

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

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO – 2016

Senhores Acionistas:

Em cumprimento às disposições legais e estatutárias, submetemos à apreciação de V.S.as e ao público em geral às 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 2016.

1. CONSIDERAÇÕES GERAIS:

O setor elétrico permaneceu impactado no ano de 2016 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.

Apesar do cenário desfavorável do mercado de energia elétrica destaca-se que a Receita Operacional Líquida atingiu o montante de R\$ 39,8 milhões no final do período em análise, contra R\$ 36,5 milhões do mesmo período de 2015, significando um crescimento de 9%.

Em 2016, ocorreu uma redução do custo da energia contratada, 5,9 milhões contra 10,6 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 a redução do custo de energia a repactuação do risco hidrológico. O resultado no final no período em análise apresentou um Lucro Líquido de R\$ 12,7 milhões no final de 2016 contra R\$ 5,5 milhões no mesmo período de 2015, com aumento de 129,1%, principalmente em função da redução do custo da energia contratada, pelas razões já expostas acima.

Em 2016 ocorreu a finalização do acordo global entre o CECIII, ECIII, GCIII, STRATA, EIT e ENERG POWER, contemplando a transferência das ações da STRATA e ENERG para a GCIII e a desistência de todas as ações e arbitragens em curso, e a quitação mútua de todas as pendências contratuais e financeiras entre as partes, por meio de uma escritura pública de quitação.

A conclusão desse acordo global possibilitou, também, a transferência do saldo remanescente de adiantamentos a fornecedores para o ativo imobilizado em serviço.

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.

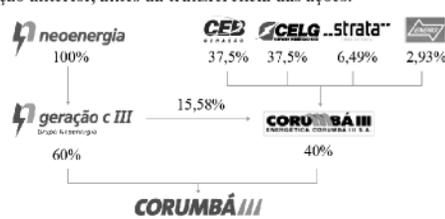
AUHE Corumbá III, localizada no rio de mesmo nome, no Município de Luziânia, teve suas obras efetivamente iniciadas em agosto de 2006, a partir da constituição do Consórcio Empreendedor Corumbá III, com finalidade administrar a implantação, operação, manutenção e exploração comercial da Usina Hidrelétrica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

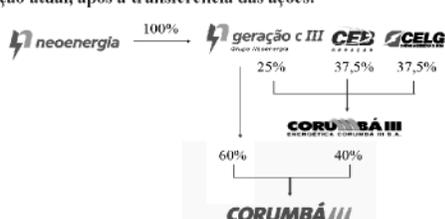
3. COMPOSIÇÃO SOCIETÁRIA DA COMPANHIA

Em 2016 ocorreu alteração societária na companhia, com a aquisição das ações dos acionistas STRATA e ENERG POWER pela GCIII.

Composição anterior, antes da transferência das ações:



Composição atual, após a transferência das ações:



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.

5. 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 55571-48-2015.4.01.3400 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 07/11/2036, 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 limitares obtidas pelos mesmos para não arcar com os custos decorrentes do GSF menor que a unidade.

6. DESEMPENHO DO NEGÓCIO

A energia garantida da UHE Corumbá III correspondente a 50,9 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 2016 a geração da UHE Corumbá III totalizou 197.270MWh, equivalentes a 22,46 MW Médios, correspondente a 44% de sua energia assegurada. Desse montante, 40% correspondem à parcela da ECIII no empreendimento.

6.1 - Dados Econômico-Financeiros (R\$ mil)	2016	2015	Variação (%)
Receita Operacional Bruta	41.739	38.282	9,0%
Receita Operacional Líquida	39.826	36.523	9,0%
EBITDA	25.541	17.411	46,7%
Resultado do Serviço EBIT	19.921	12.646	57,5%
Resultado Financeiro	(5.716)	(5.771)	-1,0%
Lucro Líquido	12.731	5.557	129,1%

6.2 - Indicadores Patrimoniais (R\$ mil)	2016	2015	Variação (%)
Ativo Total	231.768	230.966	0,3%
Dívida Bruta	49.107	55.478	-11,5%
Dívida Líquida (1)	24.453	47.672	-48,7%
Patrimônio Líquido	167.323	155.649	7,5%

