 2016, contém a parcela de R\$ 24.551 (R\$ 40.518 em 31 de dezembro de 2015), referente a remunerações não reclamadas dos exercícios de 2012, 2013 e 2014. A remuneração relativa ao exercício de 2011 e anteriores, está prescrita, nos termos do Estatuto da Companhia.

NOTA 29 – BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

29.1 Benefício pós-emprego

As empresas do Sistema Eletrobras patrocinam planos de previdência aos seus empregados, bem como planos de assistência médica e seguro de vida pós-emprego em determinados casos. Esses benefícios são classificados como benefícios definidos (BD) e de contribuição definida (CD).

Devido à estrutura descentralizada do Sistema Eletrobras, cada segmento patrocina seu próprio pacote de benefícios a empregados. De forma geral, o Grupo oferece aos seus atuais e futuros aposentados e aos seus dependentes benefícios do tipo previdenciário, de assistência à saúde e seguro de vida pós-emprego, conforme apresentado na tabela a seguir:

Tipos de benefícios pós-emprego patrocinados pelas empresas do Sistema Eletrobras					
Empresa	Planos de benefícios previdenciários			Outros benefícios pós-	
	Plano BD	Plano Saldado	Plano CD	Seguro de Vida	Plano de Saúde
Eletrobras	X		X	X	
Amazonas	X		X		
Boa Vista	X		X		X
Ceal	X		X		X
Celg D	X		X		X
Cepisa	X		X		
Ceron			X		
CGTEE	X				
Chesf	X	X	X	X	
Eletroacre			X		
Eletronorte	X		X	X	X
Eletronuclear	X				X
Eletrosul	X		X		X
Furnas	X		X	X	X

A Companhia e suas controladas avaliam seus passivos atuariais anualmente e consequentemente, os valores apresentados no balanço patrimonial podem sofrer alteração em razão da avaliação que será realizada para a data base de 31 de dezembro de 2016.

Maiores informações sobre os planos de benefícios pós emprego estão divulgadas nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2015.

NOTA 30 - PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A Companhia e suas controladas são partes envolvidas em diversas ações em andamento no âmbito do judiciário, principalmente nas esferas trabalhista e cível, que se encontra em vários estágios de julgamento.

A Administração da Companhia adota o procedimento de classificar as causas impetradas contra a Companhia em função do risco de perda e da ocorrência de obrigação presente em função de evento passado, baseada na opinião de seus consultores jurídicos, da seguinte forma:

- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como provável, além de atender a condição de obrigação presente vinculada a evento passado, são constituídas provisões;
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como possível, não é realizada provisão e suas informações correspondentes são divulgadas em Notas Explicativas, quando relevantes, e
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como remoto, não é realizada provisão e somente são divulgadas em Notas Explicativas as informações relevantes, que, a critério da administração, sejam julgadas de relevância para o pleno entendimento das informações financeiras intermediárias.

Portanto, para fazer face a eventuais perdas, são constituídas as provisões para contingências, conforme julgamento realizado pela administração da Companhia e de suas controladas, amparadas em seus consultores jurídicos, como suficientes para cobrir eventuais perdas em processos judiciais.

Na data de encerramento destas informações financeiras intermediárias, a Companhia apresenta as seguintes provisões para obrigações legais vinculadas a processos judiciais, por natureza, consideradas pela Administração da Companhia como sendo de risco de desembolso futuro provável:

a) Contingências prováveis:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015	30/09/2016	31/12/2015
CIRCULANTE				
Trabalhistas	463	492	27.664	21.100
Cíveis	666.158	542.853	671.549	569.625
	<u>666.621</u>	<u>543.345</u>	<u>699.213</u>	<u>590.725</u>
NÃO CIRCULANTE				
Trabalhistas	195.069	165.712	1.102.648	984.066
Tributárias	-	-	604.882	644.466
Cíveis	<u>12.378.182</u>	<u>8.736.188</u>	<u>15.843.442</u>	<u>11.927.597</u>
	<u>12.573.251</u>	<u>8.901.900</u>	<u>17.550.972</u>	<u>13.556.129</u>
	<u>13.239.872</u>	<u>9.445.245</u>	<u>18.250.185</u>	<u>14.146.854</u>

Em 30 de setembro de 2016, a Companhia classificou o montante de R\$ 666.621 no passivo circulante com base no histórico de pagamentos das causas judiciais efetuados nos últimos três anos.

Estas provisões tiveram, neste período, a seguinte evolução:

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Saldo em 31/12/2015	9.445.245	14.146.854
Constituição de provisões	3.190.082	5.366.790
Reversão de provisões	(1.113.414)	(2.580.548)
Atualização Monetária	2.010.807	1.853.774
Baixas	-	(47.481)
Pagamentos	(292.849)	(489.205)
Saldo em 30/09/2016	13.239.872	18.250.185

a.1) Ações judiciais cíveis

Na Controladora

No terceiro trimestre de 2015, o STJ proferiu decisões definindo parâmetros para a metodologia de cálculo dessas execuções, acatando algumas alegações da Eletrobras, mas não a sua integralidade, o que ensejou ajustes na metodologia de cálculo da Eletrobras e na classificação de risco dessas ações.

No período findo em 30 de setembro 2016 a Companhia revisou as suas estimativas de mensuração e a probabilidade de perda de determinados processos judiciais referentes ao empréstimo compulsório. Estes fatos resultaram em incremento de R\$ 2.059.737 da provisão para contingências no período findo em 30 de setembro de 2016.

A Companhia mantém provisão para estas contingências cíveis, na Controladora, no valor de R\$ 13.044.340 em 30 de setembro de 2016 (R\$ 9.279.041 em 31 de dezembro de 2015) referente a esses processos.

b) Contingências possíveis:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015	30/09/2016	31/12/2015
Trabalhistas	375.326	447.656	1.640.340	1.228.770
Tributárias	804.646	752.654	7.644.783	6.253.906
Cíveis	8.602.278	14.329.202	22.584.077	23.715.573
	9.782.250	15.529.512	31.869.200	31.198.249

a.1) Cíveis

Na Controladora

i. As ações cíveis na Controladora têm por objeto a aplicação de critérios de atualização monetária sobre os créditos escriturais do Empréstimo Compulsório constituído a partir de 1978.

As demandas tem o objetivo de impugnar a sistemática de cálculo de atualização monetária determinada pela legislação que rege o Empréstimo Compulsório e aplicada pela Companhia. Os créditos foram integralmente pagos pela Companhia por intermédio de conversões em ações utilizando como base de atualização a legislação vigente.

ii. Em 22 de julho de 2015 e 15 de agosto de 2015, duas reclamações de ação de classe de títulos putativos foram protocoladas contra a Eletrobras e alguns de nossos empregados no Tribunal Distrital dos Estados Unidos no Distrito Sul de Nova York (SDNY). Em 2 de outubro de 2015, essas ações foram consolidadas e o Tribunal nomeou como requerentes principais, Dominique Lavoie e a Cidade de Providence. Os requerentes protocolaram uma reclamação aditada consolidada em 8 de dezembro de 2015 alegadamente em nome de investidores que compraram nossos títulos de negociação norte-americanos entre 17 de agosto de 2010 a 24 de junho de 2015, e protocolaram uma segunda reclamação aditada em 26 de fevereiro de 2016.

A segunda reclamação aditada alega, dentre outras coisas, que a Eletrobras e os réus individuais sabiam ou deveriam saber sobre a alegada fraude cometida contra a Companhia por um cartel de empreiteiras, bem como subornos e propinas alegadamente solicitados e recebidos pelos empregados da Eletrobras; que a Eletrobras e os réus individuais apresentaram declarações errôneas e omissões em relação à fraude alegada; e que o preço das ações da Eletrobras declinou quando a alegada fraude foi divulgada.

Os requerentes não especificaram um valor de indenização que estão buscando, tal valor, quando especificado, pode ser relevante para a Eletrobras. Em 15 de abril de 2016, a Eletrobras apresentou um pedido de extinção da segunda reclamação aditada, que foi plenamente abreviado e então apresentado ao Tribunal em 17 de junho de 2016. O pedido permanece em análise pelo Tribunal; foram solicitados argumentos verbais mas ainda não foram agendados. A Eletrobras pretende se defender vigorosamente contra as alegações feitas na ação.

Administração da Eletrobras acredita que as reclamações, em si, não criam uma obrigação presente para a Eletrobras em conformidade com o CPC 25/IAS 37 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes (*Provisions, Contingent Liabilities and Contingent Assets*). Como o litígio ainda está em estágio inicial, o processo de descobertas ainda não começou, e o resultado do litígio está sujeito a uma incerteza considerável, não sendo possível, nesta fase, para a Administração da Eletrobras estimar com confiabilidade a perda potencial ou a um intervalo de perda, se houver, que pode resultar da resolução final desses processos judiciais. Portanto, nenhuma provisão foi reconhecida nas informações financeiras intermediárias consolidadas da Eletrobras. O resultado final desses processos judiciais poderá ter um efeito adverso relevante nas demonstrações financeiras consolidadas da Eletrobras, nos resultados das operações e nos seus fluxos de caixa futuros.

iii. No que tange as ações com avaliação de risco como possível destacamos o processo administrativo movido pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio do Despacho nº 63, de 13 de janeiro de 2014, que determinou o ressarcimento pela Eletrobras à conta da RGR dos montantes históricos de R\$ 1.924.188 e R\$ 113.577 referentes, respectivamente, às amortizações do saldo devedor de financiamentos não restituídos à RGR e a apropriação dos encargos financeiros do referido fundo durante o período de 1998 a 2011. O valor da causa atualizada é de R\$ 2.460.930. Devido ao Despacho ANEEL nº 2.585/16 de 27.09.2016, a decisão foi reformada, definindo que os valores devidos ao Fundo RGR deverão ser atualizados pelos juros de 5% a.a, conforme disposto na legislação que rege o Fundo Setorial.

Estes montantes estão registrados na rubrica de empréstimos e financiamentos a pagar, vide Nota 22.

O mencionado despacho determina, ainda, que os montantes em referência sejam corrigidos à taxa do fundo extramercado do Banco do Brasil da data em que deveriam ter sido restituídos à RGR até a efetiva devolução ao citado fundo setorial. A Eletrobras, em discordância da postura contraditória da ANEEL, interpôs recurso administrativo em 24 de janeiro de 2014 alegando a prescrição da pretensão de ressarcimento das mencionadas quantias, a inexistência de prática de ato ilícito por ela própria e a boa-fé objetiva da administração dos recursos.

Em 10 de maio de 2016, a ANEEL determinou a devolução, pela Eletrobras, para a RGR, de recursos supostamente não transferidos, no âmbito da gestão do fundo, conforme despacho ANEEL nº 63/2014. A Eletrobras, em discordância da conclusão da Diretoria Executiva da ANEEL com relação ao tema, recorreu no Poder Judiciário buscando a anulação da conclusão da ANEEL sobre o referido despacho.

Em 9 de agosto de 2016, a Diretoria da ANEEL aprovou a suspensão até 30 de setembro de 2016, da sua decisão proferida em 10 de maio de 2016.

Em 27 de setembro de 2016, a Diretoria da ANEEL determinou a devolução, pela Eletrobras, para a RGR, de tais recursos a partir de janeiro de 2017, em parcelas mensais.

Amazonas D

i. Contrato de Fornecimento de Gás - CIGÁS

De acordo com a proposta da administração para a 165ª AGE da Eletrobras, no que tange aos montantes de cobertura da Conta de Consumo de Combustível (CCC) nos custos de geração da controlada Amazonas Distribuidora de Energia, existe a possibilidade da não neutralidade do contrato de gás, impostas pela Resolução Homologatória nº 2005, da ANEEL, de 15 de dezembro de 2015, que homologou o preço da parcela do transporte de gás natural fornecido pela CIGÁS - Companhia de Gás do Amazonas à referida Distribuidora em valor inferior ao preço contratual e pelo Despacho nº 314, de 02 de fevereiro de 2016 que fixou a quantidade de gás natural a ser reembolsada pela CCC em 2016, referente aos compromissos de *take-or-pay* e *ship-or-pay* do gasoduto Urucu-Manaus, de 4.076.156 m³/dia, patamar inferior à Quantidade Diária Contratada ("QDC") de 5.420.000 m³/dia conforme dispõe o Contrato de Compra e Venda de Gás Natural.

Relatórios elaborados por consultoria externa apresentaram que essas duas limitações regulatórias, considerando a premissa da manutenção dessas decisões, poderia gerar um desequilíbrio até o final da vigência do mencionado Contrato de Compra e Venda de Gás Natural no montante estimado de aproximadamente R\$ 6,8 bilhões. No entanto, em relação a limitação do reembolso do volume, a Companhia avalia como baixo o risco de materialização do desembolso financeiro pela AmD, pois as limitações propostas foram decididas em processo de formação de orçamento para a CDE/CCC e não em um processo para analisar os custos do contrato de gás, adicionalmente, em 19 de setembro de 2016, a Eletrobras protocolou na ANEEL a carta CTA PB-012/2016 informando a cessão parcial do contrato de Gás OC nº 1902/2006 à Amazonas Geração e Transmissão, que ocorrerá após a finalização do processo de desverticalização, que tem prazo de até 18 meses para conclusão, a contar de outubro de 2016. Com a finalização do processo de desverticalização e anuência do volume

transferido entre as partes, a Administração da AmD estima que passará a consumir 100% do gás contratado.

Diferença de Preço da Parcela do Transporte do Gás

O Contrato de Gás prevê para a parcela de transporte a modalidade “*open book*”, esse tipo de contrato, como nome diz: “livro aberto”, caracteriza-se pelo reembolso dos custos diretos e indiretos da contratada e a remuneração pelo investimento se dá através de uma taxa fixa a ser aplicada sobre o total dos custos comprovadamente incorridos.

Nesse contexto, após a consolidação de todos os investimentos, os gastos com a construção do gasoduto Urucu-Coari-Manaus deveriam ser apurados pelo Comitê de Revisão da Parcela de Transporte e repassado para a parcela de transporte. As variáveis que compunham o preço da parcela de transporte não estavam devidamente consolidadas entre as partes do Comitê, dentre as quais estão incluídos a comprovação de todos os investimentos na construção do gasoduto, taxa de retorno do investimento, aluguel do GLP-Duto Urucu. Diante disso praticava-se um valor médio entre os dois valores apresentados por cada empresa que compunham o Comitê para a parcela de transporte.

Diante da controvérsia, A ANEEL por sua vez, em função do repasse dos custos do contrato de gás ao fundo CCC, passou a deliberar sobre essa questão no processo nº 48500.000289/2014-66.

Em 15 de dezembro de 2015, mediante a Resolução Homologatória nº 2.005/2015, a ANEEL homologou o preço da parcela do transporte referente ao gás natural, no valor de 11,4867 R\$/MMBtu (base dez/2009), a decisão, no entanto recebeu recurso da Petrobras e da ABRACE.

A Agência Nacional de Petróleo - ANP em 14/06/2016, mediante o Despacho nº 643, retificou a tarifa anteriormente calculada, aprovou e homologou a tarifa aplicável no valor de 12,0371 R\$/MMBtu (base dez/2009) a qual permite a remuneração de todos os investimentos, custos e despesas atribuíveis à prestação do serviço de transporte duto viário de gás. Ressalte-se que a ANP aparece neste contexto impulsionada pela ANEEL.

Assim, a questão de definição de uma tarifa para o transporte de gás ficou regulada em 18 de outubro de 2016, mediante a Resolução Homologatória nº 2.159/2016, a ANEEL, que fixou o limite, para fins de reembolso pela CCC da parcela transporte do contrato de gás natural entre a Amazonas Energia e a Cigás, em 12,0371 R\$/MMBtu (base dez/2009) (sem impostos), o qual deverá ser aplicado, com as devidas correções, desde o início do faturamento do referido contrato.

A Resolução Homologatória 2.159/2016 ao retroagir ao início do fornecimento do contrato com a nova tarifa de transporte aprovada, determina à Eletrobras, na função de administradora da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, que faça a contabilização dos valores reembolsados acima do preço definido e informe o resultado à ANEEL, no prazo de 60 dias, a findar-se em dezembro de 2016. O valor envolvido nessa questão é de R\$ 2,1 bilhões. O contrato na cláusula 8.1.2.1.9.2 “b” e cláusula 10.8 tratam da possibilidade de caso o valor praticado provisoriamente for superior ao definido final, a Cigás deverá devolver para a Amazonas Energia o valor pago a maior devidamente acrescido dos encargos moratórios.

A Companhia amparada com parecer jurídico nº 204/2016 emitido pelos seus consultores jurídicos externos, entende que em contrapartida à obrigação com o fundo CCC, haverá a constituição do direito de reembolso junto à Cigás e/ou Petrobras em igual valor.

Limitações de reembolso referente ao volume do gás

Há ainda possíveis limitações a serem impostas pela ANEEL ao reconhecimento do volume de gás. O Despacho nº 314, de 02 de fevereiro de 2016 fixou a quantidade de gás natural a ser reembolsada pela CCC em 2016, referente aos compromissos de take-or-pay e ship-or-pay do gasoduto Urucu-Manaus, de 4.076.156 m³/dia, patamar inferior à Quantidade Diária Contratada ("QDC") de 5.420.000 m³/dia conforme dispõe o Contrato de Compra e Venda de Gás Natural.

Destacamos, que as limitações impostas foram decididas em processo de formação de orçamento para a CCC, não por um processo específico para analisar os custos do contrato. A Empresa possui parecer jurídico nº 152/2016, e entende que a ANEEL não pode criar dispositivo que limita a cobertura do reembolso dos custos com geração definidos pela Lei 12.111/2009 e reforçados pela Lei 13.299/2016.

