

ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A.

CNPJ 04.631.430/0001-62

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO – 2017

Senhores Acionistas:
Em cumprimento às disposições legais e estatutárias, submetemos à apreciação de V.S.as e ao público em geral as Demonstrações Financeiras da Energética Corumbá III S.A. - ECIII, com as respectivas Notas Explicativas, acompanhadas do Parecer dos Auditores Independentes referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

1. CONSIDERAÇÕES GERAIS:

O setor elétrico permaneceu impactado no ano de 2017 pela falta de recursos hídricos para a geração de energia elétrica, como vem ocorrendo desde o final de 2013, o que forçou a geração em grande escala de energia proveniente de usinas térmicas, de custo mais elevado.

A Receita Operacional Líquida atingiu o montante de R\$ 43,2 milhões no final do período em análise, contra R\$ 39,8 milhões do mesmo período de 2016, significando um crescimento de 8,54%.

Em 2017 ocorreu um aumento do custo da energia contratada, R\$ 7,9 milhões contra R\$ 5,9 milhões em comparação com o período anterior. Os custos de energia continuaram altos, devido à crise energética, com a consequente redução da energia assegurada do sistema, a geração em larga escala de energia termelétrica e os custos associados ao PLD. Colaborou para o aumento do custo de energia a conjugação de baixo GSF (62,63%) e alto PLD (502,78 R\$/MWh), no período de agosto a novembro.

O resultado no final no período em análise apresentou um Lucro Líquido de R\$ 14,5 milhões no final de 2017 contra R\$ 12,7 milhões no mesmo período de 2016, com acréscimo de 14%, apesar do aumento do custo da energia contratada, pelas razões já expostas acima, e pela provisão de atualização monetária dos valores das ações judiciais, no valor de R\$ 1,1 milhões.

2. BREVE HISTÓRICO DA COMPANHIA

A Energética Corumbá III - ECIII foi constituída em junho de 2001 com o objetivo de construir e operar a usina hidrelétrica Corumbá III. Em agosto de 2006, a companhia se associou ao grupo Neoenergia com a constituição do Consórcio Empreendedor Corumbá III. Atualmente a ECIII é detentora de 40% da concessão do AHE Corumbá III, objeto do Contrato de Concessão No 126/2001 – ANEEL, nos termos da Resolução Autorizativa Nº 980 de 10 de julho de 2007.

A UHE Corumbá III, localizada no rio de mesmo nome, no Município de Luziânia, teve suas obras efetivamente iniciadas em agosto de 2006, a partir da constituição do Consórcio Empreendedor Corumbá III, com finalidade de administrar a implantação, operação, manutenção e exploração comercial da Usina Hidrelétrica Corumbá III.

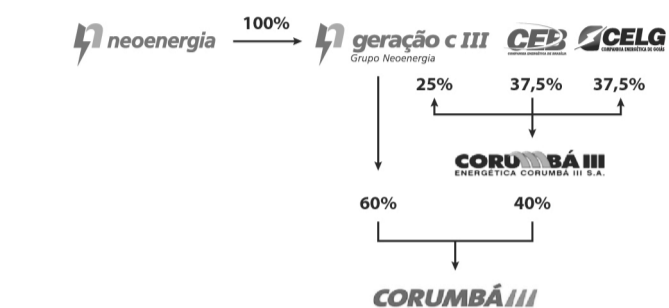
A primeira unidade geradora da UHE Corumbá III, com potência autorizada de 47,76 MW, entrou em operação comercial no 24/10/2009 e a segunda em 30/01/2010. A UHE Corumbá III encontra-se totalmente motorizada, sincronizada ao Sistema Interligado Nacional e operando conforme programação estabelecida pelo Operador Nacional do Sistema.

Em 04/09/2012 a ANEEL emitiu o Despacho Nº 2.759, alterando o registro da Potência Instalada para 96.447 kW e da Potência Líquida para 89.484 kW da UHE Corumbá III, outorgada nos termos do Decreto s/nº de 15 de outubro de 2001 e do Contrato de Concessão para Geração de Energia Elétrica nº 126/2001.

Em 2017 ocorreu a Revisão da Garantia Física da UHE Corumbá a qual foi reduzida de 50,9 MW para 49,3 MW, sendo que na ECIII o valor mudou de 20,360 MW para 19,720 MW.

3. COMPOSIÇÃO SOCIETÁRIA DA COMPANHIA

A composição societária da UHE Corumbá III é a seguinte:



4. GOVERNANÇA CORPORATIVA

Conselho de Administração

De acordo com o Acordo de Acionistas o Conselho de Administração é composto por seis conselheiros, com mandato de 03 anos, sendo permitida a reeleição. O Conselho de Administração reúne pelo menos uma vez a cada trimestre civil e tem como atribuição a orientação geral dos negócios da companhia e a eleição e destituição dos diretores.

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal será instalado conforme definido no Estatuto Social da companhia, mas tem caráter não permanente, podendo ser requerido por quaisquer de seus acionistas anualmente. Atualmente a companhia não possui Conselho Fiscal instalado.

Diretoria

A Diretoria da companhia é composta por três diretores, eleitos pelo Conselho de Administração para um mandato de três anos, sendo que o diretor técnico acumula o cargo de diretor técnico no Consórcio Empreendedor Corumbá III. Atualmente o Diretor Geral acumula o cargo de Diretor Técnico.

AMBIENTE REGULATÓRIO

Repactuação do Risco Hidrológico

A Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, dentre outras questões tratou sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. De acordo com o disposto no Art. 1º da norma, o risco hidrológico suportado pelos agentes de geração de energia elétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da ANEEL, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração de energia hidrelétrica.

A ANEEL, em função do disposto na Lei, por meio da Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, estabeleceu os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do MRE.

Observados os critérios e condições definidas na norma, a Energética Corumbá III SA, por meio da carta ECIII 035/2015 de 22 de dezembro de 2015, encaminhou à SRM – Superintendência de Regulação de Estudos do Mercado, manifestando o interesse na Repactuação do Risco Hidrológico. A ANEEL por meio do Despacho 034/16 de 11/01/2016 anuiu a Repactuação do Risco Hidrológico pleiteado pela ECIII.

Por meio da correspondência ECIII 003/2016 à SRM foi encaminhado o Termo de Repactuação do Risco Hidrológico de nº 35/016 em 14/01/2016, bem como a manifestação de desistência da Ação Ordinária nº 55571-48-2015.4.011.3400 que questionava os efeitos financeiros decorrentes de a GSF ser menor que a unidade, condição essencial para o efeito da Repactuação do Risco Hidrológico. Conforme determinada pelo Conselho de Administração e Assembleia Geral dos Acionistas, a ECIII optou pela repactuação, assumindo o risco hidrológico de 10%, ou seja, a companhia estará protegida contra os efeitos de GSF menor que 90%. Nesta opção, o prêmio é de 1,25 R\$/MWh. O recolhimento do prêmio contratado, somente ocorrerá a partir de 07/11/2036, durante o período de extensão do contrato, o qual terá sua data final de encerramento alterada para 14/02/2037.

O montante de potência repactuado foi de 19,6 MW médios. O resultado a ser ressarcido referente aos efeitos da repactuação no ano de 2015, calculado pelo custo de 15,13 R\$/MWh referidos a janeiro de 2015, conforme Resolução 684/2015, totalizou R\$ 2.597 milhões.

Por intermédio da APINE, a ECIII obteve liminar impedindo que a CCEE inclua a companhia no rateio dos valores não pagos por outros agentes, em especial do Mercado Livre, decorrentes de liminares obtidas pelos mesmos para não arcar com os custos decorrentes do GSF menor que a unidade.

5. DESEMPENHO DO NEGÓCIO

A energia garantida da UHE Corumbá III correspondente a 49,3 MW Médios foi totalmente comercializada junto à CEB Distribuição, conforme Contrato de Compra e Venda de Energia, celebrado em 12/11/2002, e o Terceiro Termo Aditivo ao mesmo celebrado em 12/11/2007.

Em 2017 a geração da UHE Corumbá III totalizou 129,158 MWh, equivalentes a 14,74 MW Médios, correspondente a 30% de sua energia assegurada. Desse montante, 40% correspondem à parcela da ECIII no empreendimento.

6.1 - Dados Econômico-Financeiros (R\$ mil)	2017	2016	Variação (%)
Receita Operacional Bruta	45.263	41.739	8,4%
Receita Operacional Líquida	43.182	39.826	8,4%
EBITDA	24.761	25.440	-2,7%
Resultado do Serviço EBIT	20.187	19.921	1,3%
Resultado Financeiro	(4.084)	(5.716)	-28,5%
Lucro Líquido	14.469	12.731	13,6%

6.2 - Indicadores Patrimoniais (R\$ mil)	2017	2016	Variação (%)
Ativo Total	231.102	231.768	-0,3%
Dívida Bruta	42.191	49.107	-14,1%
Dívida Líquida (1)	21.325	24.453	-12,8%
Patrimônio Líquido	166.287	167.323	-0,6%

6.3 - Indicadores Financeiros de Margem (%)	2017	2016	Variação (%)
Margem EBITDA	57,3%	63,9%	-10,2%
Margem EBIT	46,7%	50,0%	-6,5%
Margem Líquida	33,5%	32,0%	4,8%

6.4 - Indicadores Financeiros de Dívida	2017	2016	Variação (%)
Dívida Líquida / EBITDA	86,1%	96,1%	-10,4%
Índice de Endividamento	12,8%	14,6%	-12,3%
Índice de Cobertura da Dívida	4,15	1,77	134,7%

6.5 RESULTADO DO ANO

Demonstrações de Resultado (R\$ mil)	2017	2016	Variação (%)
Receita Bruta	45.263	41.739	8,4%
Dedução da Receita Bruta	(2.081)	(1.913)	8,8%
Receita Líquida	43.182	39.826	8,4%
Custos de Bens e Serviços Vendidos	(18.916)	(16.733)	13,0%
Resultado Bruto	24.266	23.092	5,1%
Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas	(4.079)	(3.171)	28,6%
Resultado do Serviço	20.187	19.921	1,3%
(-) Amortização e Depreciação	4.681	5.620	-16,7%
EBITDA	24.868	25.541	-2,6%
Resultado Financeiro	(4.084)	(5.716)	-28,5%
Lucro antes dos impostos	16.103	14.206	13,4%
IRPJ e CSLL	(1.634)	(1.474)	10,8%
Lucro Líquido	14.469	12.731	13,6%

6.5.1 Receita Bruta

A Receita Operacional Bruta atingiu o montante de R\$ 45,3 milhões no final do período em análise, contra R\$ 41,7 milhões do mesmo período de 2016, significando um crescimento de 8,6%, decorrente do reajuste do contrato de fornecimento com a CEB-D.