6.5 RESULTADO DO ANO

Demonstrações de Resultado (R\$ mil)	2016	2015	Variação (%)
Receita Bruta	41.739	38.282	9,0%
Dedução da Receita Bruta	(1.913)	(1.759)	8,8%
Receita Líquida	39.826	36.523	9,0%
Custos de Bens e Serviços Vendidos	(19.904)	(23.878)	-16,6%
Resultado Bruto	19.904	12.646	57,5%
Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas	-	(3.230)	-100,0%
Resultado do Serviço	19.921	9.416	111,6%
(-) Amortização e Depreciação	5.620	4.883	15,1%
EBITDA	25.541	14.299	78,6%
Resultado Financeiro	(5.716)	(5.771)	-1,0%
Lucro antes dos impostos	14.206	3.645	289,7%
IRPJ e CSLL	(1.474)	(1.318)	11,9%
Lucro Líquido	12.731	5.557	129,1%

6.5.1 Receita Bruta

A Receita Operacional Bruta atingiu o montante de R\$ 41,7 milhões no final do período em análise, contra R\$ 38,3 milhões do mesmo período de 2015, significando um crescimento de 9%, decorrente do reajuste do contrato de fornecimento com a CEB-D.

6.5.2 Custos e Despesas

Custos e Despesas Operacionais (R\$ mil)	2016	2015	Variação (%)
Energia Comprada para Revenda	(5.861)	(10.582)	-44,6%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição	(836)	(723)	15,6%
Compensação Financeira de Recursos Hídricos - CFRH	(497)	(502)	-0,9%
Pessoal e Administradores	-	(1.577)	-
Serviços de Terceiros	(3.692)	(5.447)	-32,2%
Depreciação e Amortização	(5.620)	(4.883)	15,1%
Perdas na Desativação de Bens	-	(541)	-
Outros Custos e Despesas	(1.436)	(1.275)	12,6%
Outros Custos e Despesas	(17.943)	(25.530)	-29,7%

Em 2016, ocorreu uma redução de 44,6% do custo da energia contratada (5,9 milhões contra 10,6 milhões em comparação com o período anterior), conforme detalhado nos quadros a seguir:

CONTRATAÇÃO DE ENERGIA	2016	2015
Energia Contrata no MRE - MWh	73.165	41.189
Energia Contrata no MCP / PLD - MWh	22.717	24.670
Energia Contrata no ACL - MWh	6.676	7.143
	102.558	73.002

PREÇO MÉDIO DA ENERGIA CONTRATADA	2016	2015
Energia Contrata no MRE - R\$/MWh	19,93	13,07
Energia Contrata no MCP / PLD - R\$/MWh	133,75	389,82
Energia Contrata no ACL - R\$/MWh	169,30	357,75

CUSTO COM A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA	2016	2015
Energia Contrata no MRE - R\$	1.457.882	538.202
Energia Contrata no MCP / PLD - R\$	3.038.389	9.616.709
Ajustes Financeiros e Recontabilizações / CCEE - R\$	111.725	469.427
Repactuação GSF - R\$	-	(2.597.749)
Amortização Seguro GSF - R\$	123.192	-
Energia Contrata no ACL - R\$	1.130.220	2.555.513
	5.861.408	10.582.103

Apesar de o volume de energia contratada contabilizada em 2016 ser superior em 40,5% ao de 2015, os custos de energia reduziram em 44,6%. Isso foi possível devido à redução de 65,7% do valor médio do PLD, item de maior influência nos custos e à repactuação do risco hidrológico. A necessidade de volume maior de energia em 2016 se deveu à baixa geração da Usina Corumbá III (78.908 MWh em 2016 contra 87.661MWh em 2015) e à redução da Energia Assegurada do sistema (GSF).

O resultado no final no período em análise apresentou um Lucro Líquido de R\$ 12,7 milhões no final de 2016 contra R\$ 5,5 milhões no mesmo período de 2015, com aumento de 129,1%, principalmente em função da redução do custo da energia contratada, pelas razões já expostas acima.