No dia 29 de fevereiro de 2016, a Companhia ingressou com um Pedido de Reconsideração junto à ANEEL em face da limitação orçamentária imposta pela Agência Reguladora para o ano de 2016. Até a presente data, o Pedido de Reconsideração continua pendente de apreciação pela ANEEL.

ii. Reembolso Óleo - Resolução Homologatória ANEEL Nº 427/2011

Com o advento da Medida Provisória nº 466/2009, posteriormente convertida na Lei 12.111/2009, a legislação setorial passou a dispor que a CCC passaria a reembolsar não apenas o custo total do combustível, mas, ainda todo o custo da geração de energia nos sistemas isolados, deduzido do custo médio da energia apurado para o ambiente regulado. Ao regulamentar a Lei nº 12.111/2009, o Decreto nº 7.246/2010 novamente não impôs ou estabeleceu qualquer limitação quanto ao reembolso integral previsto.

Contudo, ao regulamentar a Lei nº 12.111, de 2009, e o Decreto nº 7.246, de 2010, a Resolução Normativa ANEEL nº 427, de 2011, estabeleceu limitações ao reembolso dos custos de aquisição com combustíveis estabelecendo um preço de referência.

A Companhia entende que é direito líquido e certo o reembolso integral da CCC, sem qualquer limitação, nesse sentido fez-se necessário impetrar um Mandado de Segurança, a fim de garantir o reembolso previsto na Lei 12.111/2009, sem qualquer limitação.

Mediante a referida ação judicial, foi proferida Decisão em Segunda Instância a qual garante a Companhia o integral reembolso dos custos de geração, afastando os efeitos da Resolução Homologatória Aneel nº 427/2011. Com isso, vige atualmente decisão que concedeu a segurança pleiteada, no sentido de assegurar o reembolso integral dos custos referentes ao consumo de combustíveis sem qualquer limitação. Desta forma a Companhia permanece sendo reembolsada integralmente de seus custos de geração.

A Companhia entende que é baixo o risco de perda do litígio em virtude da Decisão já proferida, decisão esta reforçada pela Lei 13.299/2016 que trouxe o benefício de prover recursos para o pagamento dos reembolsos das despesas de aquisição de combustível

incorridas até 30 de abril de 2016 pelas concessionárias titulares das concessões que trata a Lei 12.111/2009, comprovadas, porém não reembolsadas por força das exigências de eficiência econômica e energética de que trata o § 12 do art. 3º da referida Lei.

Nesse sentido, têm-se, ainda a Nota Técnica ANEEL nº 331/2016, de 12 de setembro de 2016, que em seu item III. 2 – “Alterações na CCC”, dispõe que há necessidade de adequações da Resolução Normativa 427/2011 em virtude da Lei nº 13.299/2016, vejamos:

III.2 Alterações na CCC

17. Em virtude da publicação da Lei nº 13.299, de 21/6/2016, a qual alterou, dentre outros, dispositivos da Lei nº 12.111, de 9/12/2009, há que se adequar o ato normativo da ANEEL que disciplina a gestão e o processamento da CCC.

18. Assim, em vista à Resolução Normativa nº 427/2011, identifica-se a seguir os pontos a serem revistos. Em primeiro lugar e apresentando-se como item de maior impacto econômico e financeiro nas distribuidoras beneficiadas, cita-se o art. 3º da Lei nº 13.299/2016, o qual prevê o reembolso das despesas comprovadas, porém não reembolsadas por força das exigências de eficiência econômica e energética de que trata o § 12 do art. 3º da Lei nº 12.111/2010, incluindo atualizações monetárias, até 30/4/2016.

Sendo assim, e considerando que a Lei 13.299/2016 garante o reembolso integral do custo com combustíveis até 30 de abril de 2016, o valor estimado em litígio após abril de 2016 é de aproximadamente R\$ 12.211.

As informações referentes às demais contingências prováveis e possíveis e a descrição das demandas judiciais relevantes para a Companhia e suas controladas encontram-se divulgadas nas demonstrações financeiras anuais de 31 de dezembro de 2015, não tendo ocorrido mudança relevante no período.

NOTA 31 - OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS

A Companhia reconhece obrigações para descomissionamento de usinas term nucleares, que se constituem em um programa de atividades exigidas pela Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN, que permite dismantelar com segurança e mínimo impacto ao meio ambiente essas instalações nucleares, ao final do ciclo operacional.

Dadas às características específicas de operação e manutenção de usinas term nucleares, sempre que ocorrerem alterações no valor estimado do custo de desmobilização, decorrentes de novos estudos em função de avanços tecnológicos, deverão ser alteradas as quotas de descomissionamento, de forma a ajustar o saldo da obrigação à nova realidade.

	CONSOLIDADO
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2015	1.201.186
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no período	62.526
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 30/09/2016	1.263.712

NOTA 32 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

Os recursos são oriundos do Tesouro Nacional sendo destinados aos projetos abaixo:

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015
Aporte da União para Futuro Aumento de Capital	2.044.400	-
Aquisição de participação acionaria CEEE / CGTEE	217.054	196.544
Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza	3.664	3.318
UHE de Xingó	10.295	9.322
Linha de transmissão no Estado da Bahia	1.612	1.459
Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66	9.553	8.650
	<u>2.286.577</u>	<u>219.294</u>

Foram aprovados o ingresso de recursos na Companhia nos montantes de R\$ 1.000.000 e R\$ 970.000, em 6 de abril e 9 de setembro de 2016, respectivamente, via Adiantamento para Futuro Aumento de Capital ("AFAC"), efetuados pelo acionista controlador União. Os referidos recursos serão destinados à cobertura de despesas de capital, para o ano de 2016, previstas no orçamento da Eletrobras holding, ficando vedada a utilização desses recursos para transferência, a qualquer título, às distribuidoras subsidiárias da Eletrobras.

Os referidos AFACs se fazem necessários para reforçar as fontes de recursos necessárias para atendimento do Programa de Dispêndios Globais (PDG) 2016, aprovado pelo Decreto nº 8.632, de 30 de dezembro de 2015, devido à frustração de ingresso de alguns recursos previstos originalmente em seu orçamento de capital, tais como: (i) não recebimento de dividendos esperados de algumas investidas em razão dos prejuízos que apresentaram no exercício de 2015; (ii) não recebimento, até esta data, dos valores referentes às indenizações suplementares das concessões de geração e transmissão renovadas de acordo com a Lei 12.783/2013, devido a necessidade de aguardar a regulamentação pelo Poder Concedente das condições para o referido pagamento; e (iii) dificuldade de acessar, neste momento, o mercado de *debt* em razão das atuais condições macroeconômicas e setoriais.

NOTA 33 – CONTRATOS ONEROSOS

	CONSOLIDADO			SALDO EM 30/09/2016
	SALDO EM 31/12/2015	CONSTITUIÇÕES	REVERSÕES	
Transmissão				
Contrato 061/2001	-	-	-	-
Contrato 062/2001	729.478	-	(172.700)	556.778
LT Recife II - Suape II	51.024	-	(11.981)	39.043
LT Camaçari IV - Sapeaçu	99.080	-	(4.970)	94.110
Outros	16.467	-	(13.211)	3.256
	896.049	-	(202.862)	693.187
Geração				
Itaparica	-	-	-	-
Jirau	-	-	-	-
Camaçari	80.441	-	(12.496)	67.945
Termonorte II	-	-	-	-
Funil	83.788	-	(6.403)	77.385
Mauá-Klabin	-	-	-	-
Complexo Paulo Afonso	-	-	-	-
Coaracy Nunes	228.091	-	-	228.091
São Domingos	-	-	-	-
Furnas	-	-	-	-
Marimbondo	79.924	-	(13.340)	66.584
Angra 3	-	1.677.269	(299.594)	1.377.675
Outros	130.072	-	(9.568)	120.504
	602.316	1.677.269	(341.401)	1.938.184
Distribuição				
Intangível	-	-	-	-
	-	-	-	-
	1.498.365	1.677.269	(544.263)	2.631.371
Total do Passivo Circulante*	9.073	-	-	9.073
Total do Passivo Não Circulante	1.489.292	1.677.269	(544.263)	2.622.298
TOTAL	1.498.365	1.677.269	(544.263)	2.631.371

(*) Valor registrado na rubrica Outros passivos circulantes

Do montante da provisão para contratos onerosos mantida em 30 de setembro de 2016, R\$ 1.025.605 (R\$ 1.270.274 em 31 de dezembro de 2015) decorrem de contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei 12.783/13, pelo fato da tarifa determinada apresentar um desequilíbrio em relação aos atuais custos de operação e manutenção. Diante disto, a obrigação presente de acordo com cada contrato foi reconhecida e mensurada como provisão podendo ser revertida em função de ajustes do programa de redução de custos e/ou revisão tarifária.

Angra 3

A Companhia revisou o orçamento total do empreendimento Angra 3 e a data prevista para operação da Usina Nuclear Angra 3 foi alterada para dezembro de 2022. Desta forma, em 30 de junho de 2016, a Companhia reconheceu um *impairment* no valor de R\$ 2.414.479 do

ativo relativo a este empreendimento e um valor excedente a este ativo de R\$ 1.677.269, reconhecido como contrato oneroso (vide Nota 19).

NOTA 34 - COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

Os compromissos de longo prazo da Companhia, relacionados, principalmente, a contratos de compra de energia elétrica e combustível são:

34.1- Compra de energia

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
Amazonas D	635.888	662.606	716.042	750.154	786.509	3.093.977
CGTEE	210.360	210.360	210.360	175.244	175.244	350.490
Chesf	292.962	267.690	267.690	268.432	177.699	2.305.542
Distribuidora Alagoas	752.200	828.480	902.263	881.572	922.479	922.480
Distribuidora Piauí	804	854	837	774	774	281.575
Distribuidora Roraima	-	944.946	387.624	-	-	-
Distribuidora Rondônia	1.702.321	1.736.039	1.913.001	2.018.667	2.025.180	2.146.974
Eletrosul	287.686	275.685	254.399	264.407	254.484	3.489.704
Furnas	609.762	601.269	610.976	602.903	600.055	4.031.529
Total	4.491.983	5.527.929	5.263.192	4.962.153	4.942.424	16.622.272

34.2- Fornecedores de combustíveis

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
Amazonas D	2.703.545	2.703.545	2.703.545	2.703.545	2.703.545	26.805.832
CGTEE	115.345	115.345	115.345	115.345	115.345	346.035
Eletronuclear	1.113.045	-	-	1.000.000	600.000	8.692.866
Total	3.931.935	2.818.890	2.818.890	3.818.890	3.418.890	35.844.733

A principal atividade de compras de combustíveis está na controlada Eletronuclear, que possui contratos assinados com as Indústrias Nucleares Brasileiras - INB para aquisição de Combustível Nuclear para produção de energia elétrica, destinadas as recargas das usinas UTN Angra 1 e UTN Angra 2, bem como a carga inicial e futuras recargas de UTN Angra 3.

Na controlada Amazonas existe o compromisso de longo prazo referente à compra de gás natural para fins de geração de termoeletrônica com a Companhia de Gás Natural do Amazonas – CIGÁS. O prazo final do contrato é 30/11/2030.

34.3- Venda de Energia

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
Amazonas GT	558.760	558.760	558.760	446.298	446.298	1.524.948
CGTEE	508.896	508.896	508.896	508.896	508.896	1.526.688
Chesf	891.367	660.450	630.166	629.910	628.724	8.642.660
Eletrosul	594.084	587.877	482.746	448.756	447.737	7.436.690
Eletronuclear	2.862.070	2.862.070	2.862.070	2.862.070	-	-
Furnas	2.904.987	2.259.469	2.259.469	885.392	883.801	11.971.683
Distribuidora Rondônia	2.388.510	2.626.064	2.905.067	3.231.364	3.596.496	4.002.909
Total	10.708.674	10.063.586	10.207.173	9.012.686	6.511.952	35.105.578

34.4- Compromissos socioambientais

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
Eletronuclear	-	-	1.136.165	428.893	779.449	348.957
Eletronorte	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	23.524
Total	20.000	20.000	1.156.165	448.893	799.449	372.481

Angra 3

Termos de compromissos assumidos com os Municípios de Angra dos Reis, Rio Claro e Paraty, nos quais, a Eletronuclear se compromete a celebrar convênios específicos de portes socioambientais vinculados a UTN Angra 3, visando à execução dos programas e projetos em consonância com as condicionantes estabelecidas pelo IBAMA.

Tucurí

Em decorrência de exigências legais, relacionadas às obras de expansão da Usina Hidrelétrica Tucuruí e da elevação da cota do seu reservatório, de 72 para 74 metros, houve necessidade de se efetivar o processo de licenciamento desse empreendimento junto à Secretaria de Estado de Meio Ambiente (Sema), do Estado do Pará, tendo sido definido por aquele órgão, como condicionante para liberação da Licença de Instalação (LI), que a Eletronorte implantasse diversos programas de mitigação e compensações socioambientais.

* Informações não revisadas pelo auditor independente

34.5- Aquisição de Imobilizado e Intangível

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021
Chesf	386.741	-	-	-	-
Eletronuclear	3.799.704	1.160.094	45.712	-	-
Eletrosul	129.627	102.039	103.662	122.631	161.189
Total	4.316.072	1.262.133	149.374	122.631	161.189

Contratos assinados com fornecedores diversos para aquisição de equipamentos para substituição no ativo imobilizado, principalmente, das usinas Angra 1, Angra 2 e Angra 3, necessários à manutenção operacional desses ativos.

A Companhia continua avaliando a continuidade do projeto da Usina Nuclear Angra 3, o qual poderá impactar nos compromissos de aquisição de imobilizado e intangível.

34.6- Aquisição de insumos

Empresas	2017	2018	2019	2020
CGTEE	29.352	29.352	29.352	29.352
Total	29.352	29.352	29.352	29.352

A controlada CGTEE adquire cal para controle das emissões de resíduos das suas usinas.

34.7- Custo de Construção

Empresas	2017
Eletronorte	148.843
Total	148.843

34.8- Compromissos – Empreendimentos controlados em conjunto

Os valores dos compromissos dos empreendimentos controlados em conjunto estão apresentados a seguir pela proporção das participações das companhias.

34.8.1 - Aquisição de imobilizado

A Companhia possui contratos de aquisição de bens do imobilizado junto a fornecedores relativo à participação acionária em Sociedades de Propósito Específico (SPE), conforme apresentado abaixo:

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
Eletrobras						
Norte Energia	161.518	26.799	-	-	-	-
ELM	79.090	14.578	2.078	2.078	8.907	-
IMPISA	55.764	35.376	3.741	-	-	-
Votorantim	433	-	-	-	-	-
Outros	13.870	4.061	-	-	-	-
Total	310.675	80.814	5.819	2.078	8.907	-

34.8.2 - Uso do bem público

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
Norte Energia S.A	3.871	3.568	3.288	3.031	3.031	32.207
Total	3.871	3.568	3.288	3.031	3.031	32.207

34.8.3 - Aporte de capital

A Companhia possui compromissos futuros firmados relativo à participação acionária em Sociedades de Propósito Específico (SPE), relativos a adiantamento para futuro aumento de capital – AFAC, conforme apresentado abaixo:

Empresas	2017	2018	2019	2020	2021
Norte Energia S.A.	903.489	145.380	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissora S.A.	96.000	-	-	-	-
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	220.270	175.200	-	-	-
Complexo Fortim	-	206.000	225.000	-	-
Complexo Famosa	9.000	4.000	-	92.000	92.000
Complexo Eólico Baleia	-	-	-	139.000	139.000
Complexo Eólico Punaú	3.000	8.000	-	162.000	162.000
Holding Brasil Ventos	11.000	187.000	203.000	-	-
Complexo Eólico Itaguaçu Da Bahia	58.000	22.000	-	-	-
Vale São Bartolomeu Transmissão S.A.	24.000	-	-	-	-
Teles Pires Participações S.A.	105.000	-	-	-	-
Empresa de Energia São Manoel S.A.	120.000	10.000	-	-	-
Transenergia Goiás S.A.	58.000	-	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí I	84.206	-	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí II	26.999	-	-	-	-
Complexo Eólico Pindaí III	17.776	-	-	-	-
Chapada do Piauí I Holding S.A.	1.850	-	-	-	-
Chapada do Piauí II Holding S.A.	26.919	-	-	-	-
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	1.715	-	-	-	-
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	5.782	-	-	-	-
ESBR Participações S.A.	67.800	-	-	-	-
Complexo Eólico Sento Sé II	9.625	-	-	-	-
Complexo Eólico Sento Sé III	2.018	-	-	-	-
Complexo Eólico Serra das Vacas	-	-	-	-	-
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	-	-	-	-	-
Companhia Energética SINOP S.A.	111.591	5.030	5.030	-	-
Chuí	-	-	-	-	-
Livramento	-	-	-	-	-
Fronteira Oeste	22.950	-	-	-	-
Paraíso	23.271	-	-	-	-
Santa Vitória	-	-	-	-	-
Novos Leilões	244.717	-	797.000	530.000	242.000
Total	2.254.978	762.610	1.230.030	923.000	635.000

NOTA 35 – PROVISÃO PARA PASSIVO A DESCOBERTO

Em 30 de setembro de 2016, a Companhia mantém registrado um passivo a descoberto de R\$ 15.824.019 (R\$ 7.793.797 em 31 de dezembro de 2015). A movimentação das empresas que apresentam passivo a descoberto está demonstrada a seguir:

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2015	Outros Resultados Abrangentes	Capitalização de AFAC	Equivalência patrimonial	Saldo em 30/09/2016
MUTUAÇÃO PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO - CONTROLADORA					
ED Piauí	701.148	-	-	477.626	1.178.774
ED Roraima	337.643	-	-	227.688	565.331
Amazonas	4.363.597	-	-	2.312.604	6.676.201
ED Acre	125.416	-	-	117.350	242.766
ED Rondonia	456.558	-	(245)	221.406	677.719
CGTEE	1.210.508	-	-	396.322	1.606.831
Eletro nuclear	351.271	(1.012)	-	3.980.024	4.330.283
ED Alagoas	247.656	-	(8.307)	306.765	546.114
TOTAL PROVISÃO PARA PASSIVO DESCOBERTO	7.793.797	(1.012)	(8.552)	8.039.786	15.824.019

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2014	Outros Resultados Abrangentes	Equivalência patrimonial	Saldo em 30/09/2015
MUTAÇÃO DO PASSIVO A DESCOBERTO - CONTROLADORA				
ED PIAUI	141.056	-	344.272	485.328
ED RORAIMA	69.726	-	129.380	199.106
AMAZONAS	2.019.381	(870)	1.422.145	3.440.656
ED ACRE	-	-	2.674	2.674
ED RONDONIA	-	-	46.591	46.591
CELG D	-	-	340.470	340.470
CGTEE	552.998	-	363.081	916.079
ED ALAGOAS	11.075	-	184.994	196.069
TOTAL PASSIVO A DESCOBERTO	2.794.236	(870)	2.833.607	5.626.973

35.1 - Empresas de Distribuição:

a) Distribuição Alagoas - responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos de distribuição de todos os municípios do Estado de Alagoas mediante o Contrato de Concessão 07/2001-ANEEL. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A controlada, em 30 de setembro de 2016, apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 39.699 (R\$ 269.740 em 31 de dezembro de 2015), prejuízos acumulados de R\$ 1.238.060 (R\$ 931.295 em 31 de dezembro de 2015) e passivo a descoberto de R\$ 546.114 (R\$ 247.656 em 31 de dezembro de 2015) e depende do suporte financeiro da Companhia.

b) Distribuição Rondônia - responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos de distribuição de todos os municípios do Estado de Rondônia mediante o Contrato de Concessão 05/2001-ANEEL. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A controlada, em 30 de setembro de 2016, apresenta um capital circulante líquido negativo de R\$ 953.064 (R\$ 1.010.468 em 31 de dezembro de 2015), prejuízos acumulados de R\$ 2.003.301 (R\$ 1.781.895 em 31 de dezembro de 2015) e passivo a descoberto de R\$ 677.719 (R\$ 456.558 em 31 de dezembro de 2015) e depende do suporte financeiro da Companhia.

c) Distribuição Piauí - responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos de distribuição de todos os municípios do Estado do Piauí, mediante Contrato de Concessão 04/2001 de 12 de fevereiro de 2001, com a ANEEL. A principal atividade é a distribuição de energia elétrica. A controlada apresenta em 30 de setembro de 2016 um capital circulante líquido negativo de R\$ 767.466 (R\$ 754.935 em 31 de dezembro de 2015), prejuízos acumulados de R\$ 2.444.157 (R\$ 1.966.531 em 31 de dezembro de 2015) e passivo a descoberto de R\$ 1.178.776 (R\$ 701.150 em 31 de dezembro de 2015) e depende do suporte financeiro da Companhia.

d) Amazonas D. - tem como atividades principais a geração, distribuição e comercialização de energia elétrica no Estado do Amazonas. A Amazonas Energia tem geração própria (2.203,9 MW*) e complementa a sua necessidade para atendimento aos consumidores comprando energia de produtores independentes. A controlada apresenta, em 30 de setembro de 2016, capital circulante líquido negativo de R\$ 5.844.758 (R\$ 2.447.607 em 31 de dezembro de 2015), prejuízos acumulados de R\$ 11.283.953 (R\$ 8.971.348 em 31 de dezembro de 2015) e passivo a descoberto de R\$ 6.676.202 (R\$ 4.363.598 em 31 de dezembro de 2015). Em 1º de julho de 2015, a controlada iniciou o processo de desverticalização, no qual as atividades de geração e transmissão de energia elétrica foram segregadas de sua atividade de distribuição (vide Nota 1).

e) Distribuição Roraima - responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos de distribuição pelo Contrato 21/2001 – ANEEL, de 21 de março de 2001 e Termo Aditivo de quatorze de outubro de 2005, para distribuição de energia elétrica no município de Boa Vista - RR, válida até o ano de 2015. A controlada, em 30 de setembro de 2016, apresenta um capital circulante líquido negativo de R\$ 160.475 (R\$ 432.232 em 31 de dezembro de 2015), prejuízos acumulados de R\$ 1.248.229 (R\$ 1.020.541 em 31 de dezembro de 2015) e passivo a descoberto de R\$ 565.331 (patrimônio líquido de R\$ 337.643 em 31 de dezembro de 2015) e depende do suporte financeiro da Companhia.

f) Distribuição Acre – responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos de distribuição de todo o Estado do Acre, mediante contrato de concessão 06/2001, firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em 12 de fevereiro de 2001, com prazo de vigência até 07 de julho de 2015. O suprimento de energia elétrica da capital, Rio Branco, e das seis localidades interligadas ao Sistema Rio Branco, é feita pela Eletronorte. O interior do Estado, desde 1999, através de um contrato de Comodato, vem sendo suprido pela GUASCOR do Brasil Ltda., na forma de Produtor Independente de Energia- PIE, por intermédio de Sistemas Isolados de Geração. Destaque-se que, o suprimento de energia elétrica a todo o Estado, é feito através de Termoelétricas a Diesel (100%). A controlada apresenta, em 30 de setembro de 2016, um capital circulante líquido negativo de R\$ 120.695 (R\$ 139.542 em 31 de dezembro de 2015), prejuízos acumulados de R\$ 726.574 (R\$ 605.232 em 31 de dezembro de 2015) e passivo a descoberto de R\$ 251.025 (R\$ 129.683 em 31 de dezembro de 2015).

(*) informações não revisadas pelos auditores independentes.

35.2 – Empresas de Geração e Transmissão:

(a) Eletrobras Termonuclear S.A. - controlada integral da Companhia, tem como atividade principal a construção e operação de usinas nucleares, e a realização de serviços de engenharia correlatos, sendo essas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. A Companhia vem exercendo basicamente as atividades de exploração das usinas Angra 1 e Angra 2, com potência nominal de 1.990 MW*, bem como construção da usina Angra 3. A partir de 1º de janeiro de 2013, a energia elétrica gerada pela controlada foi rateada entre todas as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN, de acordo com a metodologia estabelecida na Resolução Normativa nº 530, editada em 21 de dezembro de 2012, pela ANEEL, para o cálculo das cotas-partes anuais referentes à energia das centrais de geração Angra 1 e Angra 2 e as condições para a comercialização dessa energia na forma do art.11, da Lei nº 12.111/2009. A controlada, em 30 de setembro de 2016, apresenta um capital circulante líquido negativo de R\$ 469.822 (R\$ 241.869 em 31 de dezembro de 2015), prejuízos acumulados de R\$ 10.860.796 (R\$ 6.877.187 em 31 de dezembro de 2015) e passivo a descoberto de R\$ 4.334.184 (patrimônio líquido de R\$ 351.588 em 31 de dezembro de 2015) e depende do suporte financeiro da Companhia.

(b) Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) – tem por principal objeto social realizar estudos, projetos, construções e operações das instalações dos sistemas de transmissão e geração de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas. A Companhia detém concessão de geração para as seguintes usinas termelétricas: Usina Presidente Médici, Fases A e B, localizada no município de Candiota; Usina de São Jerônimo, localizada no município de São Jerônimo; e Usina NUTEPA, localizada no Município de Porto Alegre, todas no Estado do Rio Grande do Sul. A investida apresenta em 30 de setembro de

2016 um capital circulante líquido negativo de R\$ 352.722 (R\$ 599.918 em 31 de dezembro de 2015).

A CGTEE apresentou em 30 de setembro de 2016 um prejuízo acumulado de R\$ 2.414.070, ante um prejuízo acumulado de R\$ 2.017.708 em 31 de dezembro de 2015. O resultado determinou um passivo a descoberto na mesma data de R\$ 1.606.990 (R\$ 1.210.628 em 31 de dezembro de 2015).

Diante do quadro atual, a CGTEE está em tratativas junto a Eletrobras para viabilizar ações que possibilitam a sua recuperação técnica e financeira e também depende do apoio financeiro da Eletrobras para sua manutenção operacional, bem como para execução dos investimentos futuros necessários.

Em 02 de março de 2016, a Eletrobras aprovou a concessão de AFAC no montante de R\$ 251.000 para a Controlada CGTEE objetivando a cobertura das necessidades de caixa, conforme mencionado na Nota 13.

(c) Amazonas GT. – tem como atividades principais a geração e transmissão de energia elétrica no Estado do Amazonas. A investida apresenta, em 30 de setembro de 2016, um capital circulante líquido negativo de R\$ 325.188 (R\$ 517.988 em 31 de dezembro de 2015), passivo a descoberto de R\$ 247.523 (patrimônio líquido de R\$ 192.667 em 31 de dezembro de 2015), e prejuízo acumulado de R\$ 683.396 (R\$ 243.206 em 31 de dezembro de 2015) e depende do suporte financeiro da Companhia. Em 1º de julho de 2015, a investida foi constituída como controlada da Amazonas D, decorrente do processo de desverticalização da Amazonas Energia (vide Nota 1).

(*) informações não revisadas pelos auditores independentes.

35.3 - Demais Empresas

(a) Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D) – sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações (CEEE-Par), empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto a distribuição de energia elétrica em 72 municípios do Rio Grande do Sul, atendendo aproximadamente 4 milhões de unidades consumidoras. A investida apresenta em 30 de junho de 2016 capital circulante líquido negativo de R\$ 510.456 (R\$ 475.335 em 31 de dezembro de 2015), o resultado determinou um passivo a descoberto de R\$ 434.532 (R\$ 483.596 em 31 de dezembro de 2015) e prejuízos acumulados de R\$ 1.840.046 (R\$ 1.889.110 em 31 de dezembro de 2015). Sendo assim, em 30 de setembro de 2016, o investimento nesta investida encontra-se zerado.

NOTA 36 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

36.1 - Capital Social

O Capital Social da Companhia, em 30 de setembro de 2016, é de R\$ 31.305.331 (R\$ 31.305.331 em 31 de dezembro de 2015) e suas ações não têm valor nominal. As ações preferenciais têm direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias, entretanto, gozam de prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos, às taxas anuais de 8% para as ações de classe "A" (subscritas até 23 de junho de 1969) e 6% para as de

classe "B" (subscritas a partir de 24 de junho de 1969), calculados sobre o capital correspondente a cada classe de ações.

O Capital Social está representado por 1.352.634.100 ações escriturais e está distribuído, por principais acionistas e pelas espécies de ações, em 30 de setembro de 2016, conforme a seguir:

30/09/2016								
ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS				CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	%	Série B	%	QUANTIDADE	%
União	554.395.652	51,00	-	-	1.544	0,00	554.397.196	40,99
BNDESPAR	141.757.951	13,04	-	-	18.691.102	7,04	160.449.053	11,86
BNDES	74.545.264	6,86	-	-	18.262.671	6,88	92.807.935	6,86
JP MORGAN Chase Bank	34.075.394	3,13	-	-	16.225.415	6,11	50.300.809	3,72
Banco Clássico	68.750.900	6,32	-	-	-	-	68.750.900	5,08
FND	45.621.589	4,20	-	-	-	-	45.621.589	3,37
Outros	167.903.547	15,45	146.920	100,00	212.256.151	79,96	380.306.618	28,12
	1.087.050.297	100,00	146.920	100,00	265.436.883	100,00	1.352.634.100	100,00

31/12/2015								
ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS				CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	%	Série B	%	QUANTIDADE	%
União	554.395.652	51,00	-	-	1.544	0,00	554.397.196	40,99
BNDESPAR	141.757.951	13,04	-	-	18.691.102	7,04	160.449.053	11,86
BNDES	74.545.264	6,86	-	-	18.262.671	6,88	92.807.935	6,86
FND	45.621.589	4,20	-	-	-	-	45.621.589	3,37
FGHAB	1.000.000	0,09	-	-	-	-	1.000.000	0,07
CEF	8.701.564	0,80	-	-	-	-	8.701.564	0,64
FGI	-	-	-	-	8.750.000	3,30	8.750.000	0,65
Outros	261.028.277	24,01	146.920	100,00	219.731.566	82,78	480.906.763	35,55
	1.087.050.297	100,00	146.920	100,00	265.436.883	100,00	1.352.634.100	100,00

Do total das 380.306.618 ações em poder dos minoritários, 181.907.706, ou seja, 47,8% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 62.734.646 de ordinárias, 28 de preferenciais da classe "A" e 119.173.032 de preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 34.075.394 ações ordinárias e 16.225.415 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de American Depositary Receipts – ADR's.

36.2 - Reservas de Capital

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015
Compensação de insuficiência de remuneração - CRC	6.779.931	18.961.102
Ágio na emissão de ações	3.384.310	3.384.310
Especial - Decreto-Lei 54.936/1964	387.418	387.418
Correção monetária do balanço de abertura de 1978	309.655	309.655
Correção monetária do Empréstimo Compulsório - 1987	2.708.432	2.708.432
Doações e subvenções - FINOR, FINAM e outros	297.424	297.424
	13.867.170	26.048.342

Em 29 de abril de 2016, na quinquagésima sexta Assembleia Geral Ordinária foi deliberada a destinação de resultado do exercício social findo em 31 de dezembro de 2015, com utilização

da reserva de capital para absorção do montante de R\$ 12.181.171 equivalente à conta de prejuízos acumulados no exercício, que ultrapassaram as reservas de lucros.

NOTA 37 – RESULTADO POR AÇÃO

(a) Básico

O resultado básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuível aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias emitidas durante o exercício, excluindo as ações ordinárias compradas pela Companhia e mantidas como ações em tesouraria.

01/07/2016 a 30/09/2016				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	693.340	94	169.300	862.734
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100,00%
Resultado por ação básico (R\$)	0,64	0,64	0,64	

01/01/2016 a 30/09/2016				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	7.784.746	1.052	1.900.886	9.686.684
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100,00%
Resultado por ação básico (R\$)	7,16	7,16	7,16	

01/07/2015 a 30/09/2015				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Prejuízo atribuível a cada classe de ações	(3.224.092)	(436)	(787.262)	(4.011.789)
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100,00%
Resultado por ação básico (R\$)	(2,97)	(2,97)	(2,97)	

01/01/2015 a 30/09/2015				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Prejuízo atribuível a cada classe de ações	(3.306.757)	(447)	(807.447)	(4.114.652)
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100%
Resultado por ação básico (R\$)	(3,04)	(3,04)	(3,04)	

(b) Diluído

Para calcular o resultado diluído por ação, a companhia deve presumir o exercício de opções, bônus de subscrição e semelhantes diluidores da companhia. Os valores presumidos provenientes desses instrumentos devem ser considerados como tendo sido recebidos da emissão de ações ordinárias ao preço médio de mercado das ações ordinárias durante o período. Em 30 de setembro de 2016, as 13.389.266 ações ordinárias potenciais dilutivas, referentes ao Empréstimo Compulsório, foram incluídas no cálculo da média ponderada do número de ações preferenciais devido ao efeito antidilutivo, conforme apresentado abaixo.