6.5.2 Custos e Despesas

Custos e Despesas Operacionais (R\$ mil)	2017	2016	Variação (%)
Energia Comprada para Revenda	(7.991)	(5.861)	36,3%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	(1.168)	(836)	39,7%
Pessoal e Administradores	(1.991)	(1.962)	-
Serviços de Terceiros	(5.320)	(4.504)	18,1%
Depreciação e Amortização	(4.681)	(5.620)	-16,7%
Perdas na Desativação de Bens	-	-	-
Outros Custos e Despesas	(1.479)	(594)	148,9%
Outros Custos e Despesas	(22.630)	(19.378)	16,8%

Em 2017 ocorreu um aumento do custo da energia contratada, R\$ 8 milhões contra R\$ 5,9 milhões em comparação com o período anterior, conforme detalhado nos quadros a seguir:

CONTRATAÇÃO DE ENERGIA	2017	2016
Energia Contratada no MRE - MWh	64.668	72.935
Energia Contratada no MCP / PLD - MWh	21.123	22.971
Energia Contratada no ACL - MWh	24.815	6.676
	110.606	102.582

PREÇO MÉDIO DA ENERGIA CONTRATADA

	2017	2016
Energia Contratada no MRE - R\$/MWh	20,31	16,23
Energia Contratada no MCP / PLD - R\$/MWh	442,34	105,41
Energia Contratada no ACL - R\$/MWh	241,21	169,30

CUSTO COM A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

	2017	2016
Energia Contratada no MCP / PLD - R\$	9.343.740	2.421.453
Repactuação GSF- R\$	(8.686.981)	(1.218.281)
Total MCP - CCEE	525.479	1.203.172
Energia Contratada no MRE - R\$	1.313.178	1.183.742
Ajustes Financeiros e Recontabilizações / CCEE - R\$	42.075	2.221.082
Amortização Seguro GSF- R\$	125.241	123.192
Energia Contrata no ACL - R\$	5.985.451	1.130.220
	7.991.424	5.861.407

O volume de energia contratada contabilizada em 2017 foi superior em 7,35% ao de 2016. Os custos de energia foram superiores em 36,3%, devido ao aumento de 320% do valor médio do PLD e de 42,5% do preço médio da contratação de energia no mercado livre, itens de maior influência nos custos. A necessidade de volume maior de energia em 2017 se deveu à baixa geração da Usina Corumbá III e à redução da Energia Assegurada do sistema (GSF).

O resultado no final no período em análise apresentou um Lucro Líquido de R\$ 14,5 milhões no final de 2017 contra R\$ 12,7 milhões no mesmo período de 2016, com aumento de 14,2%.

6.5.3 Resultado Financeiro

Resultado Financeiros Líquido (R\$ mil)	2017	2016	Variação (%)
Renda de Aplicações Financeiras	1.552	1.523	1,9%
Encargos do Financiamento BNDES	(3.827)	(4.859)	-21,2%
Outras Despesas Financeiras	(1.809)	(2.380)	-24,0%
Resultado Financeiro	(4.084)	(5.716)	-28,5%

A renda de aplicações financeiras permaneceu no mesmo patamar, mas os encargos do Financiamento reduziram em relação ao período anterior devido à amortização e à redução da Taxa de Juros de Longo Prazo, indexador do Financiamento contratado com o BNDES.

6.6 Perfil da Dívida

Para a implantação do empreendimento, a ECIII celebrou em 2009 um contrato de financiamento do BNDES, cuja taxa de juros é a TJLP mais SPREAD de 1,72 e prazo de 14 anos. A parcela superior a 6% da TJLP é capitalizada. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo devedor do financiamento são os seguintes:

FINANCIAMENTO BNDES		31/12/2017
Data:		
Saldo Devedor - CP		7.442.032
Saldo Devedor - LP		34.749.079
Saldo Devedor Total		42.191.111

6.7 Investimentos

Em 2017, a ECIII investiu R\$2,796 milhões no empreendimento UHE Corumbá III, em processos de desapropriação de terras e benfeitorias, revegetação da APP e em aquisições de sobressalentes.

Em 2018 há previsão de manutenção dos investimentos em função das atividades de revegetação.

Meio Ambiente e APP

O Consórcio Empreendedor Corumbá III - CEC III, em atendimento às condicionantes da Licença de Operação nº 844/2009 e da Licença de Funcionamento nº (LF 3061/2013), bem como aos preceitos ambientais vigentes, realizou uma série de atividades e programas ambientais, como forma de minimizar os impactos decorrentes da instalação do empreendimento, tais como: Monitoramento Sismológico; Monitoramento de qualidade de Água; Monitoramento de Ictiofauna; Plano da Assistência Social; Monitoramento climatológico; Monitoramento de fauna; Programa de comunicação Social e Educação Ambiental e Monitoramento dos focos erosivos, revegetação da APP, além do atendimento às exigências do Termo de Ajustamento de Conduta, assinado com o Ministério Público.

O Consórcio Empreendedor Corumbá III - CEC III, em atendimento às condicionantes da Licença de Operação nº 844/2009 e da Licença de Funcionamento nº (LF 3061/2013), bem como aos preceitos ambientais vigentes, realizou uma série de atividades e programas ambientais, como forma de minimizar os impactos decorrentes da instalação do empreendimento, tais como: Monitoramento Sismológico; Monitoramento de qualidade de Água; Monitoramento de Ictiofauna; Plano da Assistência Social; Monitoramento climatológico; Monitoramento de fauna; Programa de comunicação Social e Educação Ambiental e Monitoramento dos focos erosivos, revegetação da APP, além do atendimento às exigências do Termo de Ajustamento de Conduta, assinado com o Ministério Público.

Conclusão

A Administração da ECIII manifesta sua satisfação pelo êxito de seus esforços, no estabelecimento das condições legais, estratégicas, ambientais e financeiras que permitiram a operação da UHE Corumbá III, com a disponibilidade de sua potência total, sem nenhuma restrição técnica. Neste sentido vem de público agradecer o apoio incondicional recebido dos acionistas da Empresa, a colaboração de seus servidores e contratados, bem como a parceria com a Geração CIII, subsidiária da Neoenergia, consubstanciada nas ações do Consórcio Empreendedor Corumbá III. Apresentamos a seguir as Demonstrações Financeiras do exercício encerrado em 31/12/2017/bem como o parecer dos auditores independentes:

BALANÇO PATRIMONIAL EM 31 DE DEZEMBRO

(Valores expressos em Reais, sem centavos)

	NOTAS	2017	2016		NOTAS	2017	2016
ATIVO				PASSIVO			
CIRCULANTE				CIRCULANTE			
Caixa e equivalente de caixa	5	16.096.899	20.214.777	Fornecedores	14	900.124	958.603
Concessionárias e permissionárias	6	5.283.344	4.882.298	Folha de pagamento	15	72.823	69.483
Valores a reembolsar	7	-	36.335	Empréstimos e financiamentos	16	7.442.032	7.492.468
Almoxxarifado operacional	8	576.138	506.659	Taxas e encargos regulamentares	17	1.183.778	1.009.438
Adiantamentos		10.810	12.260	Tributos e contribuições sociais	18	626.046	594.138
TOTAL DO CIRCULANTE		21.967.191	25.652.329	Uso do Bem Público	21	961.123	-
NÃO CIRCULANTE				Dividendos a pagar	20	3.617.309	3.182.863
Depósitos Judiciais - Trabalhista CEC III	9	11.491	-	Dívidas com pessoas ligadas	19	1.445.541	945.337
Energia elétrica (GSF)	10	2.349.315	2.474.557	Provisões para demandas judiciais	27	-	325.070
Aportes de Investimento		933.679	693.358	TOTAL DO CIRCULANTE		16.248.777	14.577.400
Fundos vinculados	11	4.769.540	4.439.725	NÃO CIRCULANTE			
Imobilizado	12	197.163.531	194.424.927	Dívidas com pessoas ligadas	19	627.660	563.924
Intangíveis	13	3.907.355	4.083.304	Empréstimos e financiamentos	16	34.749.079	41.615.005
TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE		209.134.912	206.115.871	Uso do bem público	21	6.211.391	7.296.238
TOTAL DO ATIVO		231.102.103	231.768.200	Provisões para demandas judiciais	23	6.585.191	-
				Pesquisa e desenvolvimento		392.924	392.924
				TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE		48.566.245	49.868.091
				PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
				Capital social	22	121.586.088	121.586.088
				Reservas de lucros		35.295.987	45.736.621
				Proposta para distribuição de Dividendos Adicionais		9.405.005	-
				TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		166.287.080	167.322.709
				TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		231.102.103	231.768.200

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADO - PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO

(Valores expressos em Reais, sem centavos)

ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A.