6.5.3 Resultado Financeiro

Resultado Financeiros Líquido (R\$ mil)	2016	2015	Variação (%)
Renda de Aplicações Financeiras	1.523	944	61,4%
Encargos do Financiamento BNDES	(4.859)	(4.364)	11,3%
Outras Despesas Financeiras	(2.380)	(2.350)	1,3%
Resultado Financeiro	(5.716)	(5.771)	-1,0%

O aumento da renda de aplicações financeiras, em função da maior disponibilidade para aplicação foi neutralizado pelo aumento dos encargos do financiamento decorrente de Taxa de Juros de Longo Prazo, indexador do Financiamento contratado com o BNDES ter permanecido no patamar de 7,5% no decorrer do ano de 2016, conforme quadro a seguir:

	2016	2015
Outubro a Dezembro	7,5%	7,0%
Outubro a Dezembro		7,0%
Julho a Setembro		6,5%
Abril a Junho		6,0%
Janeiro a Março		5,5%

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 2016, o saldo devedor do financiamento são os seguintes:

FINANCIAMENTO BNDES	
Data:	31/12/2016
Saldo Devedor - CP	7.492.468
Saldo Devedor - LP	41.615.005
Saldo Devedor Total	49.107.473
	01 ► 10

02 ► 10

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

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO – 2016

6.7 Investimentos

Em 2016, a ECIII investiu R\$1,217 milhão no empreendimento UHE Corumbá III, em processos de desapropriação de terras e benfeitorias, revegetação da APP, recuperação da margem esquerda do Rio Corumbá junto ao vertedouro da usina e em aquisições de sobressalentes.

Em 2017 há previsão de maiores investimentos em função do incremento das atividades de revegetação, realização da construção do parque municipal de Luziânia e da reforma de sedes administrativas de unidades de conservação de Goiás, visando o encerramento do Termo de Ajustamento de Conduta – TAC, celebrado em 07.07.2008, entre o CECIII, o Município de Luziânia e o Ministério Público.

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.

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 31/12/2016 bem como o parecer dos auditores independentes:

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO (Valores expressos em Reais, sem centavos)				DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO (Valores expressos em Reais, sem centavos)			
	NOTAS	2016	2015	PASSIVO	NOTAS	2016	2015
ATIVO				CIRCULANTE			
CIRCULANTE				Fornecedores	15	958.603	461.190
Caixa e equivalente de caixa	5	20.214.777	3.798.954	Folha de pagamento	16	69.483	61.589
Concessionárias e permissionárias	6	4.882.298	5.862.265	Empréstimos e financiamentos	17	7.492.468	7.317.957
Valores a reembolsar	7	36.335	-	Taxas e encargos regulamentares	18	1.009.438	665.431
Almoxarifado operacional	8	506.659	776.527	Tributos e contribuições sociais	19	594.139	528.106
Adiantamentos		12.260	13.460	Dívidas com pessoas ligadas	20	945.337	595.675
TOTAL DO CIRCULANTE		25.652.329	10.451.206	Dividendos a pagar	21	3.182.863	1.389.275
NÃO CIRCULANTE				Provisões para demandas judiciais	22	325.070	-
Energia elétrica (liminar)	9	-	2.947.417	TOTAL DO CIRCULANTE		14.577.401	11.019.223
Energia elétrica (GSF)	11	2.474.557	2.597.749	NÃO CIRCULANTE			
Aportes de Investimento		693.359	230.174	Dívidas com pessoas ligadas	20	563.924	9.069.432
Fundos vinculados	12	4.439.725	4.006.923	Empréstimos e financiamentos	17	41.615.005	48.160.403
Imobilizado	13	194.424.927	206.430.466	Uso do bem público	23	7.296.238	6.675.226
Intangíveis	14	4.083.304	4.302.197	Pesquisa e desenvolvimento		392.924	392.924
TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE		206.115.872	220.514.926	TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE		49.868.091	64.297.985
TOTAL DO ATIVO		231.768.201	230.966.132	PATRIMÔNIO LÍQUIDO	24		
				Capital social		121.586.088	121.586.088
				Capital a realizar		-	(2.125.197)
				Reservas de lucros		37.461.179	36.188.033
				Proposta para distribuição de dividendos adicionais		8.275.442	-
				TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		167.322.709	155.648.924
				TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		231.768.201	230.966.132