01/07/2016 a 30/09/2016						
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B	Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	686.544	93		8.456	167.641	862.734
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas		Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147		13.389	265.437	1.366.023
% de ações em relação ao total	79,58%	0,01%		0,98%	19,43%	100,00%
Resultado por ação diluído (R\$)	0,63	0,63		0,63	0,63	

01/01/2016 a 30/09/2016						
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B	Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	7.708.443	1.042		94.945	1.882.254	9.686.684
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas		Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147		13.389	265.437	1.366.023
% de ações em relação ao total	79,58%	0,01%		0,98%	19,43%	100,00%
Resultado por ação diluído (R\$)	7,09	7,09		7,09	7,09	

01/07/2015 a 30/09/2015						
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B	Convertidas	Preferencial B	Total
Prejuízo atribuível a cada classe de ações	(3.194.363)	(432)		(36.992)	(780.002)	(4.011.789)
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas		Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147		12.589	265.437	1.365.223
% de ações em relação ao total	79,62%	0,01%		0,92%	19,44%	100,00%
Resultado por ação diluído (R\$)	(2,94)	(2,94)		(2,94)	(2,94)	

01/01/2015 a 30/09/2015						
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B	Convertidas	Preferencial B	Total
Prejuízo atribuível a cada classe de ações	(3.276.267)	(443)		(37.941)	(800.002)	(4.114.652)
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas		Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147		12.589	265.437	1.365.223
% de ações em relação ao total	79,62%	0,01%		0,92%	19,44%	100,00%
Resultado por ação diluído (R\$)	(3,01)	(3,01)		(3,01)	(3,01)	

NOTA 38 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	01/07/2016 a 30/09/2016	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015	01/07/2016 a 30/09/2016	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015
RECEITAS OPERACIONAIS								
Geração								
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	1.022.329	2.849.244	673.286	2.014.256	3.486.125	9.865.850	3.220.802	9.344.139
Fornecimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	782.865	2.157.035	837.914	2.700.607
Energia Elétrica de Curto Prazo	-	-	-	-	306.743	926.627	376.454	2.020.200
Receita de Operação e Manutenção de Concessões Renovadas	-	-	-	-	571.756	1.595.253	479.051	1.395.806
Receita de Construção de Usinas Renovadas	-	-	-	-	97.832	102.629	36.548	190.168
Efeito Financeiro de Itaipu	(46.683)	(183.142)	(41.467)	64.221	(46.683)	(183.142)	(41.467)	64.221
	975.646	2.666.102	631.819	2.078.477	5.198.638	14.464.252	4.909.302	15.715.141
Transmissão								
Receita de Operação e Manutenção de Linhas Renovadas	-	-	-	-	712.168	2.063.908	341.675	1.071.097
Receita de Operação e Manutenção	-	-	-	-	50.960	166.944	326.839	910.262
Receita de Construção	-	-	-	-	149.855	935.541	515.615	1.167.053
Financeira - Retorno do Investimento	-	-	-	-	1.718.235	27.888.601	194.622	603.450
	-	-	-	-	2.631.218	31.054.994	1.378.751	3.751.862
Distribuição								
Fornecimento/Suprimento de Energia Elétrica	-	-	-	-	2.123.504	6.464.995	3.812.953	10.258.455
Receita de Construção	-	-	-	-	222.208	594.338	262.500	620.524
CVA e outros itens financeiros	-	-	-	-	(197.306)	(36.878)	102.713	663.255
	-	-	-	-	2.148.406	7.022.455	4.178.166	11.542.234
Outras receitas	42.789	48.684	5.276	11.378	366.904	909.027	279.344	927.334
	1.018.435	2.714.786	637.095	2.089.855	10.345.166	53.450.728	10.745.563	31.936.571
(-) Deduções à Receita Operacional								
(-) ICMS	-	-	-	-	(490.474)	(1.491.004)	(994.345)	(2.760.740)
(-) PASEP e COFINS	(48.417)	(112.131)	(249.400)	(83.798)	(792.536)	(2.297.324)	(1.180.548)	(2.688.341)
(-) Encargos setoriais	-	-	-	-	(450.007)	(1.172.201)	(615.069)	(1.614.328)
(-) Outras Deduções (inclusive ISS)	-	-	-	-	(4.225)	(35.596)	(53.212)	(145.030)
	(48.417)	(112.131)	(249.400)	(83.798)	(1.737.242)	(4.996.125)	(2.843.174)	(7.208.439)
Receita operacional líquida	970.018	2.602.655	387.695	2.006.057	8.607.924	48.454.603	7.902.389	24.728.132

Em 20 de abril de 2016, o Ministério das Minas e Energia - MME publicou a Portaria nº 120 que regulamentou as condições de recebimento das remunerações relativas aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações da Rede Básica Sistema Existente - RBSE e demais Instalações de Transmissão - RPC, não depreciados e não amortizados, conforme parágrafo segundo do artigo 15 da Lei 12.783/2013.

Nos períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2016, a Companhia efetuou sua estimativa dos valores atualizados relativos aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, reconhecendo o montante de R\$ 1.499.465 e R\$ 27.309.687, respectivamente, na rubrica Receita Financeira - Retorno do Investimento no segmento de transmissão (Vide Nota 2.1).

NOTA 39 - RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	01/07/2016 a 30/09/2016	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015	01/07/2016 a 30/09/2016	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015
Investimentos em controladas								
Equivalência patrimonial	1.556.241	19.278.526	(2.999.127)	(2.598.192)	-	-	-	-
Investimentos em coligadas								
Equivalência patrimonial	1.663.499	2.054.230	137.939	247.597	1.901.287	2.322.677	130.944	52.420
	1.663.499	2.054.230	137.939	247.597	1.901.287	2.322.677	130.944	52.420
Outros investimentos								
Juros sobre o capital próprio	(1)	1.025	398	2.011	(1)	1.025	398	2.011
Dividendos	24.708	85.724	14.716	50.485	24.708	85.724	14.716	50.485
Remuneração dos investimentos em parcerias	-	-	-	10.402	-	-	-	10.402
Rendimentos de capital - ITAIPU	4.935	79.805	3.306	69.608	4.935	79.805	3.306	69.608
	29.642	166.554	18.420	132.506	29.642	166.554	18.420	132.506
	3.249.382	21.499.310	(2.842.768)	(2.218.089)	1.930.929	2.489.231	149.364	184.926

39.1 – Investigação

Como resultado da investigação, a Companhia reconheceu a perda de R\$91.464 no resultado de equivalência patrimonial (Vide Nota 4.1.1)

NOTA 40 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	01/07/2016 a 30/09/2016	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015	01/07/2016 a 30/09/2016	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015
Pessoal	107.031	321.708	105.949	291.067	1.556.877	4.401.784	1.714.546	4.351.759
Material	533	1.718	743	1.795	86.677	218.862	79.881	231.583
Serviços	112.553	300.142	32.184	82.054	747.323	1.991.904	787.596	2.075.993
	<u>220.117</u>	<u>623.568</u>	<u>138.876</u>	<u>374.916</u>	<u>2.390.877</u>	<u>6.612.550</u>	<u>2.582.023</u>	<u>6.659.335</u>

NOTA 41 - ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	01/07/2016 a 30/09/2016	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015	01/07/2016 a 30/09/2016	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015
Energia comprada para revenda								
Suprimento	701.862	1.987.432	668.493	1.856.944	1.824.869	4.925.103	2.064.770	6.480.420
Comercialização na CCEE	321.651	829.890	23.437	221.212	525.226	1.995.266	645.892	2.467.882
Proinfa	-	-	-	-	4.277	16.117	3.712	11.136
Outros	4.311	12.957	4.711	13.366	7.850	23.331	4.711	13.366
	<u>1.027.824</u>	<u>2.830.279</u>	<u>696.641</u>	<u>2.091.522</u>	<u>2.362.222</u>	<u>6.959.817</u>	<u>2.719.085</u>	<u>8.972.804</u>

NOTA 42 - PROVISÕES (REVERSÕES) OPERACIONAIS

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	01/07/2016 a 30/09/2016	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015	01/07/2016 a 30/09/2016	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015
Garantias	13.192	28.559	4.641	17.068	13.192	28.559	4.641	17.068
Contingências ¹	175.276	2.076.669	58.242	655.339	433.641	2.786.243	444.596	1.545.201
PCLD - Consumidores e Revendedores	-	-	-	-	195.193	354.935	71.042	323.543
PCLD - Financiamentos e Empréstimos ²	4.361	12.876	3.947	11.743	4.361	12.876	3.947	11.743
Passivo a descoberto em Controladas ³	1.660.749	8.039.785	1.580.369	2.833.608	-	-	-	-
Contratos Onerosos ⁵	-	-	-	-	(388.005)	1.133.006	(81.983)	(237.382)
Provisão/(Reversão) para Perdas em Investimentos	-	-	22.173	69.862	414	474	22.173	69.862
Impairment ⁴	(463)	(1.389)	-	-	263.263	2.611.273	3.385.556	3.385.556
Ajuste a Valor de Mercado	(5)	267	60.865	61.046	(5)	267	60.865	61.046
Outras	(393)	22.083	13.995	(171.065)	27.231	208.921	108.388	71.031
	<u>1.852.717</u>	<u>10.178.850</u>	<u>1.744.232</u>	<u>3.477.601</u>	<u>549.285</u>	<u>7.136.554</u>	<u>4.019.225</u>	<u>5.247.668</u>

¹ Vide Nota 30

² Vide Nota 8

³ Vide Nota 35

⁴ Vide Nota 19

⁵ Vide Nota 33

NOTA 43 – COMBINAÇÃO DE NEGÓCIOS

43.1 – Alienação do controle acionário da controlada CELG D

Em 26 de setembro de 2014, em Assembleia Geral Extraordinária, a Eletrobras aprovou a aquisição, pela Companhia, do controle acionário da CELG Distribuição S.A. (CELG D).

A Companhia concluiu o processo de aquisição da Celg Distribuição S.A. ("Celg-D") mediante o pagamento e a transferência, em 27 de janeiro de 2015, de 76.761.267 de ações ordinárias de emissão da CELG D, correspondentes a 50,93% do capital social da Distribuidora, ao valor de R\$ 59.454.

Em 28 de dezembro de 2015, em Assembleia Geral Extraordinária, a Eletrobras aprovou a alienação do controle acionário da CELG D em leilão de desestatização a ser promovido pela

BM&FBOVESPA, conforme preço mínimo e condições estabelecidas na Resolução 11/2015 do Conselho Nacional de Desestatização – CND. A Administração está comprometida com um plano de venda da controlada, e espera que a venda seja concluída em até 31 de dezembro de 2016. A sessão do Leilão n. 01/2016 cujo objeto trata da alienação de ações ordinárias da CELG D está marcada para o dia 30 de novembro de 2016, na BM&FBovespa.

Essa alienação não foi considerada como operação descontinuada, uma vez que a Companhia ainda tem operações no segmento de distribuição que não atendem aos critérios para apresentação como descontinuadas.

Os principais ativos e passivos da controlada CELG D classificados como mantidos para venda, em 30 de setembro de 2016, estão demonstrados a seguir:

	30/09/2016	31/12/2015
Caixa e equivalentes de caixa	64.419	82.182
Clientes	1.070.834	1.112.469
Tributos e contribuições sociais	164.008	170.440
Depósitos judiciais	191.587	136.761
Ativo Financeiro	61.537	199.497
Ativo imobilizado	38.164	43.328
Ativo intangível	1.889.994	1.908.127
Ativos reembolsáveis - FUNAC	653.813	672.615
Outros ativos	190.551	298.366
Total ativos da controlada CELG D classificados como mantidos para venda	4.324.907	4.623.785
Fornecedores	1.450.711	1.983.890
Empréstimos e financiamentos	1.138.538	1.304.503
Tributos e contribuições sociais	306.558	360.553
Encargos setoriais	639.613	428.332
Benefício pós emprego	131.862	146.800
Provisões de contingências	589.560	568.100
Outros passivos	823.809	782.831
Passivos da controlada CELG D associados a ativos classificados como mantidos para venda	5.080.651	5.575.009

NOTA 44 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

44.1 - Gestão do Risco de Capital

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo. As aquisições e vendas de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazos, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

	CONSOLIDADO	
	30/09/2016	31/12/2015
Total dos empréstimos e financiamentos	44.687.416	46.398.260
(-) Caixa e Equivalente de Caixa e Títulos e valores mobiliários	6.758.450	8.431.737
Dívida Líquida	37.928.966	37.966.523
(+) Total do Patrimônio Líquido	51.318.820	41.739.222
Total do Capital	89.247.786	79.705.745
Índice de Alavancagem Financeira	42%	48%

44.2 – Classificação por categoria de instrumentos financeiros

Os saldos contábeis dos ativos e passivos financeiros representam uma aproximação razoável do valor justo. A Companhia usa a hierarquia para mensurar o valor justo de seus instrumentos financeiros:

	CONTROLADORA		
	Mensuração	30/09/2016	31/12/2015
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Caixa e equivalentes de caixa		302.986	691.719
Empréstimos e Recebíveis		37.428.351	41.052.908
Clientes	Custo Amortizado	481.259	504.597
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	34.172.947	37.098.745
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	Custo Amortizado	2.774.145	3.449.566
Mantidos Até o Vencimento		202.232	191.763
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	202.232	191.763
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		4.367.086	3.454.526
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo	4.367.086	3.454.526
Disponíveis para venda		1.237.806	1.018.143
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo	1.237.806	1.018.143
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Mensurados pelo Custo Amortizado		29.089.998	30.752.210
Fornecedores	Custo Amortizado	405.559	416.126
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	25.883.180	30.036.452
Obrigações de ressarcimento	Custo Amortizado	1.125.240	299.632
Passivo Financeiro - Geração e Transmissão	Custo Amortizado	1.676.019	-
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		12.462	18.860
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo	12.462	18.860

	CONSOLIDADO		
	Mensuração	30/09/2016	31/12/2015
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Caixa e equivalentes de caixa		783.758	1.393.973
Empréstimos e Recebíveis		82.842.759	59.238.499
Clientes	Custo Amortizado	6.400.188	5.970.958
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	13.615.028	17.587.620
Direitos de Ressarcimento	Custo Amortizado	11.727.981	10.503.382
Ativo Financeiro - Geração e Transmissão	Custo Amortizado	51.099.562	25.176.539
Mantidos Até o Vencimento		203.856	193.669
Títulos e Valores Mobiliários	Custo Amortizado	203.856	193.669
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		5.893.459	6.890.406
Títulos e Valores Mobiliários	Valor justo	5.770.836	6.844.095
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	122.623	46.311
Disponíveis para venda		6.061.645	5.382.366
Investimentos (Participações Societárias)	Valor justo	1.426.601	1.177.260
Ativo Financeiro - Distribuição	Valor justo	4.635.044	4.205.106
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			
Mensurados pelo Custo Amortizado		71.673.861	70.733.967
Fornecedores	Custo Amortizado	21.538.659	19.577.928
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	44.687.416	46.398.260
Debêntures	Custo Amortizado	206.704	562.474
Obrigações de Ressarcimento	Custo Amortizado	3.985.317	2.879.586
Arrendamento Mercantil	Custo Amortizado	1.190.976	1.252.155
Concessões a Pagar UBP	Custo Amortizado	64.789	63.564
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		49.912	80.269
Instrumentos Financeiros Derivativos	Valor justo	49.912	80.269
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado		12.462	18.860
Instr. Fin. Derivativos - Hedge	Valor justo	12.462	18.860

44.2.1 – Estimativa de valor justo:

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo foram classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

CONTROLADORA				
30/09/2016				
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.237.806	-	-	1.237.806
Investimentos (Participações Societárias)	1.237.806	-	-	1.237.806
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	4.367.086	-	-	4.367.086
Títulos e Valores Mobiliários	4.367.086	-	-	4.367.086
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	12.462	-	12.462
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	12.462	-	12.462

CONTROLADORA				
31/12/2015				
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.018.143	-	-	1.018.143
Investimentos (Participações Societárias)	1.018.143	-	-	1.018.143
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	3.454.526	-	-	3.454.526
Títulos e Valores Mobiliários	3.454.526	-	-	3.454.526
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	18.860	-	18.860
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	18.860	-	18.860

	CONSOLIDADO			
	30/09/2016			
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.426.601	4.635.044	-	6.061.645
Investimentos (Participações Societárias)	1.426.601	-	-	1.426.601
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	4.635.044	-	4.635.044
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	5.770.836	122.623	-	5.893.459
Títulos e Valores Mobiliários	5.770.836	-	-	5.770.836
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	122.623	-	122.623
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	62.374	-	62.374
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	62.374	-	62.374

	CONSOLIDADO			
	31/12/2015			
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.177.260	4.205.106	-	5.382.366
Investimentos (Participações Societárias)	1.177.260	-	-	1.177.260
Ativo Financeiro - Concessões de distribuição	-	4.205.106	-	4.205.106
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	6.844.095	46.311	-	6.890.406
Títulos e Valores Mobiliários	6.844.095	-	-	6.844.095
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	46.311	-	46.311
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	99.129	-	99.129
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	99.129	-	99.129

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;

Nível 2 – preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo, e

Nível 3 – ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou líquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos (como títulos mantidos para negociação e disponíveis para venda) é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem pronta e regularmente disponíveis a partir de uma Bolsa, distribuidor, corretor, grupo de

indústrias, serviço de precificação, ou agência reguladora, e aqueles preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais.

O preço de mercado cotado utilizado para os ativos financeiros mantidos pela Companhia e suas controladas é o preço de concorrência atual. Esses instrumentos estão incluídos no Nível 1. Os instrumentos incluídos no Nível 1 compreendem, principalmente, os investimentos patrimoniais da FTSE 100 classificados como títulos para negociação ou disponíveis para venda.

O valor justo dos instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos (por exemplo, derivativos de balcão) é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação maximizam o uso dos dados adotados pelo mercado onde está disponível e confiam o menos possível nas estimativas específicas da entidade. Se todas as informações relevantes exigidas para o valor justo de um instrumento forem adotadas pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 2.

Se uma ou mais informações relevantes não estiver baseada em dados adotados pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 3.

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para valorizar os instrumentos financeiros incluem:

- Preços de mercado cotados ou cotações de instituições financeiras ou corretoras para instrumentos similares.
- O valor justo de swaps de taxa de juros é calculado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados com base nas curvas de rendimento adotadas pelo mercado.
- O valor justo dos contratos de câmbio futuros é determinado com base nas taxas de câmbio futuras na data do balanço, com o valor resultante descontado ao valor presente.

Outras técnicas, como a análise de fluxos de caixa descontados, que são utilizadas para determinar o valor justo para os instrumentos financeiros remanescentes, e o risco de crédito das contrapartes das operações de swaps.

44.3 - Gestão de Riscos Financeiros:

No exercício de suas atividades a Companhia é impactada por eventos de riscos que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Companhia.

Para a gestão de riscos financeiros, a Companhia definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida definidos para os fluxos econômico-financeiros.

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

44.3.1 - Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia ter seus demonstrativos econômico-financeiros impactados por flutuações nas taxas de câmbio. A Companhia apresenta exposição a riscos financeiros que causam volatilidade nos seus resultados bem como em seu fluxo de caixa. A Companhia apresenta relevante exposição entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte americano, proveniente principalmente dos contratos de financiamento com Itaipu Binacional.

Nesse contexto foi aprovada a Política de *hedge* Financeiro da Companhia. O objetivo da atual política é monitorar e mitigar a exposição às variáveis de mercado que impactem ativos e passivos da Companhia e de suas controladas, reduzindo assim os efeitos de flutuações indesejáveis destas variáveis em suas Demonstrações Financeiras.