CNPJ 04.631.430/0001-62

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017

(Em reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Energética Corumbá III S.A. ("Companhia") é uma sociedade por ações, constituída em 25 de julho de 2001, que tem por objetivo principal a exploração de geração de energia elétrica da Usina de Corumbá III, situada no Rio Corumbá, no município de Luziânia, Estado de Goiás. A construção da Usina de Corumbá III, com potência instalada de 93,6 MW, foi feita em parceria com a Geração CIII S.A., nos percentuais de 40% (quarenta por cento) para a Energética Corumbá III S.A. e 60% (sessenta por cento) para a Geração CIII S.A. Os investimentos para a construção foram feitos mediante a constituição de um Consórcio denominado Consórcio Empreendedor Corumbá III. O início da operação comercial ocorreu em 24 de outubro de 2009, com a operação da primeira turbina. Em 30 de janeiro de 2010 entrou em operação a segunda turbina. A atividade de exploração de geração de energia elétrica é regulamentada e fiscalizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME.

1.1 Concessões

O Contrato de Concessão nº 126/2001, de 7 de novembro de 2001 foi firmado entre a Companhia e a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, e aditivado em 25 de novembro de 2007, no tocante a transferência parcial de titularidade para a Geração CIII S.A. Este contrato de concessão garante o direito de exploração pelo prazo de 35 anos, com vencimento para 07 de novembro de 2036. Em razão da repactuação da GSF ocorrida em 2015 o prazo foi estendido por mais 100 dias tendo o vencimento da concessão alterado para 14 de fevereiro de 2037.

A energia gerada é comercializada pelas consorciadas (Energética/Corumbá III S.A e Geração CIII S.A.), com a venda da energia contratada aplicada pela CEB Distribuição S.A. e reajustado anualmente.

2. RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

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

2.1 Base para preparação

As demonstrações financeiras foram preparadas e estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos, orientações e interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC") e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade ("CFC") e de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro, o *International Financial Reporting Standards* ("IFRS") emitidas pelo *International Accounting Standards Board* ("IASB"), e com as normas da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas e premissas contábeis que exigem o exercício de julgamento por parte da Administração da Companhia. Tais julgamentos são revistos de maneira contínua e revisões com relação às estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas são revisadas e ou em quaisquer períodos futuros afetados.

Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras individuais, estão divulgadas na Nota 3.

Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem a seleção de vidas úteis do ativo imobilizado e de sua recuperabilidade nas operações, avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo e pelo método de ajuste a valor presente, análise do risco de crédito para determinação da provisão para devedores duvidosos, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências.

A emissão das demonstrações financeiras foi autorizada pela Administração em 8 de janeiro de 2018. A Companhia adotou todas as normas, revisões de normas e interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2017. As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor. As principais práticas contábeis adotadas pela Companhia estão descritas abaixo:

2.2 Regulatórios

2.2.1 Liminares referentes ao Risco Hidrológico

No decorrer de 2015 diversas empresas de geração obtiveram liminares para isenção do pagamento do custo decorrente de a GSF ser menor que a unidade. A CCEE ratou os valores cobertos pelas liminares para os demais agentes que estavam desprotegidos. Inicialmente, em agosto de 2015, a ECIII pagou R\$ 1,275 milhão por conta desse rateio. Imediatamente a ECIII, entrou com pedido de liminar, a qual foi atendida em relação ao não rateio dos custos decorrentes da GSF oriundo da isenção de pagamento obtida judicialmente por outras empresas. Mesmo assim, a CCEE se apropriou em outubro do saldo da conta da ECIII junto ao Bradesco, utilizada exclusivamente para as liquidações, de R\$ 1,672 milhão de um montante cobrado de R\$ 95 milhões. Após sucessivas reiterações de decisões liminares a favor da ECIII, a CCEE, por decisão de seu Conselho de Administração, resolveu não mais cobrar os valores correspondentes ao rateio, bem como efetuou ressarcimento em parte à ECIII, no 1º trimestre de 2016.

2.2.2 Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

a) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE): São programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras, transmissoras e geradoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas.

b) Taxa de fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEJE): Os valores da taxa de fiscalização incidem sobre a distribuição de energia elétrica são diferenciados e proporcionais ao porte do serviço concedido, calculados anualmente pela ANEEL, considerando o valor econômico agregado pelo concessionário.

c) Uso do bem público: Corresponde aos valores estabelecidos no contrato de concessão para exploração do potencial de energia hidráulica a qual é registrado pelo valor das retribuições ao poder concedente pelo aproveitamento do potencial hidrelétrico, descontada a valor presente a taxa implícita do projeto.

2.2.3 Repactuação do Risco Hidrológico – Acordo GSF:

A Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, dentre outras questões, tratou sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. De acordo com o disposto no Art. 1º desta norma, o risco hidrológico suportado pelos agentes de geração de energia elétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da ANEEL, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração de energia hidrelétrica.

A ANEEL, em função do disposto na Lei, por meio da Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, estabeleceu os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do MRE.

Observados os critérios e condições definidas na norma, a Energética Corumbá III SA, por meio da carta ECIII 035/2015, de 22 de dezembro de 2015, encaminhou à SRM – Superintendência de Regulação de Estudos do Mercado, manifestação de seu interesse na Repactuação do Risco

Hidrológico. A ANEEL, por meio do Despacho 034/16, de 11 de janeiro de 2016, anuiu à Repactuação do Risco Hidrológico pleiteado pela ECIII.

Por meio da correspondência ECIII 003/2016, a SRM encaminhou o Termo de Repactuação do Risco Hidrológico nº 35/016, em 14 de janeiro de 2016, bem como a manifestação de desistência da Ação Ordinária nº 55571-48-2015.4.01.3400, que questionava os efeitos financeiros decorrentes de a GSF ser menor que a unidade, condição essencial para o efeito da Repactuação do Risco Hidrológico. Conforme determinada pelo Conselho de Administração e Assembleia Geral dos Acionistas, a ECIII optou pela repactuação, assumindo o risco hidrológico de 10%, ou seja, a companhia estará protegida contra os efeitos de GSF menor que 90%. Nesta opção, o prêmio é de 1,25 R\$/MWh. O recolhimento do prêmio contratado somente ocorrerá a partir de 07 de novembro de 2036, durante o período de extensão do contrato, o qual terá sua data final de encerramento alterada para 14 de fevereiro de 2037.

O montante de potência repactuado foi de 19,59991 MW médios. O resultado a ser ressarcido referente aos efeitos da repactuação no ano de 2015, calculado pelo custo de 15,13 R\$/MWh, referidos a janeiro de 2015, conforme Resolução 684/2015, totaliza R\$ 2,597 milhões.

Durante o ano de 2016 ocorreu o início da amortização desse valor correspondendo aos 12 meses de 2016 e permanecerá até o final da extensão do contrato de concessão, ou seja em 14 de fevereiro de 2037.

2.3 Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários, investimentos de curto prazo de alta liquidez, com risco insignificante de mudança de valor, e contas garantidas liquidadas em curto espaço de tempo.

2.4 Instrumentos financeiros

2.4.1 Classificação

A Companhia classifica seus ativos financeiros nas seguintes categorias: mensurados ao valor justo através do resultado e empréstimos e recebíveis. A Administração determina a classificação de seus ativos financeiros no reconhecimento inicial, dependendo da finalidade para a qual os ativos financeiros foram adquiridos. Nestas demonstrações financeiras a Companhia possui os seguintes instrumentos financeiros:

i. Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Os ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado são ativos financeiros mantidos para negociação. Um ativo financeiro é classificado nessa categoria se foi adquirido, principalmente, para fins de venda no curto prazo. Os ativos dessa categoria são classificados como ativos circulantes.

ii. Empréstimos e recebíveis.

Os empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis, que não são cotados em um mercado ativo. São incluídos como ativo circulante, exceto aqueles com prazo de vencimento superior a 12 meses após a data de emissão do balanço (estes são classificados como ativos não circulantes). Os empréstimos e recebíveis da Companhia compreendem "Contas a receber de clientes e demais contas a receber".

A Companhia não opera com derivativos e também não aplica a metodologia denominada contabilidade de operações de hedge (hedge accounting).

2.4.2 Reconhecimento e mensuração

As compras e as vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação - data na qual a Companhia se compromete a comprar ou vender o ativo. Os valores são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo, acrescidos dos custos da transação para todos os ativos financeiros não classificados como ao valor justo por meio do resultado. Os custos das transações dos ativos financeiros classificados como valor justo por meio do resultado (destinados à negociação) são reconhecidos no resultado. Os empréstimos e recebíveis são mensurados pelo valor do custo amortizado.

Os ativos financeiros são baixados quando os direitos de receber fluxos de caixa dos investimentos tenham vencido ou tenham sido transferidos; neste último caso, desde que a Companhia tenha transferido, significativamente, todos os riscos e os benefícios da propriedade.

Os ganhos ou as perdas decorrentes de variações no valor justo de ativos financeiros mensurados ao valor justo através do resultado são apresentados na demonstração do resultado em "outros ganhos (perdas)", líquidos no período em que ocorrem.