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

	NOTAS	2016	2015
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	25	39.825.704	36.523.482
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA			
Custo com energia	26		
Aquisição de energia de curto prazo		(5.861.408)	(10.582.102)
Encargos do uso da rede elétrica		(836.115)	(723.098)
		(6.697.523)	(11.305.200)
Custo com Operação	26		
Serviços de terceiros		(3.692.113)	(3.894.662)
Depreciação e amortização		(5.518.641)	(4.647.782)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos		(497.203)	(501.865)
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica		(99.535)	(89.327)
Outros custos de operação		(228.344)	(209.150)
		(10.035.836)	(9.342.786)
LUCRO BRUTO		23.092.345	15.875.496
DESPESAS OPERACIONAIS			
Despesas Gerais e Administrativas	26		
Pessoal e administradores		(1.961.730)	(1.577.307)
Serviços de terceiros		(811.690)	(776.095)
Perdas na desativação de bens		-	(541.104)
Depreciação e amortização		(101.363)	(117.378)
Outras despesas gerais e administrativas		(296.194)	(217.865)
		(3.170.977)	(3.229.749)
RESULTADO DA ATIVIDADE RECETAS (DESPESAS) FINANCEIRAS	27	19.921.368	12.645.747
Rendas de aplicações financeiras		1.523.176	943.801
Encargos de dívidas		(4.858.840)	(4.364.307)
Outras despesas financeiras		(2.380.157)	(2.350.395)
		(5.715.821)	(5.770.901)
RESULTADO ANTES DO IRPJ E CSLL		14.205.547	6.874.846
Imposto de renda		(901.947)	(817.012)
Contribuição social sobre o lucro líquido		(572.149)	(500.734)
		(1.474.096)	(1.317.746)
RESULTADO DO EXERCÍCIO		12.731.451	5.557.099
Resultado por lote de 1.000 ações do capital		105	46

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E DE 2015
(Valores expressos em Reais, sem centavos)**

Especificações	Capital Social	Reservas de Lucros			Lucros (Prejuízos) Acumulados	Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais	Total do Patrimônio Líquido
		Reserva Legal	Reserva para Capital de Giro	Reserva de Expansão			
Saldo em 01 de janeiro de 2015	119.373.441	2.242.902	2.242.902	27.534.405	-	-	151.393.650
Integralização de capital	87.450						87.450
Lucro do exercício					5.557.099		5.557.099
Constituição de reserva legal		277.855			(277.855)		-
Constituição de reserva manutenção capital de giro			277.855		(277.855)		-
Constituição de reserva para expansão				3.612.114	(3.612.114)		-
Dividendos obrigatórios					(1.389.275)		(1.389.275)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	119.460.891	2.520.757	2.520.757	31.146.519	-	-	155.648.924
Integralização de capital	2.125.197						2.125.197
Lucro do exercício					12.731.451		12.731.451
Constituição de reserva legal		636.573			(636.573)		-
Constituição de reserva manutenção capital de giro			636.573		(636.573)		-
Dividendos mínimos obrigatórios					(3.182.863)		(3.182.863)
Proposta para distribuição de dividendos adicionais					(8.275.442)	8.275.442	-
Saldo em 31 de dezembro de 2016	121.586.088	3.157.330	3.157.330	31.146.519	-	8.275.442	167.322.709