Com isso, a referida política visa que os resultados da Companhia reflitam fielmente o seu real desempenho operacional e que o seu fluxo de caixa projetado apresente menor volatilidade.

Junto com a política foi aprovada a criação do Comitê de *hedge* Financeiro no âmbito da Diretoria Financeira, que tem como função principal definir as estratégias e os instrumentos de *hedge* a serem apresentados à Diretoria Executiva da Companhia.

Levando-se em conta as diferentes formas de se realizar o *hedge* dos descasamentos apresentados pela Companhia, a política aprovada elenca uma escala de prioridades. Primeiramente, a solução estrutural, e, apenas nos casos residuais, seriam adotadas operações com instrumentos financeiros derivativos.

As operações com derivativos financeiros, quando realizadas seguem a política de hedge da companhia e não podem caracterizar alavancagem financeira ou operação de concessão de crédito a terceiros.

(a) Composição dos saldos em moeda estrangeira e análise de sensibilidade:

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para 2015 e 2016 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e Economic Outlook 86, publicado pela OECD (*The Organisation Economic Co-operation and Development*).

Foram realizadas análises de sensibilidade dos instrumentos financeiros, ativos e passivos, que apresentam exposição à taxa de câmbio e que poderiam trazer perdas materiais à Companhia, em quatro diferentes cenários, tendo como base o cenário provável acima mencionado: dois considerando a apreciação das moedas e outros dois considerando a depreciação dessas das moedas.

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em

avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

(a.1) Risco de apreciação das taxas de câmbio:

			CONTROLADORA		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		

(a.2) Risco de depreciação das taxas de câmbio:

			CONTROLADORA		
			Efeito no resultado - receita (despesa)		

44.3.2 - Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia de contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras, relativas a contratos de captação externa, principalmente referenciados à taxa Libor.

A Companhia monitora a sua exposição à taxa Libor e contrata operações de derivativos para minimizar esta exposição, conforme Política de *Hedge* Financeiro.

(a) Composição dos saldos por indexador e análise de sensibilidade

A composição da dívida por indexador, seja em moeda nacional ou em moeda estrangeira, está detalhada na nota 22, item a.

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para 2016 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e Economic Outlook 86, publicado pela OECD (*The Organisation Economic Co-operation and Development*).

Foram realizadas análises de sensibilidade dos instrumentos financeiros, ativos e passivos, e que poderiam trazer perdas materiais à Companhia, em quatro diferentes cenários, tendo como base o cenário provável acima mencionado: dois considerando a apreciação dos indexadores e outros dois considerando a depreciação desses indexadores.

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

Em todos os cenários foi utilizada a cotação provável do dólar para converter para reais o efeito no resultado dos riscos atrelados à oscilação da LIBOR. Nesta análise de sensibilidade está sendo desconsiderado qualquer efeito cambial em decorrência de eventual apreciação ou depreciação do cenário provável da cotação do dólar. O impacto da apreciação e da depreciação do cenário provável da cotação do dólar estão apresentados no item (44.3.1 (a)) desta nota.

(a.1) LIBOR

- risco de apreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA			
		Saldo da dívida/Valor Nominal em 30/09/2016		Efeito no resultado - receita (despesa)	
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2016 ¹	Cenário II (+25%) ¹
					Cenário III (+50%) ¹
LIBOR	Empréstimos obtidos	745.651	2.420.085	(30.043)	(37.554)
	Derivativo	650.000	2.109.640	26.189	32.736
	Total			(3.854)	(4.817)

		CONSOLIDADO			
		Saldo da dívida/Valor Nominal em 30/09/2016		Efeito no resultado - receita (despesa)	
		Em USD	Em reais	Cenário I - Provável 2016 ¹	Cenário II (+25%) ¹
					Cenário III (+50%) ¹
LIBOR	Empréstimos obtidos	863.315	2.801.977	(34.784)	(43.480)
	Derivativo	650.000	2.109.640	26.189	32.736
	Total			(8.595)	(10.743)

(¹) Premissas adotadas:

	30/09/2016	Provável	25%	50%
USD	3,2456	3,2500	4,06	4,88
LIBOR	n/a	1,24%	1,55%	1,86%

(a.2) Indexadores nacionais

- risco de apreciação das taxas de juros:

		CONTROLADORA			
		Saldo em 30/09/2016	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2016 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	6.450.538	(886.949)	(1.108.686)	(1.330.423)
	Impacto no resultado - CDI		(886.949)	(1.108.686)	(1.330.423)
IGPM	Empréstimos concedidos	238.923	3.216	4.020	4.825
	Impacto no resultado - IGPM		3.216	4.020	4.825
IPCA	Empréstimos concedidos	6.975.142	101.453	126.817	152.180
	Impacto no resultado - IPCA		101.453	126.817	152.180
SELIC	Empréstimos obtidos	1.622.572	(223.104)	(278.880)	(334.656)
	Impacto no resultado - SELIC		(223.104)	(278.880)	(334.656)
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIACÃO DOS ÍNDICES			(1.005.383)	(1.256.729)	(1.508.075)

		CONSOLIDADO			
		Saldo em 30/09/2016	Efeito no resultado - receita (despesa)		
			Cenário I - Provável 2016 ¹	Cenário II (+25%) ¹	Cenário III (+50%) ¹
CDI	Empréstimos obtidos	12.423.179	(1.708.187)	(2.135.234)	(2.562.281)
	Impacto no resultado - CDI		(1.708.187)	(2.135.234)	(2.562.281)
TJLP	Empréstimos obtidos	9.945.939	(745.945)	(932.432)	(1.118.918)
	Debêntures emitidas	206.704	(15.503)	(19.379)	(23.254)
	Impacto no resultado - TJLP		(761.448)	(951.810)	(1.142.172)
IGPM	Arrendamento Mercantil	1.190.976	(16.033)	(20.041)	(24.049)
	Empréstimos concedidos	237.277	3.194	3.993	4.791
	Impacto no resultado - IGPM		(12.839)	(16.048)	(19.258)
SELIC	Empréstimos obtidos	1.784.655	(245.390)	(306.738)	(368.085)
	Impacto no resultado - SELIC		(245.390)	(306.738)	(368.085)
IPCA	Empréstimos obtidos	576.261	8.382	10.477	12.573
	Impacto no resultado - IPCA		8.382	10.477	12.573
IMPACTO NO RESULTADO - APRECIACÃO DOS ÍNDICES			(2.719.482)	(3.399.353)	(4.079.224)

(¹) Premissas adotadas:

	Provável	25%	50%
CDI	13,75%	17,19%	20,63%
IPCA	1,45%	1,82%	2,18%
TJLP	7,50%	9,38%	11,25%
IGPM	1,35%	1,68%	2,02%
SELIC	13,75%	17,19%	20,63%

- risco de depreciação das taxas de juros:

CONTROLADORA				
		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Cenário I - Provável 2016 ¹	Cenário II (-25%) ²	Cenário III (-50%) ²
Saldo em 30/09/2016				
CDI Empréstimos obtidos	6.450.538	(886.949)	(665.212)	(443.474)
Impacto no resultado - CDI		(886.949)	(665.212)	(443.474)
IPCA Empréstimos concedidos	6.975.142	101.453	76.090	50.727
Impacto no resultado - IPCA		101.453	76.090	50.727
IGPM Empréstimos concedidos	238.923	3.216	2.412	1.608
Impacto no resultado - IGPM		3.216	2.412	1.608
SELIC Empréstimos obtidos	1.622.572	(223.104)	(167.328)	(111.552)
Impacto no resultado - SELIC		(223.104)	(167.328)	(111.552)
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIAÇÃO DOS ÍNDICES		(1.005.383)	(754.037)	(502.692)

CONSOLIDADO				
		Efeito no resultado - receita (despesa)		
		Cenário I - Provável 2016 ¹	Cenário II (-25%) ²	Cenário III (-50%) ²
Saldo em 30/09/2016				
CDI Empréstimos obtidos	12.423.179	(1.708.187)	(1.281.140)	(854.094)
Impacto no resultado - CDI		(1.708.187)	(1.281.140)	(854.094)
TJLP Empréstimos obtidos	9.945.939	(745.945)	(559.459)	(372.973)
Debêntures emitidas	206.704	(15.503)	(11.627)	(7.751)
Impacto no resultado - TJLP		(761.448)	(571.086)	(380.724)
IGPM Arrendamento Mercantil	1.190.976	(16.033)	(12.025)	(8.016)
Empréstimos concedidos	237.277	3.194	2.396	1.597
Impacto no resultado - IGPM		(12.839)	(9.629)	(6.419)
SELIC Empréstimos obtidos	1.784.655	(245.390)	(184.043)	(122.695)
Impacto no resultado - SELIC		(245.390)	(184.043)	(122.695)
IPCA Empréstimos obtidos	576.261	8.382	6.286	4.191
Impacto no resultado - IPCA		8.382	6.286	4.191
IMPACTO NO RESULTADO - DEPRECIAÇÃO DOS ÍNDICES		(2.719.482)	(2.039.612)	(1.359.741)

(²) Premissas adotadas:

	Provável	-25%	-50%
CDI	13,75%	10,31%	6,88%
IPCA	1,45%	1,09%	0,73%
TJLP	7,50%	5,63%	3,75%
IGPM	1,35%	1,01%	0,67%
SELIC	13,75%	10,31%	6,88%

De acordo com os contratos de *swap* de taxa de juros, a Companhia concorda em trocar a diferença entre os valores de taxas de juros prefixadas e pós fixadas calculados a partir do valor nominal acordado. Tais contratos permitem a Companhia mitigar o risco de alteração nas taxas de juros sobre o valor justo da dívida emitida com taxa de juros fixa e nas exposições do fluxo de caixa da dívida de taxa variável emitida. O valor justo dos *swaps* de taxa de juros no encerramento do exercício é determinado pelo desconto dos fluxos de caixa futuros, utilizando as curvas no encerramento do exercício e o risco de crédito inerente para esse tipo de contrato, e está demonstrado a seguir. A taxa de juros média está baseada nos saldos a pagar em aberto no encerramento do exercício.

A tabela a seguir demonstra o valor do principal e os prazos remanescentes dos contratos de *swap* de taxa de juros em aberto no fim do período findo em 30 de setembro de 2016 do relatório:

Tipo	Transação	Montantes contratados (notional)	Taxas utilizadas	Vencimento	Valores Justos	
					30/09/2016	31/12/2015
Libor X Pre-tax	03/2011	50.000	3,2780%	10/08/2020	(3.239)	(5.497)
Libor X Pre-tax	04/2011	100.000	3,3240%	10/08/2020	(6.630)	(11.266)
Libor X Pre-tax	09/2012	25.000	1,6795%	27/11/2020	(520)	(226)
Libor X Pre-tax	10/2012	25.000	1,6295%	27/11/2020	(456)	(133)
Libor X Pre-tax	11/2012	75.000	1,6285%	27/11/2020	(1.365)	(394)
Libor X Pre-tax	12/2012	75.000	1,2195%	29/11/2017	(70)	(307)
Libor X Pre-tax	13/2012	75.000	1,2090%	29/11/2017	(59)	(286)
Libor X Pre-tax	14/2012	50.000	1,2245%	29/11/2017	(50)	(211)
Libor X Pre-tax	15/2012	50.000	1,1670%	29/11/2017	(10)	(134)
Libor X Pre-tax	16/2012	50.000	1,1910%	29/11/2017	(27)	(166)
Libor X Pre-tax	17/2012	50.000	1,2105%	29/11/2017	(40)	(192)
Libor X Pre-tax	18/2012	25.000	1,1380%	29/11/2017	5	(47)
	TOTAL	650.000			(12.461)	(18.860)

As operações classificadas como *hedge* de fluxo de caixa geraram no período um resultado abrangente positivo de R\$ 4.950.

Com a designação dos *swaps* para contabilização de *hedge*, no período findo em 30 de setembro de 2016, a Companhia reconheceu R\$ 11.088 como despesas financeiras referentes aos *swaps*.

44.3.3 - Risco de preços – *commodities*

A controlada Eletronorte celebrou, no exercício de 2004, contratos de longo prazo para o fornecimento de energia elétrica para três de seus principais clientes. Parte da receita desses contratos de longo prazo está associada ao pagamento de um prêmio atrelado ao preço internacional do alumínio, cotado na *London Metal Exchange* (LME), como ativo básico para fins de definição dos valores mensais do prêmio.

O prêmio pode ser considerado como um componente de um contrato híbrido (combinado), que inclui um contrato não derivativo que o abriga, de forma que o fluxo de caixa do instrumento combinado, em algumas circunstâncias, varia como se fosse um derivativo isolado.

Os detalhes dos contratos são os seguintes:

CLIENTE	Data do contrato		Volume em Megawatts Médios (MW)
	Inicial	Final	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 até 31/12/2006 e 800 a partir de 01/01/2007 de 353,08 a 492
BHP	01/07/2004	31/12/2024	

Esses contratos incluem o conceito de *cap and floor band* relacionado ao preço do alumínio cotado na LME. O preço limite máximo e mínimo da LME está limitado a US\$ 2.773,21/ton e US\$ 1.450,00/ton, respectivamente.

Para atribuir o valor justo da parte híbrida do contrato é necessário identificar os principais componentes que quantificam o montante faturado mensalmente. As principais variáveis do contrato são: a quantidade de energia vendida (MWh), o preço atribuído à LME e o valor do câmbio do período faturado.

Considerando que o prêmio está associado ao preço da commodity do alumínio da LME, é possível atribuir o fair value destes contratos. O valor da LME fechou o mês de setembro de 2016 cotado em US\$ 1.603,81/ton, o que representou uma variação positiva de 7,25% em relação ao valor verificado em dezembro de 2015, quando o preço da commodity alcançou US\$ 1.495,35/ton.

No mesmo período de análise, houve uma apreciação do real em relação ao dólar com a cotação passando de R\$ 3,90 para R\$ 3,25. A variação positiva no preço do alumínio contribuiu com um aumento na expectativa do valor justo para os derivativos compensando a desvalorização do dólar no período.

O ganho apurado nesta operação com derivativos em 30 de setembro de 2016 é de R\$ 76.267 (perda de R\$ 96.294 em 30 de junho de 2015) e está apresentado no resultado financeiro.

(a) Análise de sensibilidade sobre os derivativos embutidos indexados ao preço do alumínio

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos de fornecimento de energia dos consumidores eletrointensivos Albras e BHP, por possuírem cláusula contratual referente ao prêmio por variação do preço do alumínio no mercado internacional.

Desta forma, foi sensibilizada para tais contratos híbridos uma variação sobre o preço do prêmio auferido, conforme tabela abaixo. Os componentes de volatilidade do prêmio basicamente são: preço do alumínio primário na LME, câmbio e CDI. Abaixo é possível verificar o impacto de cada cenário no resultado da Companhia.

Para o cenário II (redução de 50%) o preço esperado para a tonelada de alumínio ofertada na LME fica abaixo do preço mínimo para aferição de prêmio contratual (US\$ 1.450), logo o valor tende a zero, impactando na marcação a mercado do derivativo embutido.

Quanto à variação obtida entre os cenários III e IV (aumento de 25% e 50%), a grande variação apresentada refere-se à aplicação dos referidos percentuais nos valores de câmbio, preço de alumínio e CDI.

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

Saldo em 30/09/2016	Cenário I (+25%) Índices e preços	Cenário II (+50%) Índices e preços
122.623	518.296	695.560

44.3.4 - Risco de crédito

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia e suas controladas incorrerem em perdas resultantes da dificuldade de realização de seus recebíveis de clientes, bem como da inadimplência de instituições financeiras contrapartes em operações.

A Companhia, através de suas controladas, atua nos mercados de geração e transmissão de energia elétrica amparada em contratos firmados em ambiente regulado. A Companhia busca minimizar seus riscos de crédito através de mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes e, quando aplicável, através de fianças bancárias. No segmento de distribuição, a Companhia, através de suas controladas, faz um acompanhamento dos níveis de inadimplência através da análise das especificidades dos seus clientes.

O risco de crédito relacionado aos recebíveis de clientes (vide nota 7) está concentrado nas atividades de distribuição, no montante de R\$ 2.262.110 ou 35% (R\$ 2.178.241 ou 35% em 31 de dezembro de 2015) do saldo em aberto ao final do período de 30 de setembro de 2016, e tendo como principal característica o alto grau de pulverização por contemplar um volume de vendas significativo a consumidores da classe residencial.

Em relação aos recebíveis de empréstimos concedidos (vide nota 8), exceto pela operação financeira com a controlada em conjunto Itaipu, cujo risco de crédito é baixo em função da inclusão dos custos dos empréstimos na tarifa de comercialização de energia da controlada em conjunto, conforme definido nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai, a concentração de risco de crédito com qualquer outra contraparte individualmente não foi superior a 4% do saldo em aberto em nenhum período.

As disponibilidades excedentes de caixa são aplicadas em fundos extramercados exclusivos, conforme normativo específico do Banco Central do Brasil. Esse fundo é composto na sua totalidade por títulos públicos custodiados na Selic, não havendo exposição ao risco de contraparte.

Em eventuais relações com instituições financeiras, a Companhia tem como prática a realização de operações somente com instituições de baixo risco avaliadas por agências de rating e que atendam a requisitos patrimoniais previamente definidos e formalizados. Adicionalmente, são definidos limites de crédito que são revisados periodicamente.