2.4.3 Compensação de instrumentos financeiros

Ativos e passivos financeiros são compensados e o valor líquido é reportado no balanço patrimonial, quando há um direito legalmente aplicável de compensar os valores reconhecidos e há uma intenção de liquidá-lo, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

2.4.4 Impairment de ativos financeiros – Ativos negociados ao custo amortizado

A Companhia avalia, ao final de cada exercício, se há evidência objetiva de que o ativo financeiro ou o grupo de ativos financeiros está deteriorado. Um ativo ou grupo de ativos financeiros está deteriorado e os prejuízos de *impairment* são incorridos somente se há evidência objetiva de *impairment* como resultado de um ou mais eventos ocorridos após o reconhecimento inicial dos ativos ("evento de perda") e aquele evento (ou eventos) de perda tem um impacto nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro ou grupo de ativos financeiros que pode ser estimado de maneira confiável. Os critérios que a Companhia usa para determinar se há evidência objetiva de uma perda por *impairment* incluem:

i. Dificuldade financeira relevante do emitente ou tomador;

ii. Uma quebra de contrato, como inadimplência ou mora no pagamento dos juros ou principal;

iii. A Companhia, por razões econômicas ou jurídicas relativas à dificuldade financeira do tomador de empréstimo, garante ao tomador uma concessão que o credor não consideraria;

iv. Torna-se provável que o tomador declare falência ou outra reorganização financeira;

v. O desaparecimento de um mercado ativo para aquele ativo financeiro devido às dificuldades financeiras; ou

vi. Dados observáveis indicando que há uma redução mensurável nos fluxos futuros de caixa estimados a partir de uma carteira de ativos financeiros desde o reconhecimento inicial daqueles ativos, embora a diminuição não possa ainda ser identificada com os ativos financeiros individuais na carteira, incluindo:

• Mudanças adversas na situação do pagamento dos tomadores de empréstimo na carteira;

• Condições econômicas nacionais ou locais que se correlacionam com as inadimplências sobre os ativos na carteira.

O montante da perda por *impairment* é mensurado como a diferença entre o valor contábil dos ativos e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados (excluindo os prejuízos de crédito futuro que não foram incorridos), descontados à taxa de juros em vigor original dos ativos financeiros. O valor contábil do ativo é reduzido e o valor do prejuízo é reconhecido na demonstração do resultado. Se um empréstimo ou investimento tiver uma taxa de juros variável, a taxa de desconto para medir uma perda por *impairment* é a taxa taxa de juros efetiva determinada de acordo com o contrato. Como um expediente prático, a Companhia pode mensurar o *impairment* com base no valor justo de um instrumento utilizando um preço de mercado observável.

Se, num exercício subsequente, o valor da perda por *impairment* diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente com um evento que ocorreu após o *impairment* ser reconhecido (como uma melhoria na classificação de crédito do devedor), a reversão da perda por *impairment* reconhecida anteriormente será reconhecida na demonstração do resultado.

2.5 Contas a receber de clientes

As contas a receber de clientes correspondem aos valores a receber de clientes no decurso normal das atividades da Companhia. Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos (ou outro que atenda o ciclo normal de operações da Companhia), as contas a receber são classificadas no ativo circulante.

Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante. Incluem os valores relativos ao suprimento de energia elétrica faturada e não faturada, inclusive a comercialização de energia elétrica efetuada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

As contas a receber de clientes são, inicialmente, reconhecidas pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado com o uso do método da taxa de juros efetiva menos a estimativa para crédito de liquidação duvidosa. Na prática, dado o prazo de cobrança, são normalmente reconhecidas ao valor faturado, ajustado pela provisão para *impairment*, se necessária.

2.6 Estimativa para créditos de liquidação duvidosa – *impairment*

Constituída com base na estimativa das possíveis perdas que possam ocorrer na cobrança destes créditos. A estimativa para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida quando existe uma evidência objetiva de que a Companhia não será capaz de cobrar todos os valores devidos de acordo com os prazos originais das contas a receber.

2.7 Estoques

Os materiais e equipamentos em estoque, classificados na rubrica ("outros ativos") no ativo circulante (auxílios de manutenção e administrativo) estão registrados ao custo de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização, deduzidos da estimativa para perdas, quando aplicável.

2.8 Despesas pagas antecipadamente

Os valores registrados no ativo representam as despesas pagas antecipadamente de seguros, para apropriação conforme o regime de competência, isto é, amortizadas linearmente pelo prazo de vigência da apólice, bem como gastos incorridos com o sistema de banco de dados de cadastramento das propriedades nas bordas dos reservatórios, amortizadas linearmente pelo prazo da concessão.

2.9 Serviços em curso

Os valores registrados nessa rubrica referem-se aos recursos aplicados em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, em consonância com a Resolução ANEEL nº 444/2001. Quando da conclusão dos projetos, estes são submetidos à aprovação da superintendência da ANEEL, responsável pela avaliação e baixados em contrapartida da conta do passivo de P&D.

2.10 Ativos intangíveis

2.10.1 Softwares

As licenças de softwares adquiridas são capitalizadas com base nos custos incorridos para adquirir os softwares e fazer com que eles estejam prontos para serem utilizados. Esses custos são amortizados durante sua vida útil estimável de cinco anos. Os custos associados à manutenção de softwares são reconhecidos como despesa, conforme incorridos. Os custos de desenvolvimento que são diretamente atribuíveis ao projeto e aos testes de produtos de softwares identificáveis e exclusivos, controlados pela Companhia, são reconhecidos como ativos intangíveis.

2.10.2 Utilização de bem público - UBP

Pela exploração da geração de energia elétrica outorgada através dos contratos de concessões, a Companhia pagou, ao longo de cinco anos, contados a partir das assinaturas dos contratos, valores anuais, em parcelas mensais, referentes à UBP. Tais desembolsos, a valores históricos, foram reconhecidos no grupo de intangíveis e são amortizados ao longo do período de concessão.

2.11 Imobilizado

Os itens do imobilizado são apresentados pelo custo histórico ou atribuído menos depreciação acumulada. Com exceção dos terrenos, todos os bens, ou conjuntos de bens que apresentavam valores contábeis substancialmente diferentes dos valores justos na data da adoção das novas práticas contábeis tiveram o valor justo como custo atribuído na data de transição em 1º de janeiro de 2009. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuíveis à aquisição dos itens e de ativos qualificadores. Os terrenos foram mantidos a custo histórico devido a Companhia entender que são os valores aceitos pelo órgão regulador para fins de indenização ao final da concessão. Os custos subsequentes aos valores históricos são incluídos no valor contábil do ativo ou reconhecidos como um ativo separado, conforme apropriado, somente quando for provável que fluam benefícios econômicos futuros associados ao item e que o custo do item possa ser mensurado com segurança. O valor contábil de itens ou peças substituídos é baixado. Todos os outros reparos e manutenções são lançados em contrapartida ao resultado do exercício, quando incorridos. Os terrenos não são depreciados. A depreciação de outros ativos é calculada usando o método linear para alocar seus custos aos seus valores residuais durante a vida útil-econômica remanescente. A Administração da Companhia entende, suportada por seus assessores legais, que não houve, até o momento, alteração nas condições de indenização dos ativos a serem revertidos ao final da Concessão e que possui o direito à indenização do valor residual de todos os bens vinculados e reversíveis, inclusive dos terrenos, considerando os fatos e circunstâncias disponíveis atualmente. Caso haja legislação nova que venha a alterar as condições atuais, a Companhia avaliará os efeitos correspondentes, em suas demonstrações financeiras. Os valores de depreciação e valores residuais dos ativos são revistos e ajustados, se apropriado, ao final de cada exercício. O valor contábil de um ativo é imediatamente baixado para seu valor recuperável se o valor contábil do ativo for maior do que seu valor recuperável estimado. Os ganhos e as perdas de alienações são determinados pela comparação dos resultados das alienações com o valor contábil residual e são reconhecidos na demonstração do resultado do exercício em "Outras despesas operacionais".

2.12 Contratos de Concessão

Em 7 de novembro de 2001, a Companhia e a ANEEL assinaram o contrato de Concessão de Geração nº 126/2001, que regula as concessões de UBP para geração de energia elétrica. O contrato concede à Companhia o direito de produção e comercialização de energia elétrica na condição de produtor independente, e, aditivado em 25 de novembro de 2007, no tocante a transferência parcial de titularidade para a Geração CIII S.A. O prazo de duração da concessão e do contrato é de 35 anos a partir da data de assinatura do mesmo, podendo ser prorrogado a critério do Poder Concedente. Conforme determinada pelo Conselho de Administração e Assembleia Geral dos Acionistas, a ECIII optou pela repactuação, assumindo o risco hidrológico de 10%, ou seja, a companhia estará protegida contra os efeitos de GSF menor que 90%. Nesta opção, o prêmio é de 1,25 R\$/MWh. O recolhimento do prêmio contratado somente ocorrerá a partir de 07 de novembro de 2036, durante o período de extensão do contrato, o qual terá sua data final de encerramento alterada para 14 de fevereiro de 2037.