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

02 ► 10

03 ► 10

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

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (Valores expressos em Reais, sem centavos)			DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (Valores expressos em Reais, sem centavos)		
	2016	2015	2016	2015	
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			41.738.919	38.282.425	
Recebimentos de clientes e outros	42.718.886	36.766.542	41.738.919	38.282.425	
Energia elétrica de curto prazo - liminar	174.046	-			
Pagamentos a fornecedores	(3.795.924)	(18.204.157)			
Pagamentos a empregados	(923.404)	(849.139)			
Pagamentos de serviços de terceiros	(4.223)	(17.902)			
Pagamentos aos conselheiros	(189.305)	(174.189)			
Pagamentos de outras despesas	(452.281)	(541.854)			
Aporte operacional ao consórcio	(5.841.032)	(5.041.601)			
Pagamento de serviço da dívida - encargos	(3.974.801)	(4.363.865)			
Rendimentos de aplicações financeiras	875.567	382.931			
Pagamento de despesas financeiras	(629.192)	(692.984)			
Pagamentos de impostos e contribuições	(2.461.369)	(2.479.420)			
Imposto de renda e contribuição social pagos	(1.410.753)	(1.285.637)			
RECURSOS LÍQUIDOS PROVENIENTES DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	24.086.215	3.498.725	(12.590.073)	(17.820.510)	
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			29.148.846	20.461.915	
Aquisição de imobilizado e intangível	(1.221.481)	(466.078)			
Resgate de aplicação financeira no realizável a longo prazo	-	1.750.000			
RECURSOS LÍQUIDOS PROVENIENTES DAS (DESTINADAS ÀS) ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	(1.221.481)	1.283.922	1.961.729	1.577.307	
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			25.052.018	16.640.556	
Dividendos	(1.389.275)	(1.100.459)			
Pagamento de serviço da dívida - principal	(7.184.833)	(7.113.503)			
Integralização de capital	2.125.197	-			
RECURSOS LÍQUIDOS DESTINADOS ÀS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	(6.448.911)	(8.213.962)	25.052.018	16.640.556	
AUMENTO NO CAIXA E EQUIVALENTES	16.415.823	(3.431.315)	1.961.729	1.577.307	
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	3.798.954	7.230.269			
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	20.214.777	3.798.954			
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES	16.415.823	(3.431.315)	1.961.729	1.577.307	
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras					

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016
(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 totalmente 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 revisados 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 9 de janeiro de 2017.

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 2016. 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 rateou 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 oriundos 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 Encargos Regulatórios

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 (TFSEE): Os valores da taxa de fiscalização incidentes 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 S.A., 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, amuiu a 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.

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.

03 ► 10

04 ► 10

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016
(Em reais, exceto quando indicado de outra forma)

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:

- Dificuldade financeira relevante do emitente ou tomador;
- Uma quebra de contrato, como inadimplência ou mora no pagamento dos juros ou principal;
- 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;
- Torna-se provável que o tomador declare falência ou outra reorganização financeira;
- O desaparecimento de um mercado ativo para aquele ativo financeiro devido às dificuldades financeiras; ou
- Dados observáveis indicando que há uma redução mensurável nos futuros fluxos 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 atual 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.

2.13 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 circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Uma perda por *impairment* é reconhecida pelo valor ao qual o valor contábil do ativo excede seu valor recuperável. Este último é o valor mais alto entre o valor justo de um ativo menos os custos de venda e o valor em uso. Para fins de avaliação do *impairment*, os ativos são agrupados nos níveis mais baixos para os quais existam fluxos de caixa identificáveis separadamente (Unidade Geradora de Caixa - UGC). Os ativos não financeiros que tenham sofrido *impairment* são revisados para a análise de uma possível reversão do *impairment* na data de apresentação do relatório. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016, a Companhia realizou referida revisão, a qual não indicou perda por *impairment* a ser reconhecida. Nova revisão será realizada no final de 2017.

2.14 Fornecedores e outras contas a pagar

Fornecedores e outras contas a pagar são obrigações a pagar por bens, energia elétrica, encargos de uso da rede, materiais e serviços que foram adquiridos de fornecedores no curso normal dos negócios, sendo classificados como passivos circulantes se o pagamento for devido no período de até um ano (ou no ciclo operacional normal dos negócios, ainda que mais longo), caso contrário, fornecedores e outras contas a pagar são apresentados como passivo não circulante. Eles são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado, com o uso do método de taxa de juros efetiva. Na prática, considerando o prazo de pagamento, são normalmente reconhecidos ao valor da fatura correspondente.