Operações com derivativos, quando realizadas no mercado de balcão, contêm riscos de contraparte que, diante dos problemas apresentados pelas instituições financeiras em 2008 e 2009, se mostram relevantes. Com o intuito de mitigar esse risco, a Companhia instituiu uma norma sobre credenciamento de instituições financeiras para fins de realização de operações com derivativos. Esta norma define critérios em relação a porte, rating e expertise no mercado de derivativos, para que sejam selecionadas as instituições que poderão realizar

operações com a Companhia. Atualmente, a Companhia seleciona semestralmente as 20 melhores instituições financeiras baseadas nos critérios mencionados como instituições credenciadas a efetuar operações de derivativos com a Companhia. Além disso, a empresa desenvolveu metodologia de controle de exposição às instituições credenciadas que define limites ao volume de operações a serem realizadas com cada uma delas.

A Companhia monitora o risco de crédito de suas operações de swap, segundo o CPC 46 (IFRS 13), mas não contabiliza este risco de descumprimento (*non-performance*) no saldo de valor justo de cada derivativo porque, com base na exposição líquida ao risco de crédito, a Companhia pode contabilizar o seu portfólio de swaps dado uma transação não forçada entre as partes na data de avaliação. A Companhia considera o risco de descumprimento apenas para a análise do teste retrospectivo para cada relação designada para Contabilidade de *Hedge*.

Adicionalmente, a Companhia está exposta ao risco de crédito com relação a garantias financeiras concedidas a Bancos pela Controladora. A exposição máxima da Companhia corresponde ao valor máximo que a Companhia terá de pagar caso a garantia seja executada.

44.3.5 - Risco de liquidez

As necessidades de liquidez da Companhia e suas controladas são de responsabilidade das áreas de tesouraria e de captação de recursos, que atuam alinhadas no monitoramento permanente dos fluxos de caixa de curto, médio e longo prazo, previstos e realizados, buscando evitar possíveis descasamentos e consequentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as necessidades operacionais.

A tabela abaixo analisa os passivos financeiros não derivativos do Sistema Eletrobras por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. O vencimento contratual baseia-se na data mais recente em que o Sistema Eletrobras deve quitar as respectivas obrigações e inclui os respectivos juros contratuais relacionados, quando aplicável.

CONTROLADORA					
30/09/2016					
Fluxo de pagamento					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	6.301.103	2.573.359	9.391.644	16.194.969	34.461.074
Fornecedores	405.559	-	-	-	405.559
Empréstimos e financiamentos	4.770.304	2.573.359	9.391.644	16.194.969	32.930.275
Obrigações de Ressarcimento	1.125.240	-	-	-	1.125.240
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	12.462	-	-	-	12.462
Instrumentos Financeiros Derivativos	12.462	-	-	-	12.462

	CONTROLADORA 31/12/2015				
	Fluxo de pagamento				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	5.497.634	11.400.270	12.496.676	10.797.657	40.192.237
Fornecedores	416.126	-	-	-	416.126
Empréstimos e financiamentos	4.781.876	11.400.270	12.496.676	10.797.657	39.476.479
Obrigações de Ressarcimento	299.632	-	-	-	299.632
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	18.860	-	-	-	18.860
Instrumentos Financeiros Derivativos	18.860	-	-	-	18.860

CONSOLIDADO 30/09/2016					
Fluxo de pagamento					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	21.562.309	9.964.234	20.195.478	33.588.465	85.310.486
Fornecedores	11.825.064	3.602.051	3.346.360	2.765.184	21.538.659
Empréstimos e financiamentos	8.195.993	6.059.914	16.208.166	27.859.968	58.324.040
Debêntures	14.554	10.300	41.200	140.650	206.704
Obrigações de Ressarcimento	1.386.787	152.222	145.021	2.301.287	3.985.317
Arrendamento Mercantil	136.898	137.551	412.652	503.875	1.190.976
Concessões a Pagar UBP	3.013	2.196	42.079	17.501	64.789
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	12.465	49.909	-	-	62.374
Instrumentos Financeiros Derivativos	12.465	49.909	-	-	62.374

CONSOLIDADO 31/12/2015					
Fluxo de pagamento					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	18.331.212	19.570.442	28.492.678	23.999.600	90.393.931
Fornecedores	10.128.507	3.163.442	3.195.654	3.090.325	19.577.928
Empréstimos e financiamentos	7.312.379	16.138.249	24.723.419	17.884.178	66.058.224
Debêntures	357.226	31.668	57.202	116.378	562.474
Obrigações de Ressarcimento	396.208	145.399	137.252	2.200.727	2.879.586
Arrendamento Mercantil	132.972	91.684	339.679	687.820	1.252.155
Concessões a Pagar UBP	3.920	-	39.472	20.172	63.564
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	20.608	78.521	-	-	99.129
Instrumentos Financeiros Derivativos	20.608	78.521	-	-	99.129

44.4 – Derivativos embutidos relacionados a debêntures conversíveis em ações

A controlada Eletronorte firmou contrato de emissão de debêntures, em junho de 2011, e liberação de recursos a partir de 2013, junto ao Banco da Amazônia S.A. (BASA), a qual administra os recursos do Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (FDA), com a finalidade de captação de recursos para implementação de projeto.

Nesse contrato, por possuir cláusula contratual referente à possibilidade da conversão destas debêntures em ações da Companhia, a critério da Sudam, limitados a 50% das debêntures emitidas, é possível atribuir um valor ao montante que seria atribuído a Sudam em caso desta conversão.

Para apuração do valor, foi realizado o cálculo do *valuation* da antiga investida, na apuração do valor da sua ação, e o cálculo do valor presente do contrato, assim utilizando métricas para determinação do valor do derivativo.

O ganho apurado no período findo em 30 de setembro de 2016 é de R\$ 30.357 (ganho de R\$ 13.263 em 30 de setembro de 2015) e está apresentado na demonstração do resultado do exercício.

44.4.1 – Análise de sensibilidade

Foram realizadas análises de sensibilidade do contrato de debêntures, por possuírem cláusula contratual referente à possibilidade da conversão destas debêntures em ações da controlada Eletronorte.

Na análise a seguir foram considerados cenários para a TJLP com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para 2015 e 2016 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório FOCUS, divulgado pelo Banco Central.

Foram realizadas análises de sensibilidade para a curva de pagamento do serviço da dívida contratada com o Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (FDA), por possuírem cláusula contratual referente à opção de conversibilidade em 50% em ações da companhia na data da efetiva liquidação do papel.

De acordo com o CPC 38, os contratos híbridos que tenham a eles associados elementos voláteis, sejam eles índices de preços e/ou *commodities*, devem ser marcados a mercado. Com isso, as informações financeiras intermediárias passam a refletir o valor justo da operação em cada data avaliada.

Desta forma, foi sensibilizada para o contrato uma variação sobre a expectativa de realização da TJLP.

Abaixo é possível verificar o impacto de cada cenário no resultado da Companhia.

	Saldo em 30 de setembro	Cenário I (-25%) Índices e preços	Cenário II (-50%) Índices e preços	Cenário I (+25%) Índices e preços	Cenário II (+50%) Índices e preços
2016	49.912	42.410	34.369	56.603	62.411

O lucro diluído por ação é calculado mediante o ajuste da quantidade média ponderada de ações ordinárias em circulação, para presumir a conversão de todas as ações ordinárias potenciais diluídas. A Companhia tem apenas uma categoria de ações ordinárias potenciais diluídas: dívida conversível (empréstimo compulsório). Pressupõe-se que a dívida conversível foi convertida em ações ordinárias e que o lucro líquido é ajustado para eliminar a despesa financeira menos o efeito fiscal.

NOTA 45 - INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, sobre os quais as tomadas de decisões operacionais. O principal tomador de decisões operacionais, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos operacionais, é o Conselho de Administração responsável inclusive pela tomada das decisões estratégicas da Companhia. Os segmentos operacionais da Companhia são Administração, Geração, Transmissão e Distribuição, não havendo agregação de segmentos.

O Conselho de Administração avalia o desempenho dos segmentos operacionais com base na mensuração do lucro líquido.

As informações por segmento de negócios, correspondentes a 30 de setembro de 2016 e 30 de setembro de 2015, são as seguintes:

01/07/2016 à 30/09/2016

	Geração		Transmissão		Distribuição	Eliminações	Total
	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M			
Receita Operacional Líquida	38.341	4.243.033	508.354	231.111	1.701.098	(489.442)	8.607.924
Custos e Despesas Operacionais	(2.273.711)	(3.518.405)	(509.831)	(203.880)	(2.493.148)	2.066.979	(7.744.860)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(2.235.370)	724.628	(1.477)	27.231	(792.050)	1.577.537	863.064
Resultado Financeiro	(250.767)	(307.645)	(155.485)	(136.510)	(623.650)	83.212	(1.489.215)
Resultado de Participações Societárias	3.481.910	(27.684)	-	29.861	3.081	(1.556.239)	1.930.929
Imposto de renda e contribuição social	(2.917)	60.551	(273.010)	297.514	(511.799)	-	(429.661)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	992.856	449.850	(429.972)	218.096	(1.415.700)	104.510	875.117

01/01/2016 à 30/09/2016

	Geração			Transmissão		Distribuição	Eliminações	Total
	Administração	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M			
Receita Operacional Líquida	127.127	11.611.530	1.494.245	969.389	29.992.646	5.605.402	(1.345.736)	48.454.603
Custos e Despesas Operacionais	(15.928.874)	(9.450.407)	(1.211.884)	(1.085.501)	(2.245.680)	(7.160.985)	9.391.587	(27.691.744)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(15.801.747)	2.161.123	282.361	(116.112)	27.746.966	(1.555.583)	8.045.851	20.762.859
Resultado Financeiro	(886.701)	(1.101.778)	(468.533)	(145.681)	213.574	(1.671.034)	(6.066)	(4.066.219)
Resultado de Participações Societárias	21.807.519	(78.501)	-	31.028	7.709	-	(19.278.524)	2.489.231
Imposto de renda e contribuição social	(75.131)	132.053	(320.590)	191.865	(9.342.774)	-	-	(9.414.577)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	5.043.940	1.112.897	(506.762)	(38.900)	18.625.475	(3.226.617)	(11.238.739)	9.771.294

01/07/2015 à 30/09/2015

01/07/2013 a 30/09/2013

	Geração			Transmissão				
	Administração	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração	Regime de O&M	Distribuição	Eliminações	Total
Receita Operacional Líquida	226.706	2.324.926	451.164	192.181	1.045.130	4.152.802	(490.520)	7.902.389
Custos e Despesas Operacionais	(5.148.449)	(2.722.551)	(500.481)	(435.640)	(695.941)	(4.296.105)	2.174.761	(11.624.406)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(4.921.743)	(397.625)	(49.317)	(243.459)	349.189	(143.303)	1.684.241	(3.722.017)
Resultado Financeiro	1.276.410	(23.206)	(136.954)	(87.020)	100.248	(1.347.499)	(124.776)	(342.797)
Resultado de Participações Societárias	(2.775.705)	(76.769)	-	7.282	2.225	(68.060)	3.060.391	149.364
Imposto de renda e contribuição social	(323.974)	11.009	(5.655)	(3.830)	(7.867)	20.625	-	(309.692)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	(6.745.012)	(486.591)	(191.926)	(327.027)	443.795	(1.538.237)	4.619.856	(4.225.142)

01/01/2015 à 30/09/2015

01/01/2013 a 30/09/2013								
	Geração		Transmissão		Distribuição	Eliminações	Total	
	Administração	Regime de Exploração	Regime de O&M	Regime de Exploração				Regime de O&M
Receita Operacional Líquida	273.739	11.724.064	1.335.703	1.014.383	2.775.420	8.949.729	(1.344.906)	24.728.132
Custos e Despesas Operacionais	(7.775.163)	(9.708.190)	(1.194.199)	(1.527.175)	(2.460.468)	(10.004.663)	4.175.047	(28.494.811)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(7.501.424)	2.015.874	141.504	(512.792)	314.952	(1.054.934)	2.830.141	(3.766.679)
Resultado Financeiro	3.148.772	(1.005.212)	47.645	(416.739)	234.644	(1.974.194)	(47.976)	(13.060)
Resultado de Participações Societárias	(2.096.204)	(341.561)	-	16.890	7.610	(68.060)	2.666.251	184.926
Imposto de renda e contribuição social	(591.559)	(100.950)	(24.808)	(112.469)	(68.054)	(22.923)	-	(920.763)
Lucro Líquido (prejuízo) do período	(7.040.415)	568.151	164.341	(1.025.110)	489.152	(3.120.111)	5.448.416	(4.515.576)

Receitas e Despesas de juros por segmento:

01/07/2016 à 30/09/2016						
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Eliminações	Total
Receita de Juros	839.183	7.325	9.341	-	(525.960)	329.889
Despesa de Juros	(698.665)	(595.833)	(333.751)	(827.888)	609.172	(1.846.965)
Total	140.518	(588.508)	(324.410)	(827.888)	83.212	(1.517.076)

01/01/2016 à 30/09/2016						
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Eliminações	Total
Receita de Juros	2.557.569	21.323	27.193	-	(1.926.433)	679.652
Despesa de Juros	(2.061.683)	(1.338.456)	(897.004)	(2.461.246)	1.920.367	(4.838.022)
Total	495.886	(1.317.133)	(869.811)	(2.461.246)	(6.066)	(4.158.370)

01/07/2015 à 30/09/2015						
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Eliminações	Total
Receita de Juros	765.602	6.355	8.442	2.004	(675.696)	106.707
Despesa de Juros	(651.454)	87.819	(134.263)	(1.135.906)	551.286	(1.282.518)
Total	114.148	94.174	(125.821)	(1.133.902)	(124.410)	(1.175.811)

01/01/2015 à 30/09/2015						
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Eliminações	Total
Receita de Juros	2.172.547	18.891	25.091	6.489	(1.542.322)	680.696
Despesa de Juros	(1.785.011)	(990.184)	(769.281)	(1.484.759)	1.495.937	(3.533.298)
Total	387.536	(971.293)	(744.190)	(1.478.270)	(46.385)	(2.852.602)

Receita de consumidores externos por segmento:

01/07/2016 a 30/09/2016				
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	3.486.125	-	-	3.486.125
Fornecimento de Energia Elétrica	782.865	-	2.123.504	2.906.369
Energia Elétrica de Curto Prazo	306.743	-	-	306.743
CVA e outros itens financeiros	-	-	(197.306)	(197.306)
Efeito Financeiro de Itaipu	(46.683)	-	-	(46.683)
Receita de operação e manutenção	571.756	763.128	-	1.334.884
Receita de construção	97.832	149.855	222.208	469.895
Financeira - Retorno do Investimento	-	1.718.235	-	1.718.235
Total da receita bruta	5.198.638	2.631.218	2.148.406	9.978.262

01/01/2016 a 30/09/2016				
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	9.865.850	-	-	9.865.850
Fornecimento de Energia Elétrica	2.157.035	-	6.464.995	8.622.030
Energia Elétrica de Curto Prazo	926.627	-	-	926.627
CVA e outros itens financeiros	-	-	(36.878)	36.878
Efeito Financeiro de Itaipu	(183.142)	-	-	(183.142)
Receita de operação e manutenção	1.595.253	2.230.852	-	3.826.105
Receita de construção	102.629	935.541	594.338	1.632.508
Financeira - Retorno do Investimento	-	27.888.601	-	27.888.601
Total da receita bruta	14.464.252	31.054.994	7.022.455	52.541.701

	01/07/2015 a 30/09/2015			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	3.220.802	-	-	3.220.802
Fornecimento de Energia Elétrica	837.914	-	3.812.953	4.650.867
Energia Elétrica de Curto Prazo	376.454	-	-	376.454
CVA e outros itens financeiros	-	-	102.713	102.713
Efeito Financeiro de Itaipu	(41.467)	-	-	(41.467)
Receita de operação e manutenção	479.051	668.514	-	1.147.565
Receita de construção	36.548	515.615	262.500	814.663
Financeira - Retorno do Investimento	-	194.622	-	194.622
Total da receita bruta	4.909.302	1.378.751	4.178.166	10.466.219

	01/01/2015 a 30/09/2015			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica	9.344.139	-	-	9.344.139
Fornecimento de Energia Elétrica	2.700.607	-	10.258.455	12.959.062
Energia Elétrica de Curto Prazo	2.020.200	-	-	2.020.200
CVA e outros itens financeiros	-	-	663.255	663.255
Efeito Financeiro de Itaipu	64.221	-	-	64.221
Receita de operação e manutenção	1.395.806	1.981.359	-	3.377.165
Receita de construção	190.168	1.167.053	620.524	1.977.745
Financeira - Retorno do Investimento	-	603.450	-	603.450
Total da receita bruta	15.715.141	3.751.862	11.542.234	31.009.237

Receita Intersegmento:

01/07/2016 à 30/09/2016

	Administração	Geração	Transmissão	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de distribuição	-	149.745	-	149.745
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de geração	-	221.977	-	221.977
Receita de Transmissão - O&M do segmento de geração	-	-	94.424	94.424
Receita de Transmissão - O&M do segmento de distribuição	-	-	16.146	16.146
Receita de juros do segmento de geração	248.739	-	-	248.739
Receita de juros do segmento de transmissão	132.965	-	-	132.965
Receita de juros do segmento de distribuição	144.256	-	-	144.256
Total	525.960	371.722	110.570	1.008.252

01/01/2016 à 30/09/2016

	Administração	Geração	Transmissão	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de distribuição	-	418.879	-	418.879
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de geração	-	629.439	-	629.439
Receita de Transmissão - O&M do segmento de geração	-	-	239.113	239.113
Receita de Transmissão - O&M do segmento de distribuição	-	-	46.257	46.257
Receita de juros do segmento de geração	546.024	-	-	546.024
Receita de juros do segmento de transmissão	780.375	-	-	780.375
Receita de juros do segmento de distribuição	600.034	-	-	600.034
Total	1.926.433	1.048.318	285.370	3.260.121