9 PARTES RELACIONADAS

9.1 Transações e Saldos

a) Composição:

Grupo	Descrição	31/12/2017	31/12/2016
ATIVO	Créditos com Pessoas Ligadas	5.283.344	4.882.298
	Suprimento - CEB Distribuição	273.776	277.776
	Adiantamento a Fornecedores - CECIII	659.903	415.583
	Aporte de Investimentos (a)	11.491	0
	Depósitos Judiciais - Desapropriações(c)	6.228.514	5.575.656
PASSIVO	Encargos de Uso de Rede - CEB D	88.473	99.012

Dividas com Pessoas Ligadas

Cons.Empr.Corumbá III - Aporte Operacional	938.135	359.272
Cons.Empr.Corumbá III - Aporte Investimento	425.522	498.371
Comissão Comprometimento - Neoenergia	81.884	87.694
Coligadas e Controladas ou Controladoras (b)	-	397.174
Fornecedores - Materiais e Serviços	99.770	105.870
Retenções Contratuais - Serviços (b)	527.890	60.881
	2.073.201	1.509.261

PASSIVO

Dividendos a pagar			
Companhia Energética de Brasília - CEB	1.378.023	1.212.519	
CELG - Geração e Transmissão - CELG GT	1.378.029	1.212.519	
Geração CIII S.A.	861.264	757.824	
	3.617.309	3.081.620	
RESULTADO	Reculta de Suprimento - CEB Distribuição S.A	45.036.184	41.738.713

a) Detalhamento das Transações com Partes Relacionadas

b) Refere-se a valores a aporlar pela Energética Corumbá III S/A no Consórcio Empreendedor Corumbá III, para fazer face aos investimentos na UHE Corumbá III SA.

c) Refere-se a valores a aporlar pela Energética Corumbá III S/A no Consórcio Empreendedor Corumbá III, relativos a retenções Contratuais e Fornecedores, que foram Imobilizados pelo Consórcio, sem solicitação de aportes (Retenções Contratuais e dívidas com Fornecedores).

Os principais saldos de ativos e passivos em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, assim como as transações relativas a operações com partes relacionadas, decorrem de transações da Companhia com seus acionistas.

As operações de venda de energia efetuada junto a CEB Distribuição S.A são feitas a valores de mercado, conforme Contrato de Compra e Venda (PPA) firmado entre as partes.

10. REPACTUAÇÃO GSF RESOLUÇÃO 684

A Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, dentre outras questões tratou sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. De acordo com o disposto no Art. 1º da norma, o risco hidrológico suportado pelos agentes de geração de energia elétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE poderá ser repactuado pelos geradores, desde que haja anuência da ANEEL, com efeitos a partir de 1º de janeiro de 2015, mediante contrapartida dos agentes de geração de energia hidrelétrica.

A ANEEL, em função do disposto na Lei, por meio da Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015, estabeleceu os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do MRE.

Observados os critérios e condições definidas na norma, a Energética Corumbá III SA, por meio da carta ECIII 035/2015, de 22 de dezembro de 2015, encaminhou à SRM – Superintendência de Regulação de Estudos do Mercado, manifestação de seu interesse na Repactuação do Risco Hidrológico. A ANEEL, por meio do Despacho 034/16, de 11 de janeiro de 2016, anuiu à Repactuação do Risco Hidrológico pleiteado pela ECIII.

Por meio da correspondência ECIII 003/2016, a SRM encaminhou o Termo de Repactuação do Risco Hidrológico nº 35/2016, em 14 de janeiro de 2016, bem como a manifestação de desistência da Ação Ordinária nº 55571-48-2015.4.01.3400, que questionava os efeitos financeiros decorrentes de a GSF ser menor que a unidade, condição essencial para o efeito da Repactuação do Risco Hidrológico. Conforme determinada pelo Conselho de Administração e Assembleia Geral dos Acionistas, a ECIII optou pela repactuação, assumindo o risco hidrológico de 10%, ou seja, a companhia estará protegida contra os efeitos de GSF menor que 90%. Nesta opção, o prêmio é de 1,25 R\$/MWh. O recolhimento do prêmio contratado somente ocorrerá a partir de 07 de novembro de 2036, durante o período de extensão do contrato, o qual terá sua data final de encerramento alterada para 14 de fevereiro de 2037.

O montante de potência repactuado foi de 19,59991 MW médios. O resultado a ser ressarcido referente aos efeitos da repactuação no ano de 2015, calculado pelo custo de 15,13 R\$/MWh, referidos a janeiro de 2015, conforme Resolução 684/2015, totaliza R\$ 2,597 milhões.

O montante de 2,597 milhões estão sendo amortizados e reconhecidos no exercício de 2017.

10. REPACTUAÇÃO GSF- RESOLUÇÃO 684/2016

	31/12/2017	31/12/2016
Energia Elétrica	2.349.315	2.474.557
	2.349.315	2.474.557

11. FUNDOS VINCULADOS

	31/12/2017	31/12/2016
Depósitos Vinculados ao BNDES		
Serviço da Dívida	3.745.831	3.486.806
Operação e Manutenção	1.023.710	952.920
	4.769.540	4.439.725

Refere-se à aplicação no Fundo de Investimento 33, administrado pela BRB – Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., conforme Parágrafo Segundo e Terceiro da Cláusula Nona do contrato de Empréstimo e Financiamento BNDES 9200249.1, de 03 de julho de 2009, o qual determina que seja assegurado o saldo necessário nas contas Serviço da Dívida e Operação e Manutenção, equivalente ao montante de 3 (três) vezes a última parcela vencida, incluindo o principal, juros e demais acessórios do contrato. Em 31 de dezembro de 2017, ocorreu aumento de 7,43% nas aplicações financeiras em relação ao saldo em 31 de dezembro de 2016, em função do aumento das disponibilidades financeiras.

12. IMOBILIZADO

Refere-se, principalmente, a investimentos na Usina Hidrelétrica Corumbá III, correspondente à participação proporcional da Energética Corumbá III S/A no empreendimento (40%). A Usina entrou em operação comercial em 24 de outubro de 2009, constituída com os bens novos e ativados em serviço nesta data e os valores avaliados foram apresentados tanto para o custo como para a depreciação acumulada, integralmente adequada ao preço de mercado.

Em novembro de 2016 o CEC III transferiu para o Imobilizado em Serviço o Adiantamento a Fornecedores que estava imobilizado em Curso em razão da realização do Acondio Global consolidado pela Escritura Pública de Transação - Outorgão registrado sob o Livro 3659, Folha 130 Ato 033 no 15º Ofício de Nota, realizado entre Consórcio Empreendedor Corumbá III e os seus Fornecedores, possibilitando a baixa das Retenções Contratuais.

Essa transferência foi realizada pelos seguintes critérios:

1. Créditos Lançados em 2016

Em 2016 foram feitos os seguintes lançamentos:

√ Baixa das retenções da Energy Power, em função do Acordo Global assinado em novembro de 2016 entre CECIII, GCIII e ECIII, entre outros para a solução de todas as divergências até então existentes, no valor de R\$ 9.594.599,74 (nove milhões quinhentos e noventa e quatro mil quinhentos e noventa e nove reais e setenta e cinco centavos);

√ Baixa das retenções da EIT, em função do Acordo Global assinado em novembro de 2016 entre CECIII, GCIII e ECIII, entre outros para a solução de todas as divergências até então existentes, no valor de R\$ 11.714.469,45 (onze milhões setecentos e quatorze mil quatrocentos e sessenta e nove reais e quarenta e cinco centavos), baseado no princípio da solidariedade entre as empresas consorciadas do consórcio EPC.

√ Lançamento de ajustes de pequenos valores totalizando R\$ 3.949,50 (três mil novecentos e quarenta e nove reais e cinquenta centavos), conforme já referido acima.

Contrato de Concessão	Usina	Tipo	Rio	Potência Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW Médio)	Início da Concessão	Vencimento da Concessão
-----------------------	-------	------	-----	-------------------------	-------------------------------	---------------------	-------------------------

126/2001	UHE CORUMBÁ III	Hidrelétrica	Corumbá - GO	96,447	50,9	07/11/2001	14/02/2037
----------	-----------------	--------------	--------------	--------	------	------------	------------

2.13 Impairment de ativos não financeiros

Os ativos sujeitos à depreciação ou amortização são revisados para a verificação de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunst

ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A.
CNPJ 04.631.430/0001-62

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017
(Em reais, exceto quando indicado de outra forma)

✓ Acréscimo de um crédito no valor de R\$ 102.951,39 (cento e dois mil novecentos e cinquenta e um reais e trinta e nove centavos) e correspondente ao estorno da retenção contratual da Embrace, subfornecedor da Energy Power.
Após esses lançamentos, restou-se um saldo final de R\$ 12.693.351,71.

2. Destinação do Saldo Final

Observa-se que a Energy Power, como epesista, era a empresa responsável pelo fornecimento de bens e serviços para a montagem da UHE Corumbá III.
Todos os equipamentos foram fornecidos e as Notas Fiscais foram emitidas pelos fornecedores. Todos os serviços foram efetivamente prestados, haja vista que as unidades geradoras da UHE Corumbá III entraram em operação em outubro de 2009 e janeiro de 2010, mas somente parte das Notas Fiscais de serviços, emitidas diretamente pelos subfornecedores, foi apresentada para propiciar a baixa dos adiantamentos feitos.
Em levantamento realizado pela Baker Tilly do Brasil, conforme Relatório de Auditoria Especial para o Encontro de Contas da UHE Corumbá III em 2011 foi verificado o saldo de serviços subcontratados pela Energy Power e de custos internos incorridos e BDI em valor superior ao saldo remanescente da conta de "Adiantamento a Fornecedores".
A existência desse saldo final é decorrente do fato de a Energy Power não ter emitido à época, as Notas Fiscais de Serviços, em função das graves divergências existentes entre as partes que culminaram em várias ações judiciais e a instauração de procedimentos de arbitragens.
Portanto, pode-se concluir que saldo final da conta de "Adiantamento a Fornecedores" se refere a serviços de montagem dos equipamentos eletromecânicos da Usina e da Linha de Transmissão.
Para a imobilização do saldo pendente de comprovação foram adotados os seguintes critérios:
✓ O valor de R\$ 10.593.170,66 (dez milhões quinhentos e noventa e três mil cento e setenta reais e sessenta e seis centavos) foi rateado proporcionalmente aos itens orçamentários correspondentes, baseado nos valores da guia OPE (Orçamento Padrão Eletrobrás) constante da planilha anexa.
✓ Os adiantamentos da subfornecedora GE Hidro referentes ao comissionamento dos geradores, totalizando R\$ 2.100.181,05 (dois milhões cem mil cento e oitenta e um reais e cinco centavos) foram alocados diretamente aos geradores.