01/07/2015 à 30/09/2015

	Administração	Geração	Transmissão	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de distribuição	-	238.765	-	238.765
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de geração	-	96.811	-	96.811
Receita de Transmissão - O&M do segmento de geração	-	-	102.465	102.465
Receita de Transmissão - O&M do segmento de distribuição	-	-	33.648	33.648
Receita de juros do segmento de geração	198.909	-	-	198.909
Receita de juros do segmento de transmissão	366.840	-	-	366.840
Receita de juros do segmento de distribuição	109.946	-	-	109.946
Total	675.695	335.576	136.113	1.147.384

01/01/2015 à 30/09/2015

	Administração	Geração	Transmissão	Total
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de distribuição	-	578.462	-	578.462
Suprimento (venda) de Energia Elétrica do segmento de geração	-	268.746	-	268.746
Receita de Transmissão - O&M do segmento de geração	-	-	230.309	230.309
Receita de Transmissão - O&M do segmento de distribuição	-	-	89.389	89.389
Receita de juros do segmento de geração	367.457	-	-	367.457
Receita de juros do segmento de transmissão	737.149	-	-	737.149
Receita de juros do segmento de distribuição	437.716	-	-	437.716
Total	1.542.322	847.208	319.698	2.709.228

Adição a ativos não circulantes por segmento:

01/07/2016 à 30/09/2016

	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	184.897	390.200	-	-	575.097
Intangível	11.925	6.225	-	29.771	47.921
Total	196.822	396.425	-	29.771	623.018

01/01/2016 à 30/09/2016

	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	295.204	1.616.422	-	-	1.911.626
Intangível	23.468	19.213	-	48.588	91.269
Total	318.672	1.635.635	-	48.588	2.002.895

01/07/2015 à 30/09/2015

	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	69.622	1.327.980	-	-	1.397.602
Intangível	13.851	10.007	125	163.327	187.310
Total	83.473	1.337.987	125	163.327	1.584.912

01/01/2015 à 30/09/2015

	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	143.726	2.915.133	-	-	3.058.859
Intangível	25.549	64.106	125	180.248	270.028
Total	169.275	2.979.239	125	180.248	3.328.887

Ativos não circulantes por segmento:

30/09/2016

	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
--	---------------	---------	-------------	--------------	-------

Ativos não circulantes

Imobilizado	1.887.542	24.311.884	-	913.548	27.112.974
Intangível	398.307	241.552	84.525	234.383	958.767
Total	2.285.849	24.553.436	84.525	1.147.931	28.071.741

31/12/2015

	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
--	---------------	---------	-------------	--------------	-------

Ativos não circulantes

Imobilizado	1.774.081	26.815.743	-	956.821	29.546.645
Intangível	452.068	146.173	88.392	248.518	935.151
Total	2.226.149	26.961.916	88.392	1.205.339	30.481.796

Itens não-caixa por segmento:

	01/07/2016 a 30/09/2016				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Depreciação e Amortização	206.870	632.802	2.731	35.014	877.417
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	(322.370)	(65.635)	-	(388.005)
Total	206.870	310.432	(62.904)	35.014	489.412

	01/01/2016 a 30/09/2016				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Depreciação e Amortização	256.925	987.561	3.604	80.087	1.328.177
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	1.335.868	(202.862)	-	1.133.006
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	(677)	2.572.760	39.190	-	2.611.273
Total	256.248	4.896.189	(160.068)	80.087	5.072.456

	01/07/2015 a 30/09/2015				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Depreciação e Amortização	46.496	305.320	54	71.627	423.497
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	-	3.385.556	-	-	3.385.556
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	(20.573)	(61.410)	-	(81.983)
Total	46.496	3.670.303	(61.356)	71.627	3.727.070

	01/01/2015 a 30/09/2015				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Depreciação e Amortização	151.869	928.380	162	268.712	1.349.123
Provisão p/ valor recuperação ativos (impairment)	-	3.385.556	-	-	3.385.556
Constituição (Reversão) de Contrato Oneroso	-	(58.244)	(179.138)	-	(237.382)
Total	151.869	4.255.692	(178.976)	268.712	4.497.297

NOTA 46 - TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A controladora final da Companhia é a União que detém 51% das ações ordinárias da Companhia (Vide Nota 36).

As transações da Companhia com suas subsidiárias, controladas e sociedades de propósito específico são realizadas a preços e condições definidos entre as partes, que levam em consideração as condições que poderiam ser praticadas no mercado com partes não relacionadas. Dentre as principais operações ocorridas com as partes relacionadas, destacamos os empréstimos e financiamentos concedidos estabelecidos nas condições citadas e/ou de acordo com a legislação específica sobre o assunto. As demais operações também foram estabelecidas levando em consideração condições que poderiam ser normais de mercado.

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		30/09/2016			31/12/2015		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
FURNAS	Empréstimos e financiamentos	4.019.644	-	-	4.047.720	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	48.208	-	-	43.649	-	-
	Dividendo a receber	-	-	-	153	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	420.104	-	-	527.073
		4.067.852	-	420.104	4.091.522	-	527.073
CHESF	Empréstimos e financiamentos	394.212	-	-	30.964	-	-
	Dividendo a receber	-	-	-	78	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	4.332	-	-	2.003
		394.212	-	4.332	31.042	-	2.003
ELETRONORTE	Empréstimos e financiamentos	2.662.570	-	-	3.020.041	-	-
	Dividendo a receber	88.502	-	-	10.017	-	-
	Outros Ativos	1.477.450	-	-	4.474	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	159.664	-	-	724.210
		4.228.522	-	159.664	3.034.532	-	724.210
ELETROSUL	Empréstimos e financiamentos	2.240.552	-	-	2.141.510	-	-
	Dividendo a receber	40.888	-	-	37.024	-	-
	Outros ativos	-	-	-	2.469	-	-
	Outros passivos	-	-	-	-	14.303	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	196.162	-	-	274.813
		2.281.440	-	196.162	2.181.003	14.303	274.813
CGTEE	Empréstimos e financiamentos	2.654.372	-	-	2.417.810	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	479.266	-	-	120.505	-	-
	Dividendo a receber	80.656	-	-	73.035	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	297.798	-	-	228.778
		3.214.294	-	297.798	2.611.350	-	228.778
ELETRONUCLEAR	Empréstimos e financiamentos	1.638.215	-	-	1.600.265	-	-
	Outros ativos	-	-	-	46	-	-
	Outros passivos	-	508.351	-	-	523.984	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	133.481	-	-	(64.552)
		1.638.215	508.351	133.481	1.600.311	523.984	(64.552)
ED ALAGOAS	Empréstimos e financiamentos	1.282.875	-	-	1.166.748	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	136.219	-	-	8.307	-	-
	Outros ativos	-	-	-	1.652	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	139.780	-	-	98.324
		1.419.094	-	139.780	1.176.707	-	98.324
ED PIAUÍ	Empréstimos e financiamentos	1.405.799	-	-	1.224.315	-	-
	Outros ativos	-	-	-	37	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	77.664	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	155.548	-	-	104.174
		1.483.463	-	155.548	1.224.352	-	104.174
Amazonas Energia - D	Empréstimos e financiamentos	1.463.662	-	-	1.327.167	-	-
	Outros ativos	144.517	-	-	138.713	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	15.107	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	178.512	-	-	130.174
		1.623.285	-	178.512	1.465.879	-	130.174
Amazonas Energia - GT	Empréstimos e financiamentos	1.634.683	-	-	1.469.087	-	-
	Outros ativos	527.602	-	-	493.511	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	173.178	-	-	88.489
		2.162.285	-	-	1.962.598	-	88.489
ED RONDÔNIA	Empréstimos e financiamentos	795.193	-	-	739.481	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	245	-	-
	Outros ativos	-	-	-	1.611	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	84.393	-	-	71.163
		795.193	-	84.393	741.337	-	71.163
ELETROPAR	Dividendo a receber	-	-	-	1.046	-	-
	Outros ativos	-	-	-	380	-	-
		-	-	-	1.426	-	-

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		30/09/2016			31/12/2015		30/09/2015
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
ELETROACRE	Empréstimos e financiamentos	311.513	-	-	283.014	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	68.980	-	-	12.787	-	-
	Outros ativos	-	-	-	809	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	35.099	-	-	26.378
		380.493	-	35.099	296.610	-	26.378
ED RORAIMA	Empréstimos e financiamentos	61.139	-	-	54.419	-	-
	Outros ativos	-	-	-	7	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	6.703	-	-	5.173
		61.139	-	6.703	54.426	-	5.173
ITAIPI	Empréstimos e financiamentos	11.131.961	-	-	14.802.134	-	-
	Dividendo a receber	4.375	-	-	1.952	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	(2.398.473)	-	-	6.029.527
	Despesas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	741.935	-	-	-
		11.136.336	-	(1.656.538)	14.804.087	-	6.029.527
TESOURO NACIONAL	Obrigações	-	542.107	-	-	3.940.898	-
		-	542.107	-	-	3.940.898	-
ELETROS	Contribuições a pagar - patrocinador	-	31.183	-	-	23.555	-
	Provisões	-	225.501	-	-	244.685	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(21.165)	-	-	(5.670)
	Taxas	-	-	(1.322)	-	-	(3)
		-	256.684	(22.487)	-	268.240	(5.673)
CEEE- GT	Empréstimos e financiamentos	-	-	-	4.883	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	85	-	-	510
		-	-	85	4.883	-	510
ENERGISA MT	Empréstimos e financiamentos	278.642	-	-	310.697	-	-
	Dividendo a receber	396	-	-	4.403	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	22.095	-	-	23.208
		279.038	-	22.095	315.100	-	23.208
EMAE	Dividendo a receber	1.416	-	-	1.416	-	-
		1.416	-	-	1.416	-	-
CTEEP	Empréstimos e financiamentos	164	-	-	196	-	-
	Dividendo a receber	-	-	-	20	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	14	-	-	13
		164	-	14	216	-	13
CEMAR	Empréstimos e financiamentos	228.567	-	-	275.939	-	-
	Dividendo a receber	55.000	-	-	22.910	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	16.888	-	-	20.258
		283.566	-	16.888	298.849	-	20.258
LAJEADO ENERGIA	Dividendo a receber	9.692	-	-	86.589	-	-
		9.692	-	-	86.589	-	-
CEB LAJEADO	Dividendo a receber	6.932	-	-	13.980	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	672	-	-	-
		6.932	-	672	13.980	-	-
PAULISTA LAJEADO	Dividendo a receber	1.177	-	-	3.077	-	-
		1.177	-	-	3.077	-	-
CEEE- D	Empréstimos e financiamentos	25.404	-	-	28.520	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	1.430	-	-	2.060
		25.404	-	1.430	28.520	-	2.060

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		30/09/2016			31/12/2015		30/09/2015
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
PODER PÚBLICO FEDERAL	Cliente	20.876	-	-	19.535	-	-
	Outros Ativos	2.726	-	-	-	-	-
	Outras receitas	-	-	39.233	-	-	33.328
		23.602	-	39.233	19.535	-	33.328
TESOURO NACIONAL	Obrigações	-	542.107	-	-	3.940.898	-
		-	542.107	-	-	3.940.898	-
NORTE BRASIL	Fornecedores	-	1.569	-	-	1.459	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.569)	-	-	-
		-	1.569	(1.569)	-	1.459	-
ETAU	Outras contas a receber	39	-	-	9	-	-
	JCP / Dividendos a receber	5.556	-	-	257	-	-
	Fornecedores	-	4	-	-	3	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	665	-	-	139
	Outras receitas	-	-	6	-	-	6
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(32)	-	-	(28)
		5.595	4	639	266	3	117
ESBR	Clientes	5.977	-	-	4.526	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	457.200	-	-	141.400	-	-
	Fornecedores	-	54.888	-	-	27.876	-
	Despesa Energia comprada	-	-	(301.453)	-	-	(157.780)
		463.177	54.888	(301.453)	145.926	27.876	(157.780)
COSTA OESTE	Dividendos / JCP a receber	300	-	-	1.713	-	-
	Fornecedores	-	1	-	-	1	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(9)	-	-	(7)
		300	1	(9)	1.713	1	(7)

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		30/09/2016			31/12/2015		30/09/2015
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
TSBE - Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Outros créditos	7	-	-	11	-	-
	Fornecedores	-	7	-	-	7	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.862	-	-	12.242
	Outras receitas	-	-	61	-	-	56
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(60)	-	-	(49)
		7	7	1.863	11	7	12.249
LIVRAMENTO	Outras contas a receber	6	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	207.534	-	-	173.860	-	-
	Outros Ativos	64.310	-	-	64.310	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	19	19	-	-	-
	Outras receitas	-	-	-	-	-	151
		271.850	19	19	238.170	-	151
SANTA VITÓRIA	Outras contas a receber	53	-	-	-	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	37.946	-	-	36.492	-	-
	Outros Ativos	29.400	-	-	29.400	-	-
	Receitas de Prestação de Serviços	62	-	-	-	-	-
	Outras receitas	-	-	130	-	-	-
		67.461	-	130	65.892	-	-
MARUMBI	Adiantamento para futuro aumento de capital	880	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	775	-	-	775	-	-
	Fornecedores	-	2	-	-	2	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(17)	-	-	(5)
		1.655	2	(17)	775	2	(5)
CHUI	Adiantamento para futuro aumento de capital	431.913	-	-	431.913	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	687	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	271	-	-	-
		431.913	-	958	431.913	-	-
TDG	Contas a receber	207	-	-	355	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	101.000	-	-	101.000	-	-
	Fornecedores	-	121	-	-	169	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.013	-	-	3.054
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.085)	-	-	(1.194)
		101.207	121	928	101.355	169	1.860
MANAUS TRANSMISSÃO	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	50	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	415	-	-	26.800	-	-
	Outros ativos	1.067	-	-	1.067	-	-
	Fornecedores	-	2.049	-	-	1.810	-
	Outros passivos	-	-	-	-	8	-
	Outras Receitas	-	-	-	-	-	1.940
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(8.135)	-	-	(16.673)
		1.482	2.049	(8.135)	27.917	1.818	(14.733)
IE MADEIRA	Dividendos / JCP a receber	1.077	-	-	27.589	-	-
	Fornecedores	-	1.757	-	-	1.475	-
	Contas a pagar	-	671	-	-	526	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	199	-	-	602
	Outras despesas (receitas)	-	-	-	-	-	495
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(38.396)	-	-	(40.932)
		-	671	(38.197)	27.589	2.001	(39.835)
MANAUS CONSTRUÇÃO	Dividendos / JCP a receber	9.178	-	-	9.178	-	-
		9.178	-	-	9.178	-	-
STN	Contas a receber	304	-	-	273	-	-
	Dividendos / JCP a receber	5.375	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	1.161	-	-	1.042	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.592	-	-	2.411
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(7.352)	-	-	(7.982)
		5.679	1.161	(4.760)	273	1.042	(5.571)
INTESA - Integração Transmissora de Energia S.A.	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	1.209	-	-
	Outros ativos	379	-	-	317	-	-
	Fornecedores	-	1.627	-	-	1.482	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(6.432)	-	-	(6.175)
		379	1.627	(6.432)	1.526	1.482	(6.175)
EAPSA - Energética Águas da Pedra S.A.	Clientes	389	-	-	352	-	-
	Dividendos / JCP a receber	7.538	-	-	2.181	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	197	-	-	-
		7.927	-	197	2.533	-	-

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		30/09/2016			31/12/2015		30/09/2015
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
SETE GAMELEIRAS	Clientes	9	-	-	8	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	437	-	-
		9	-	-	445	-	-
S. PEDRO DO LAGO	Clientes	9	-	-	36	-	-
	Outras contas a receber	31	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	-	-	-	371	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	248	-	-	251
		40	-	248	407	-	251
PEDRA BRANCA	Clientes	9	-	-	8	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.762	-	-	542	-	-
		1.771	-	-	550	-	-
BRASVENTOS MIASSABA	Clientes	159	-	-	152	-	-
	Outros ativos	1	-	-	1	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	650	-	-	517
		160	-	650	153	-	517
BRASVENTOS EOLO	Clientes	138	-	-	129	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	570	-	-	316	-	-
	Outros ativos	1	-	-	1	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	557	-	-	442
	Outras receitas	-	-	254	-	-	-
		709	-	811	446	-	442
ENERPEIXE	Clientes	287	-	-	282	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	34.686	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	130	-	-	1.686
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	1.836	-	-	-
		287	-	1.966	34.968	-	1.686
TRANSLESTE	JCP / Dividendos a receber	282	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	184	-	-	164	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.139)	-	-	(1.151)
		-	184	(1.139)	-	164	(1.151)
TRANSUDESTE	Clientes	15	-	-	14	-	-
	Outras Contas a receber	14	-	-	13	-	-
	JCP / Dividendos a receber	1.256	-	-	1.033	-	-
	Fornecedores	-	115	-	-	102	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	125	-	-	117
	Outras Receitas	-	-	136	-	-	123
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(725)	-	-	(713)
		1.285	115	(464)	1.060	102	(473)
TRANSIRAPE	JCP / Dividendos a receber	678	-	-	678	-	-
	Fornecedores	-	106	-	-	90	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(630)	-	-	(535)
		678	106	(630)	678	90	(535)
CENTROESTE	Clientes	8	-	-	63	-	-
	Outras Contas a Receber	62	-	-	-	-	-
	Dividendos / JCP a receber	60	-	-	59	-	-
	Fornecedores	-	60	-	-	54	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	649	-	-	865
	Outras receitas	-	-	72	-	-	66
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(499)	-	-	(484)
	Outras Despesas	-	-	(1)	-	-	-
		130	60	221	122	54	447
BAGUARI	Clientes	23	-	-	22	-	-
	Dividendos / JCP a receber	1.120	-	-	2.462	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	315	-	-	315	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	157	-	-	141
		1.458	-	157	2.799	-	141
RETIRO BAIXO	Adiantamento para futuro aumento de capital	1.225	-	-	1.225	-	-
		1.225	-	-	1.225	-	-
SERRA FACÃO ENERGIA	Dividendos / JCP a receber	9.154	-	-	9.154	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	62	-	-	75
	Outras despesas	-	-	(20)	-	-	-
		9.154	-	42	9.154	-	75
CHAPECOENSE	Outras Contas a receber	740	-	-	740	-	-
	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	22.288	-	-
		740	-	-	23.028	-	-