Regularização ADIANTAMENTO FORNECEDORES - ENERG E SUBCONTRATADAS	
NOVEMBRO/2016	
UC - RATEIO - Adiantamento a Fornecedores	% Rateio
Comporta enseca-deira	2,55%
Comportas e guinchos	3,90%
Geradores	26,56%
Turbinas	24,10%
Equipamentos e Montagem eletromecânica	5,71%
Equipamento de levantamento	4,88%
Linha de transmissão	16,06%
Sistemas auxiliares elétricos	3,65%
Sistemas auxiliares mecânicos	6,23%
Transformador e barramentos	6,39%
Sub Total: RATEIO	100%
GERADOR 1 - Alocação direta	USINA
GERADOR 2 - Alocação direta	USINA
TOTAL - VALOR A IMOBILIZAR	12.693.351,71

UC - RATEIO - Adiantamento a Fornecedores	% Rateio	Instalação	Valores Rateados
Comporta enseca-deira	2,55%	USINA	269.800,27
Comportas e guinchos	3,90%	USINA	412.863,46
Geradores	26,56%	USINA	2.813.158,35
Turbinas	24,10%	USINA	2.552.819,74
Equipamentos e Montagem eletromecânica	5,71%	SE	604.468,06
Equipamento de levantamento	4,88%	USINA	516.460,71
Linha de transmissão	16,06%	LT	1.700.834,98
Sistemas auxiliares elétricos	3,65%	USINA	386.430,82
Sistemas auxiliares mecânicos	6,23%	USINA	659.872,91
Transformador e barramentos	6,39%	USINA	676.461,36
Sub Total: RATEIO	100%		10.593.170,66
GERADOR 1 - Alocação direta		USINA	1.025.221,85
GERADOR 2 - Alocação direta		USINA	1.074.959,20
TOTAL - VALOR A IMOBILIZAR			12.693.351,71

3. Saldo da Conta após os Lançamentos feitos em 2016:

Saldo da Conta em 31/12/2015	R\$	34.109.321,79
(-) Baixa das Retenções de Fatura Proforma	R\$	9.594.599,74
(-) Baixa das Retenções EIT	R\$	11.714.469,45
(-) Baixa das Retenções Embrace	R\$	102.951,39
(-) Baixa referente a pequenos ajustes	R\$	3.949,5
Saldo da conta a ser imobilizado	R\$	12.693.351,71
(-) Lançamentos referentes à imobilização	R\$	12.693.351,71
Saldo da conta em 31/12/2016	R\$	0,00

4. A distribuição nas respectivas rubricas:

Imobilizado em Serviço	CEC III	ECIII - 40%
Reservatórios Barragens e Adutoras	682.663,73	273.065,49
Máquinas e Equipamentos	9.088.754,67	3.635.501,87
Máquinas e Equipamentos - Transm. Conexão	2.921.933,31	1.168.773,32
Total	12.693.351,71	5.077.340,68

Após a transferência a Composição do Imobilizado ficou da seguinte forma:

Imobilizado em Serviço	31/12/2017		31/12/2016	
	Custo	Dep.	Líquido	Líquido
Terrenos	28.146.349	-	28.146.349	-
Reservatórios, Barragens e Adutoras	128.202.735	(20.661.651)	107.541.084	111.628.643
Edificações, Obras Cíveis e Benefetórias	13.229.373	(2.186.502)	11.042.872	11.622.413
Máquinas e Equipamentos	49.995.364	(12.196.030)	37.799.335	41.688.843
Veículos	-	-	-	-
Móveis e Utensílios	109.567	(45.052)	64.515	77.174
Total em Serviço	219.683.389	(35.089.235)	184.594.154	193.163.422
Imobilizado em Curso				
Terrenos	7.690.169	-	7.690.169	(18.066.848)
Reservatórios, Barragens e Adutoras	777.630	-	777.630	(10.672.804)
Edificações, Obras Cíveis e Benefetórias	439.682	-	439.682	-
Máquinas e Equipamentos	560	-	560	(37.267)
Veículos	-	-	-	-
Móveis e Utensílios	-	-	-	-
Adiantamento a Fornecedores	-	-	-	-
Depósitos Judiciais	3.661.337	-	3.661.337	-
Total em Curso	12.569.377	-	12.569.377	(28.776.919)
Total do Imobilizado	232.252.766	(35.089.235)	197.163.531	164.386.503

Depreciação	Custo	%	Taxas Média		Depreciação.
			Depreciado	Acumulada	
Terrenos	28.146.349	-	-	-	-
Reservatórios, Barragens e Adutoras	128.202.735	16	0,02	(20.661.651)	-
Edificações, Obras Cíveis e Benefetórias	13.229.373	17	0,02	(2.186.502)	-
Máquinas e Equipamentos	49.995.364	24	0,03	(12.196.030)	-
Veículos	-	-	-	-	-
Móveis e Utensílios	109.567	41	0,06	(45.052)	-
Total	219.683.389	-	-	(35.089.235)	-

b) Movimentação

Imobilizado em Serviço	31/12/2016	Adições	Transferências	Baixas	Estornos	31/12/2017
Custo						
Terrenos	28.146.349	-	-	-	-	28.146.349
Reservatórios, Barragens e Adutoras	127.063.022	-	1.263.714	-	(124.000)	128.202.735
Edificações, Obras Cíveis e Benefetórias	13.229.373	-	-	-	-	13.229.373
Máquinas e Equipamentos	49.934.675	720	61.770	-	(1.801)	49.995.364
Veículos	-	-	-	-	-	-
Móveis e Utensílios	107.026	-	2.649	-	(108)	109.567
Total em Serviço	218.480.445	720	1.328.133	-	(125.909)	219.683.389
Depreciação Acumulada						
(-) Deprec. - Reservatórios, Barragens e Adutoras	(18.066.848)	(2.594.803)	-	-	-	(20.661.651)
(-) Deprec. - Edificações, obras cíveis e Benefetórias	(1.896.590)	(289.912)	-	-	-	(2.186.502)
(-) Deprec. - Máquinas e Equipamentos	(10.672.804)	(1.524.167)	-	979	(37)	(12.196.030)
(-) Deprec. - Veículos	-	-	-	-	-	-
(-) Deprec. - Móveis e Utensílios	(37.267)	(7.785)	-	-	-	(45.052)
Total em Curso	(30.673.509)	(4.416.668)	-	979	(37)	(35.089.235)

Imobilizado Líquido	31/12/2016	Adições	Transferências	Baixas	Estornos	31/12/2017
Imobilizações em Curso						
Terrenos	2.126.421	7.285.432	260.797	-	(1.982.481)	7.690.169
Reservatórios, Barragens e Adutoras	434.948	497.481	(1.263.714)	-	1.108.915	777.630
Edificações, Obras Cíveis e Benefetórias	-	-	-	-	439.682	439.682
Máquinas e Equipamentos	23.909	94.833	(54.457)	-	(63.725)	560
Adiantamento à Fornecedores	-	6.089	(6.089)	-	-	-
Depósitos Judiciais	10.933	-	-	-	(10.933)	-
Transformação, Fabricação, Reparo						
Material	4.021.780	125.439	(260.797)	(73.056)	(152.030)	3.661.337
Total em Curso	6.617.990	8.009.273	(1.324.259)	(73.056)	(660.572)	12.569.377
Total do Imobilizado	194.424.927	3.593.326	3.874	(73.056)	(786.519)	197.163.531

12.1 Custo atribuído no ativo imobilizado

A Companhia aplicou o custo atribuído na adoção inicial do IFRS, de acordo com a NBC TG 27 (Ativo Imobilizado), com base em avaliação do Ativo Imobilizado realizada por consultoria especializada contratada pelo Consórcio Empreendedor Corumbá III. A avaliação foi realizada com base nas normas e procedimentos da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, método de depreciação de Ross-Heidecke, que considera o estado de conservação e a vida transcorrida da edificação para obter seu custo atribuído, além das demais determinações contidas na legislação pertinente.

12.2 Taxas de depreciação

A Companhia calcula sua depreciação pelo método linear, por componente, cuja taxa de depreciação leva em consideração o tempo de vida útil-econômica estimada dos bens, desde que não ultrapassem o prazo de concessão, de acordo com estabelecido pelo órgão regulador. Os terrenos não são depreciados.

12.3 Bens vinculados à concessão

De acordo com o contrato de concessão 126/2001, é vedada à Companhia alienar ou ceder a qualquer título os bens e instalações considerados servíveis à concessão sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A Resolução ANEEL nº 20/1999 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação.