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		30/09/2016			31/12/2015		30/09/2015
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
INAMBARI	Outras receitas	-	-	29	-	-	22
		-	-	29	-	-	22
TRANSENERGIA RENOVÁVEL	JCP / Dividendos a receber	13.979	-	-	13.979	-	-
	Fornecedores	-	66	-	-	57	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(534)	-	-	(536)
	Outras Despesas	-	-	(1)	-	-	-
		13.979	66	(535)	13.979	57	(536)
MGE TRANSMISSÃO	Cientes	16	-	-	15	-	-
	Outras contas a receber	161	-	-	148	-	-
	JCP / Dividendos a receber	11.446	-	-	11.447	-	-
	Fornecedores	-	117	-	-	119	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.357	-	-	1.241
	Outras receitas	-	-	135	-	-	123
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.058)	-	-	(1.031)
	Despesas financeiras	-	-	(6)	-	-	-
		11.623	117	428	11.610	119	333
GOIÁS TRANSMISSÃO	Outras contas a receber	312	-	-	229	-	-
	JCP / Dividendos a receber	23.857	-	-	23.857	-	-
	Fornecedores	-	198	-	-	204	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.742	-	-	1.720
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.771)	-	-	(1.723)
	Outras Despesas	-	-	(4)	-	-	-
		24.169	198	967	24.086	204	(3)
TRANS. SÃO PAULO	Cientes	7	-	-	18	-	-
	Outras contas a receber	155	-	-	83	-	-
	JCP / Dividendos a receber	5.828	-	-	4.275	-	-
	Fornecedores	-	27	-	-	13	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.446	-	-	723
	Outras receitas	-	-	58	-	-	1
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(254)	-	-	(241)
		5.990	27	1.250	4.376	13	483
CALDAS NOVAS	Cientes	15	-	-	-	-	-
	Outras contas a receber	6	-	-	73	-	-
	JCP / Dividendos a receber	1.038	-	-	452	-	-
	Fornecedores	-	3	-	-	3	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	538	-	-	543
	Outras receitas	-	-	129	-	-	118
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(27)	-	-	-
		1.059	3	640	525	3	661
IE GARANHUNS	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	5.780	-	-
		-	-	-	5.780	-	-
LUZIÂNIA NIQUELÂNDIA TRANSMISSORA	Cientes	7	-	-	6	-	-
	Fornecedores	-	16	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	219	-	-	-
	Outras receitas	-	-	59	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(141)	-	-	(65)
		7	16	137	6	-	(65)
TSLE - Transmissora Sul Litorânea de Energia S.A.	Outras contas a receber	1	-	-	18	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	87.394	-	-	84.847	-	-
	Fornecedores	-	11	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	11	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	598	-	-	373
	Outras Receitas	-	-	36	-	-	37
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(98)	-	-	(49)
		87.395	11	536	84.865	11	361
Energia dos Ventos I	Outras receitas	-	-	-	-	-	2.961
		-	-	-	-	-	2.961
Energia dos Ventos II	Outras receitas	-	-	-	-	-	2.297
		-	-	-	-	-	2.297
Energia dos Ventos III	Outras receitas	-	-	-	-	-	1.976
		-	-	-	-	-	1.976
Energia dos Ventos IV	Outras receitas	-	-	-	-	-	4.829
		-	-	-	-	-	4.829
Energia dos Ventos X	Outras receitas	-	-	-	-	-	1.854
		-	-	-	-	-	1.854

		CONSOLIDADO					
		30/09/2016			31/12/2015		30/09/2015
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
NORTE ENERGIA (Belo Monte)	Cientes	1.807	-	-	390	-	-
	Outros ativos	4.198	-	-	54	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	326.671	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	(11.150)
	Outras receitas	-	-	40.562	-	-	-
		6.005	-	40.562	327.115	-	(11.150)
AETE	Outros ativos	27	-	-	24	-	-
	Fornecedores	-	178	-	-	160	-
	Receita de Prestação de Serviços	-	-	27	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(178)	-	-	(1.617)
		27	178	(151)	24	160	(1.617)
BRASNORTE	Outros ativos	1.069	-	-	106	-	-
	Fornecedores	-	101	-	-	88	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	1.736	-	-	(896)
		1.069	101	1.736	106	88	(896)
ÁGUAS DA PEDRA	Outras receitas	-	-	-	-	-	1.164
		-	-	-	-	-	1.164
INTEGRAÇÃO TRANS.	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	(4.883)
		-	-	-	-	-	(4.883)
TME - TRANSMISSORA MATOGROSSENSE DE ENERGIA	Cientes	10	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	252	-	-	214	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	(1.709)
		10	252	-	-	214	(1.709)
TRANSNORTE	Fornecedores	-	16	-	-	36	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(16)	-	-	-
		-	16	(16)	-	36	-
CTEEP	Empréstimos e financiamentos	164	-	-	196	-	-
	Dividendo a receber	724	-	-	2.187	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	14	-	-	-
		724	-	13	2.382	-	-
EMAE	Dividendos / JCP a receber	1.417	-	-	1.416	-	-
		1.417	-	-	1.416	-	-
Triângulo Mineiro Trans. S.A.	Outras contas a receber	11	-	-	11	-	-
	Outras Receitas	-	-	-	-	-	25
	Receitas de prestação de serviços	-	-	198	-	-	430
		11	-	198	11	-	455
CEPEL	Despesas Operacionais	-	-	(9.502)	-	-	(8.644)
		-	-	(9.502)	-	-	(8.644)
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Outras contas a receber	61	-	-	70	-	-
	Fornecedores	-	43	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	625	-	-	613
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(527)	-	-	-
		61	43	98	70	-	613
FRONTEIRA OESTE (FOTE)	Outras Contas a Receber	1.678	-	-	1.042	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	16.144	-	-	14.155	-	-
	Receitas de prestação de serviço	-	-	628	-	-	837
	Outras Receitas	-	-	8	-	-	-
		17.822	-	628	15.197	-	837
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	Outras contas a receber	44	-	-	220	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	7.943	-	-
	Fornecedores	-	8	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	312	-	-	280
	Outras receitas	-	-	420	-	-	1.074
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(31)	-	-	-
		44	8	701	8.163	-	1.354
SINOP	Adiantamento para futuro aumento de capital	134.810	-	-	73.500	-	-
		134.810	-	-	73.500	-	-
MATA DE SANTA GENEBRA	Outras contas a receber	-	-	-	2	-	-
	Outras Receitas	-	-	-	-	-	292
		-	-	-	2	-	292
LAGOA AZUL TRANSMISSORA	Cientes	-	-	-	396	-	-
	Outras contas a receber	8	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	244	-	-	-
	Outras receitas	-	-	106	-	-	-
		8	-	350	9.028	-	-

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		30/09/2016			31/12/2015		30/09/2015
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
EÓLICA ITAGUAÇU DA BAHIA SPE S.A.	Outras Despesas	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	-	-	(1)
ITAGUAÇU DA BAHIA ENERGIAS RENOVÁVEIS	Adiantamento para futuro aumento de capital	65.660	-	-	34.300	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1	-	-	-
		65.660	-	1	34.300	-	-
EÓLICA VENTOS DE SANTA MADALENA SPE S.A.	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	-	-	(1)
EÓLICA VENTOS DE SANTA MARCELLA SPE S.A.	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	-	-	(1)
EÓLICA VENTOS DE SANTA VERA SPE S.A.	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	-	-	(1)
EÓLICA VENTOS DE SANTO ANTONIO SPE S.A.	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	-	-	(1)
EÓLICA VENTOS DE SÃO BENTO SPE S.A.	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	-	-	(1)
EÓLICA VENTOS DE SÃO CIRILO SPE S.A.	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	-	-	(1)
EÓLICA VENTOS DE SÃO JOÃO SPE S.A.	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	-	-	(1)
EÓLICA VENTOS DE SÃO RAFAEL SPE S.A.	Outras despesas	-	-	-	-	-	(1)
		-	-	-	-	-	(1)
BELO MONTE TRANSMISSORA SPE S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	24.500	-	-	194.040	-	-
	Contas a pagar	-	24.500	-	-	-	-
	Outras Despesas	-	-	(288)	-	-	(1)
		-	-	(288)	-	-	(1)
ITAIPU	Empréstimos e financiamentos	11.131.961	-	-	14.802.134	-	-
	Dividendo a receber	4.375	-	1.952	1.952	-	-
	Receitas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	(2.398.473)	-	-	6.029.527
	Despesas de Juros, Comissões, Taxas e Variação Cambial	-	-	741.935	-	-	-
		11.136.336	-	(1.654.586)	14.804.087	-	6.029.527
SANTO ANTONIO ENERGIA	Clientes	10.752	-	-	9.501	-	-
	Outras contas a receber	862	-	-	130.253	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.634	-	-	2.357
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	43.912	-	-	30.769
	Receitas financeiras	-	-	53.303	-	-	-
	Receita Venda de Energia Elétrica	-	-	26.747	-	-	-
		11.614	-	126.596	139.754	-	33.126
ELETROS	Contribuições a pagar - patrocinador	-	31.183	-	-	23.555	-
	Provisões	-	225.501	-	-	244.685	-
	Contribuições patrocinador	-	-	(21.165)	-	-	-
	Taxas	-	-	(1.322)	-	-	-
		-	256.684	(22.487)	-	268.240	-
CEEE-GT	Empréstimos e financiamentos	-	-	-	4.883	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	85	-	-	-
		-	-	85	4.883	-	-
ENERGISA MT	Empréstimos e financiamentos	278.642	-	-	310.697	-	-
	Dividendo a Receber	396	-	-	4.403	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	22.095	-	-	23.208
		279.038	-	22.095	315.100	-	23.208
CEMAR	Empréstimos e financiamentos	228.567	-	-	275.939	-	-
	Dividendo a Receber	55.000	-	-	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	16.888	-	-	-
		283.566	-	16.888	275.939	-	-
LAJEADO ENERGIA	Dividendo a Receber	9.692	-	-	86.589	-	-
		9.692	-	-	86.589	-	-

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		30/09/2016			31/12/2015		30/09/2015
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
CEB Lajeado	Dividendo a Receber	6.932	-	-	13.980	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	672	-	-	-
		6.932	-	672	13.980	-	-
Paulista Lajeado	Dividendo a Receber	1.177	-	-	3.077	-	-
		1.177	-	-	3.077	-	-
CEEE-D	Empréstimos e financiamentos	25.404	-	-	28.520	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	1.430	-	-	-
		25.404	-	1.430	28.520	-	-
Companhia Celg de Participações - CELGP	Outros passivos - Mútuos	-	-	-	-	117.080	-
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	5.594
		-	-	-	-	117.080	-
CELG Geração e Transmissão - CELG GT	Fornecedores	-	-	-	-	1.779	-
	Outros passivos	-	-	-	-	50.355	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	9.502
		-	-	-	-	52.134	9.502
FOZ DO CHAPECÓ	Clientes	459	-	-	434	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	33	-	-	44
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	3.865	-	-	3.409
		459	-	3.898	434	-	3.453
TIJOA PARTICIPAÇÕES E INVESTIMENTOS S.A.	Clientes	388	-	-	352	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	3.183	-	-	2.713
		388	-	3.183	352	-	2.713
CSE CENTRO DE SOLUÇÕES ESTRATÉGICAS S.A.	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	35
		-	-	-	-	-	35
EMPRESA DE ENERGIA SÃO MANOEL S.A.	Outras contas a receber	64	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	5.160	-	-	-
		64	-	5.160	-	-	-
ENERGIA OLÍMPICA S.A.	Outras receitas	-	-	-	-	-	1
		-	-	-	-	-	1
TELES PIRES PARTICIPAÇÕES	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	(851)	-	-	-
		-	-	(851)	-	-	-
CIA HIDREL TELES PIRES	Clientes	4.835	-	-	1.954	-	-
	Fornecedores	-	4.755	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	4.477	-	-	2.218	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	3.253
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	25.990	-	-	5.610
	Compra de Energia Elétrica	-	-	(81.991)	-	-	(13.906)
		4.835	9.232	(56.001)	1.954	2.218	(5.043)
VAMCRUZ PARTICIPAÇÕES S.A.	Dividendos	-	-	-	523	-	-
	Adiantamento para futuro aumento de capital	59.542	-	-	66.892	-	-
		59.542	-	-	67.415	-	-
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Contas a receber	140	-	-	75	-	-
	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Receita de Prestação de Serviços	-	-	1	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	571	-	-	454
		141	-	572	75	-	454
CHAPADA DO PIAUÍ I S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	14.040	-	-
		-	-	-	14.040	-	-
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	26.382	-	-	25.005	-	-
		26.382	-	-	25.005	-	-
Chapada do Piauí II Holding S.A.	Adiantamento para futuro aumento de capital	35.213	-	-	-	-	-
		35.213	-	-	-	-	-
BARAÚNAS I	Dividendos	26	-	-	-	-	-
		26	-	-	-	-	-
MUSSAMBÊ	Dividendos	143	-	-	-	-	-
		143	-	-	-	-	-
MORRO BRANCO I	Dividendos	62	-	-	-	-	-
		62	-	-	-	-	-

NOTA 47 - REMUNERAÇÃO DO PESSOAL CHAVE

A remuneração do pessoal chave da Companhia (diretores e conselheiros) é como segue:

	CONTROLADORA				CONSOLIDADO			
	01/07/2016 a 30/09/2016	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015	01/07/2016 a 30/09/2016	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	1.672	4.507	1.566	4.172	15.151	25.939	9.725	24.266
Salários e encargos sociais	441	1.278	423	1.174	3.525	6.190	2.262	5.224
Outros	96	309	111	311	312	1.099	863	1.663
	2.210	6.094	2.100	5.657	18.989	33.229	12.850	31.153

NOTA 48 - EVENTOS SUBSEQUENTES

48.1 – Prorrogação do prazo para implementação da segregação de atividades de geração e transmissão das atividades de distribuição da Amazonas Distribuidora

Em 25 de outubro de 2016, a ANEEL decidiu prorrogar o prazo para a implementação da segregação de atividades de geração e transmissão das atividades de distribuição da controlada Amazonas Distribuidora de Energia S.A. pelo período de 18 meses, a contar de 1º de novembro de 2016.

48.2 – Alienação do controle acionário da CELG Distribuição S.A.- CELG D em leilão de desestatização

Em 24 de outubro de 2016, a 166ª Assembléia Geral Extraordinária, aprovou por maioria a alienação do controle acionário da CELG Distribuição S.A.- CELG D em leilão de desestatização a ser promovido pela BM&FBOVESPA, conforme preço mínimo e condições estabelecidos na Resolução CND número 11, de 18 de novembro de 2015, com as alterações estabelecidas pela Resolução número 07, de 13 de setembro de 2016, do Conselho do Programa de Parceria de Investimentos – “PPI”.

48.3 – Aprovação de linha de crédito da controlada Eletronorte

A Administração da controlada Eletronorte aprovou, em 05 de outubro de 2016, um empréstimo no valor de R\$ 500.000 junto à Caixa Econômica Federal por meio de Cédula de Crédito Bancário – CCB, com aval da Eletrobras, com intuito de reforço financeiro ao fluxo de caixa da controlada. A linha de crédito será disponibilizada na medida em que se fizer necessária a captação.

48.4 – Remuneração ativos de transmissão Eletronorte

Em 18 de outubro de 2016, a Diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), através do Despacho nº 2.781/2016, homologou o valor de R\$ 2.579.312, na data base de 31 de dezembro de 2012, correspondente à parcela dos ativos de transmissão de energia elétrica ainda não depreciados e não amortizados, das instalações da denominada Rede Básica Sistema Existente – RBSE, em 31 de maio de 2000, da controlada Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A – (“Eletronorte”), conforme previsto no artigo 15, parágrafo 2º, da Lei nº 12.783/2013.

48.5 - Nota Técnica nº 336/2016 da ANEEL

Em 14 de outubro de 2016, a ANEEL submeteu à Audiência Pública nº 068/2016, a Nota Técnica nº 336/2016 de 06 de outubro de 2016 na qual estabelece os procedimentos a serem utilizados no cálculo do custo de capital a ser adicionado à Receita Anual Permitida de cada concessionária de transmissão abrangida pela Lei nº 12.783/2013, em consonância com a Portaria MME nº 120/2016.

Wilson Ferreira Junior
Presidente

Armando Casado de Araujo
*Diretor Financeiro e de Relações
com Investidores*

Carlos Eduardo Gonzalez Baldi
Diretor de Geração

Lucia Casasanta
*Diretora de Conformidade e
Gestão de Risco*

Alexandre Vagni de Arruda Aniz
Diretor de Administração

Luiz Henrique Hamann
Diretor de Distribuição

José Antônio Muniz Lopes
Diretor de Transmissão

Rodrigo Vilella Ruiz
Contador
CRC-DF 088488/9 O