12.4 Impostos Diferidos

Na avaliação da Administração da Energética Corumbá III S/A, os possíveis efeitos fiscais do custo atribuído, nesse momento, foram descartados tendo em vista a atualidade dos valores apropriados em 24 de outubro de 2009, data da entrada em operação comercial, e em 30 de janeiro de 2010, data de entrada em operação da segunda máquina.

12.5 Análise de Impairment

A Administração não identificou situações que poderiam impactar no valor recuperável de seus ativos, inexistindo evidências de perda do valor recuperável (impairment) a ser reconhecida em 31 de dezembro de 2017.

12.6 Adiantamento a Fornecedores

(a) Refere-se, substancialmente, a adiantamentos concedidos a fornecedores para a construção da usina hidrelétrica, os quais encontram-se em discussão judicial, estando atualmente em fase final de obtenção dos documentos necessários para utilização de itens e consequente ajuste do saldo contábil.
(b) O CEC III, por meio de consultoria contratada, concluiu o levantamento detalhado da composição da conta Adiantamento a Fornecedores, sendo que os ajustes decorrentes foram efetuados em parte no 4º Trimestre de 2015, restando ainda um saldo para finalização e conclusão do processo de utilização dos bens.
(c) O CEC III efetuou no 4º Trimestre de 2016, com a finalização e conclusão do processo de utilização dos bens referentes aos Adiantamentos a Fornecedores.

13. INTANGÍVEIS

O saldo em 31 de dezembro de 2017 é constituído por direitos de uso de software, servidão de passagem e pela UBP. É avaliado ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

a) Composição

Por natureza, o ativo intangível está constituído da seguinte forma:

USINA	31/12/2017	31/12/2016
INTANGÍVEIS		
UBP	3.436.324	3.529.540
Total	3.436.324	3.529.540

SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE CONEXÃO	31/12/2017	31/12/2016
INTANGÍVEIS		
Servidão	4.601	73.984
Outros	49.949	49.949
Total	45.348	123.933

ADMINISTRAÇÃO CENTRAL

INTANGÍVEIS	31/12/2017	31/12/2016
Softwares	32.759	36.907
Outros	392.924	392.924
Total	425.683	429.831
Total	3.907.355	4.083.304

b) Movimentação

Intangível em Serviço	31/12/2016	Adições	Transferências	Baixas	Estornos	31/12/2017
Custo						
Direito de Uso da Concessão	4.814.351	-	-	-	-	4.814.351
Outros Intangíveis	751.388	1.099	-	-	4.111	756.599
SOFTWARES	44.625	1.099	-	-	4.111	49.836
Outros Intangíveis - CECIII	313.839	-	-	-	-	313.839
Outros Intangíveis - ECIII	392.924	-	-	-	-	392.924
Totais	5.565.739	1.099	-	-	4.111	5.570.950

Amortização

Direito de Uso da Concessão	(1284.812)	(177.215)	-	-	(1.462.026,95)
Outros Intangíveis	(197.624)	(87.944)	-	-	(285.568,02)
Outros Intangíveis - CECIII	-	-	-	-	-
Softwares	(7.718)	(9.359)	-	-	(17.077,25)
Outros Intangíveis - ECIII	(189.906)	(78.585)	-	-	(268.490,77)
Totais	(1.482.436)	(265.159)	-	-	(1.747.595)

Intangível em Curso

Intangíveis	-	-	-	-	-
Intangíveis	-	89.728	-	-	(5.728)
Total	-	89.728	-	-	(5.728)
Total do Intangível	4.083.304	(174.332)	-	-	(1.617)
14. FORNECEDORES					

Compra de Energia Elétrica (b)	31/12/2017	31/12/2016
Encargos de Uso de Rede (a)	801.962	365.625
Materiais e Serviços (c)	88.473	99.012
Provisão Fornecedores - CEC III (d)	9.689	109.850
	0	384.116
Total	900.124	958.603

- (a) O saldo se refere, basicamente, a encargos de uso de rede com parte relacionada.
(b) Refere-se à compra de energia no mercado de curto prazo. A variação ocorrida em 31 de dezembro de 2017 refere-se ao registro da provisão das compras ocorridas no 4º trimestre, tendo em vista a necessidade de suprimentos em razão da pequena geração de energia ocorrida a partir do 2º trimestre.
(c) O saldo de Materiais e Serviços teve uma redução de 91,18% em razão da provisão de Serviços prestados em dezembro/2016 cujo pagamento ocorreu em 2017.
(d) Refere-se a Provisão de Fornecedores realizada pelo CEC III.

15. FOLHA DE PAGAMENTO

	31/12/2017	31/12/2016
Folha de Pagamento Líquida	-	-
13º Salário	-	-
Férias	36.738	34.287
Tributos Retidos na Fonte	9.090	8.906
FGTS	2.030	2.878
Encargos s		

ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A.

CNPJ 04.631.430/0001-62

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Em reais, exceto quando indicado de outra forma)

Em 2017 comparando com o mesmo período de 2016, ocorreu uma crescimento de 36,34% do custo da energia contratada (7.991 milhões contra 5.861 milhões em comparação com o período anterior), em função da combinação de fatores em relação a GSF de 2016 ter sido superior a GSF de 2017 e o aumento de PLD ocorrido em 2017.

O aumento de 39,67% na despesa referente aos Encargos de Uso do Sistema de Distribuição se deveu a atualização monetária pelo IGPM e ao aumento da demanda ocorrida em 2017.

No ano de 2017 e, relação ao mesmo período de 2016 ocorreu a transferência para atividade das despesas da Administração Central alocadas nas respectivas rubricas.

Transferência Administração Central

	31/12/2017	31/12/2016
Remuneração	(905.790)	(912.825)
Encargos	(218.859)	(202.535)
Outros Benefícios - Corrente	(116.966)	(100.372)
Honorários e Encargos-Diretorial/Conselho	(749521)	(745.997)
Materiais	(32.629)	(23.761)
Serviços de Terceiros	(611.492)	(811.690)
Aluguéis em Geral	(102.016)	(122.273)
Recuperação de Despesas	9.621	740
Tributos	(80.946)	(13.809)
Depreciação	(19.191)	(15.060)
Amortização	(87.944)	(86.303)
Outros	(96.629)	(137.091)
	(3.012.260)	(3.170.977)

Em 2017 em comparação com o mesmo período de 2016 foi realizada a transferência das despesas operacionais da Administração Central para a Atividade de Geração de acordo com a determinação do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Para efeito de comparação com o mesmo período de 2016, procedemos à abertura das respectivas despesas. A rubrica Remuneração teve uma leve redução de 1% (906 mil contra 913 mil em comparação com o período anterior), em razão da reestruturação da equipe do CEC III, matriz e filial, no período.

Cabe destacar também as rubricas Aluguéis com uma redução de 17% em razão do CEC III ter reestruturado suas despesas de locação de aluguel na matriz em imóveis de terceiros, a rubrica Materiais com 37% em função dessas reformas e Tributos com variação de 486% em função de retenções não provisionadas no ano anterior e foram regularizadas em 2017 pelo CEC III e pela ECIII, a rubrica Recuperação de Despesas em função de contabilização adequada das despesas no período.

26. RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro Líquido (R\$ mil)	31/12/2017	31/12/2016
Renda de Aplicações Financeiras	1.552.008	1.523.176
Encargos do Financiamento BNDES	(3.827.440)	(4.858.840)
Outras Despesas Financeiras	(1.808.763)	(2.380.157)
	(4.084.195)	(5.715.822)

Transferência do Resultado Financeiro

Transf. Adm. Central-Receita Aplic. Financ	1.552.008	1.494.052
Transf. Adm. Central-Multas Acresc. Moratór	-	29.124
Variação Monetária	(849.145)	(1.525.762)
Juros	(3.827.440)	(4.858.840)
IOF, Comissões e Taxas	(300)	(6.991)
Comissões Neoenergia	(469.996)	(522.582)
Multas e Acréscimos Moratórios	(12.542)	-
Outras Despesas Financeira	(476.781)	(324.822)
	(4.084.195)	(5.715.822)

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE O EXAME DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS DO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 - PAR 18/001

Aos Administradores e Conselheiros da

ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A. – ECIII

Brasília – DF

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis da **ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A. – ECIII** que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017, e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido, e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da **ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A. – ECIII** em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidade do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis". Somos independentes em relação à Companhia de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional e nas Normas Profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade CFC e cumpridos comas demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que em nosso julgamento profissional foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto da nossa auditoria das demonstrações contábeis como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

- Risco hidrológico

A capacidade de geração de energia elétrica da Usina Hidrelétrica Corumbá III (UHE) está relacionada com fatores climáticos que impactam diretamente no volume de água dos reservatórios da usina hidrelétrica. Conforme mencionado na nota explicativa número 2.2.3, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL dispõe de Mecanismo de Repactuação do Risco Hidrológico que, por meio do fator de ajuste (GSF), estabelece metodologia de equalização do risco hidrológico do sistema elétrico brasileiro. A Lei 13.203/2015 e a Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015, estabeleceram critérios de repactuação do risco hidrológico relativos aos últimos exercícios e limitaram a exposição das geradoras de energia a este risco. A EC-III, com base nestes normativos, optou em limitar sua exposição em 10% do risco hidrológico do sistema. Além disso, o risco hidrológico pode resultar na elevação do custo da energia comprada pela usina, em virtude da não geração de energia suficiente para cumprimento do contrato de compra e venda de energia firmado pela Energética Corumbá III, impactando o resultado da Companhia.

Como nossa auditoria endereçou esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram avaliação do atendimento da demanda prevista no contrato de compra e venda de energia elétrica formalizado pela Companhia. Testamos os procedimentos de aquisição de energia, avaliando a quantidade comprada e sua suficiência diante da demanda prevista em contrato, bem como a razoabilidade dos custos de aquisição da energia adquirida. Conferimos, também, o pagamento ou compensação dos valores devidos relativos à liquidação no Mercado de Curto Prazo – MCP no decorrer do exercício de 2017, informados mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

- Participação no Consórcio Empreendedor Corumbá III

A Companhia construiu, em parceria com a Geração CIII S.A., a usina hidrelétrica de Corumbá III, possuindo participação de 40% sobre os ativos, passivos e resultados vinculados à atividade operacional da usina, conforme mencionado na nota explicativa número 1. Os efeitos decorrentes das operações realizadas pela usina são reconhecidos nesta proporção nas demonstrações contábeis da Energética Corumbá III S.A., incluindo os relacionados com o registro, depreciação e eventual perda de valor recuperável (*impairment*) dos ativos fixos e com os aportes financeiros e de investimentos necessários à manutenção das atividades de geração da usina. Dessa forma, eventuais distorções ou incorreções

27. COBERTURA DE SEGUROS (NÃO AUDITADO)

As coberturas foram contratadas por montantes considerados suficientes pela Administração para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza da sua atividade, os riscos envolvidos em suas operações e a orientação de seus consultores de seguros. Em 31 de dezembro de 2017, o Consórcio Empreendedor Corumbá III possuiu contratos com as seguintes coberturas de seguros:

Seguro de riscos operacionais:

Seguradora: Seguradoras Chubb, Fairfax e CV Starr.

R\$ 504.334.000,00

Vigência: 08/11/2017 a 30/11/2018

Seguro caracterizado como "All "Risks" que inclui as coberturas para:

- Garante os danos materiais de origem súbita e imprevisita (acidentais), incluindo:
- Reconstrução das barragens
- Inundação e Alagamento
- Desmoronamento
- Terremotos
- Outros Danos da Natureza
- Quebra de Máquinas:
- Defeito de material (dano consequente)
- Erro de projeto (dano consequente)
- Erro de montagem, negligência e sabotagem
- Erro de execução
- Curto-circuito (dano elétrico)
- Desintegração por força centrífuga

Detalhamento cobertura de lucros cessantes

R\$ 129.752.244,00 – limitado até esse valor

• Vigência: 08/11/2017 a 30/11/2018

• Seguro caracterizado como "All "Risks" que inclui as coberturas para:

- O Valor em Risco considera uma interrupção de 12 meses das operações em função de sinistro e representa o somatório de todos os valores mensais para a compra de energia no mercado spot com o seguinte desenho:
 - Primeiros 6 meses – Preço teto mensal da apólice de 392 R\$/MWh
 - 6 meses subsequentes – Preço teto mensal da apólice de 190 R\$/MWh
- Como os riscos são isolados, o Limite Máximo de Indenização da Apólice foi fixado pela maior usina

Obs.: Os preços do PLD foram obtidos pela projeção da NC Energia (valor médio do PLD no percentil de 90%)

Seguro de responsabilidade civil:

Seguradora: Seguradora Chubb.

R\$ 100.000.000,00

Vigência: 30/11/2017 a 30/11/2018

- Garante o reembolso das quantias pagas pelo segurado decorrentes dos danos materiais e/ou corporais causados a terceiros de natureza involuntária e acidental.
- Principais eventos cobertos:
 - Danos a terceiros durante as operações das empresas
 - Danos decorrentes da Barragem
 - Poluição Súbita
 - Guarda de veículos de terceiros
 - Lucros Cessantes do Terceiro decorrentes de dano material coberto

28. RECONCILIAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL

Resultado antes do IRPJ e da CSLL	16.102.781
Ajustes para Reconciliação do Lucro	6.564.723
Imposto de Renda e Contribuição Social	(1.615.604)
Depreciação e Amortização	4.680.885
Provisões	1.392.248
Juros Apropriados	-
Variação Monetária do Financiamento	491.590
Perdas na Baixa de Ativos Imobilizados	-
Lucro Ajustado	22.667.504
Variação de Ativos e Passivos	(1.634.544)
(Aumento) Redução de Concessionárias e Permissonárias	(401.046)
(Aumento) Redução de Fundos Vinculados	(329.815)
(Aumento) Redução de Aportes Operacionais	223.361
(Aumento) Redução de Outros Ativos	112.026
Aumento (Redução) de Fornecedores	333.325
Aumento (Redução) de Encargos Setoriais	174.340
Aumento (Redução) de Obrigações Sociais e Trabalhistas	3.340
Aumento (Redução) de Tributos e Contribuições Sociais	13.968
Aumento (Redução) de Uso do Bem Público	(123.724)
Aumento (Redução) de Outros Passivos	(24.716)
Caixa gerado pelas Atividades Operacionais	21.032.960

29. LAJIR

	31/12/2017	31/12/2016
Resultado Líquido	14.469.238	12.731.451
(+) Tributos sobre o Lucro	1.633.543	1.474.096
(+) Despesas Financeiras Líquidas	5.636.203	7.238.998
(-) Receitas Financeiras Líquidas	(1.552.008)	(1.523.176)
LAJIR	20.186.976	19.921.369

30. LAJIDA

	31/12/2017	31/12/2016
Resultado Líquido	14.469.238	12.731.451
(+) Tributos sobre o Lucro	1.633.543	1.474.096
(+) Despesas Financeiras Líquidas	5.636.203	4.760.315
(-) Receitas Financeiras Líquidas	(1.552.008)	(1.523.176)
(+) Depreciações/Amortização	4.573.751	5.518.641
LAJIDA	24.760.726	22.961.326

DIRETORIA	
Agnelo Raimundo Schumann Cunha Diretor Presidente	Felisberto Jácomo Filho Diretor Administrativo-Financeiro
CONTADOR	
Elzio Antonio Comélio CRC-33964-S/DF	

no valor ou mensuração dos ativos, passivos, receitas, custos e despesas do Consórcio Empreendedor Corumbá III (CEC III) poderão impactar diretamente as demonstrações contábeis da Companhia.

Como nossa auditoria endereçou esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram o recálculo dos valores registrados proporcionalmente pela Companhia decorrentes das transações realizadas pelo Consórcio Empreendedor Corumbá III, bem como a efetiva transferência dos aportes financeiros e de investimentos durante o exercício de 2017.

Examinamos, também, as premissas e critérios adotados pela Administração na avaliação de eventual perda de valor recuperável dos ativos fixos de propriedade da usina Corumbá III e seus reflexos sobre as demonstrações contábeis da Companhia. Procedemos à revisão do relatório de auditoria e dos papéis de trabalho dos auditores do CEC III, para avaliação da suficiência dos procedimentos de auditoria realizados e obtenção de subsídios e informações acerca das operações da usina e das análises relativas à eventual perda de valor recuperável dos ativos fixos.

Anteriormente, a demonstrações contábeis do Consórcio Empreendedor Corumbá III foram apresentadas no modelo base de preparação de propósito específico. Para o exercício de 2017 essas demonstrações estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

- Contrato de compra e venda de energia elétrica

A comercialização da energia gerada pelo UHE Corumbá III é efetuada integralmente com base no contrato CCVEE nº 073.2002 e respectivos aditivos, formalizado entre a Energética Corumbá III S.A. e sua acionista Companhia Energética de Brasília – CEB, conforme comentado nas notas explicativas números 10 e 24.A existência de um único cliente eleva o risco de crédito a que está exposta a Companhia, tendo em vista a dependência financeira e operacional existente, o que pode resultar em impactos diretos no fluxo de caixa de curto e médio prazos.

Como nossa auditoria endereçou esse assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram a confirmação da liquidação financeira das faturas de fornecimento de energia elétrica, com base nos valores e condições previstos no contrato CCVEE nº 073.2002 e respectivos aditivos. Examinamos a existência e cobertura das garantias contratadas, uma pela CEB junto ao BRB e outra pela Companhia junto ao BNDES, que garantem a compra da energia fornecida em caso de falta de liquidez do cliente. Avaliamos, também, a necessidade ou não de registro de estimativa de perda sobre os valores a receber decorrentes do faturamento de energia elétrica vendida.

Outros Assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, preparada sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas e de acordo com as normas expedidas pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, e considerada informação suplementar para as companhias de capital fechado e pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis e o relatório do auditor

A Administração da Companhia é responsável por essas e outras informações que compreendem o Relatório da Administração. Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório. Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante inconsistente com as demonstrações contábeis ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há uma distorção relevante no Relatório de Administração somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos a relatar a este respeito.

Responsabilidade da administração pelas demonstrações contábeis

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

Na elaboração das demonstrações contábeis, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis a não ser que a Administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações. Os responsáveis pela administração da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

Responsabilidade do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectará as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis.

Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional, e mantemos ceticismo ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtivemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.

- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados nas circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe uma incerteza significativa em relação a eventos ou circunstâncias que possa causar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe uma incerteza significativa devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamos-nos com os responsáveis pela administração a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Brasília, 19 de janeiro de 2018.

BAKER TILLY BRASIL MG AUDITORES INDEPENDENTES

MG AUDITORES INDEPENDENTES

CRCMG – 005455/O-1

Cristina Braga de Oliveira

Contadora – CRCMG 079371/O-6

Baker Tilly Brasil MG Auditores Independentes

CRC/MG 005455/O-1