2.15 Provisões

As provisões para restauração ambiental, custos de reestruturação e ações judiciais (trabalhistas, civis e fiscais) são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente ou não formalizada (*constructive obligation*) como resultado de eventos passados, provável saída de recursos para liquidar a obrigação e valor

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 (almoxarifado 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, amortizados 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.

estimado com segurança. As provisões não são reconhecidas com relação às perdas operacionais futuras. Quando houver uma série de obrigações similares, a probabilidade de a Companhia liquidá-las é determinada levando-se em consideração a classe de obrigações como um todo. Uma provisão é reconhecida mesmo que a probabilidade de liquidação relacionada com qualquer item individual incluído na mesma classe de obrigações seja pequena. As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, usando uma taxa antes dos efeitos tributários, a qual reflete as avaliações atuais de mercado do valor do dinheiro no tempo e dos riscos específicos da obrigação. O aumento da obrigação em decorrência da passagem do tempo é reconhecido como despesa financeira.

2.16 Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos

As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício compreendem os impostos correntes e diferidos. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto na proporção em que estiverem relacionados com itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente. Nesse caso, o imposto também é reconhecido no patrimônio líquido ou no resultado abrangente. Os encargos de imposto de renda e contribuição social correntes são calculados com base nas leis tributárias promulgadas, ou substancialmente promulgadas, na data do balanço. A Administração avalia, periodicamente, as posições tributárias assumidas pela Companhia com relação às situações em que a regulamentação fiscal aplicável dá margem a interpretações. Estabelece provisões, quando apropriado, com base nos valores estimados de pagamento às autoridades fiscais.

O imposto de renda e contribuição social correntes são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, no passivo quando houver montantes a pagar, ou no ativo quando os montantes antecipadamente pagos excedam o total devido na data do balanço. Entretanto, o imposto de renda e contribuição social diferidos não são contabilizados se resultar do reconhecimento inicial de um ativo ou passivo em uma operação que não seja uma combinação de negócios, a qual, na época da transação, não afeta o resultado contábil, nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).

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 revisados 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, aditivamente 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.

O imposto de renda e contribuição social diferidos ativos são reconhecidos somente na proporção da probabilidade de que o lucro tributável futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas. Os impostos de renda diferidos ativos e passivos são compensados quando há um direito exequível legalmente de compensar os ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais.

2.17 Reconhecimento da receita**2.17.1 Receita de comercialização de energia**

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela comercialização de produtos e serviços no curso normal das atividades da Companhia. A receita de vendas é apresentada líquida dos impostos incidentes, das devoluções, dos abatimentos e dos descontos concedidos.

A Companhia reconhece a receita quando: (i) o valor da receita pode ser mensurado com segurança; (ii) é provável que benefícios econômicos futuros fluirão para a entidade; e (iii) quando critérios específicos são atendidos para cada uma das atividades da Companhia. O valor da receita não é considerado como mensurável com segurança até que todas as contingências relacionadas com a venda tenham sido resolvidas. A Companhia baseia suas estimativas em resultados históricos, levando em consideração o tipo de cliente, o tipo de transação e as especificações de cada venda.

2.17.2 Receita financeira

As receitas financeiras são reconhecidas conforme o prazo decorrido, usando o método da taxa de juros efetiva, registradas contabilmente em regime de competência e são representadas principalmente por rendimentos sobre aplicações financeiras, juros e descontos obtidos.

2.18 Distribuição de dividendos

A distribuição de dividendos para os acionistas da Companhia, com base no seu Estatuto Social, é reconhecida como um passivo em suas demonstrações financeiras ao final do exercício.

2.19 Demonstrações de valor adicionado

A Companhia elaborou demonstrações do valor adicionado (DVA) nos termos da NBC TG 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas com o parte integrante das demonstrações financeiras, conforme requerido pela legislação societária brasileira às companhias abertas. Para fins de IFRS, tais demonstrações representam informação financeira suplementar.

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

05 ►10

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016
(Em reais, exceto quando indicado de outra forma)

3. ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS CRÍTICOS

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

3.1 Estimativas e premissas contábeis críticas

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

3.1.1 Imposto de Renda, contribuição social e impostos diferidos

O método do passivo de contabilização do imposto de renda e contribuição social é usado para imposto de renda diferido gerado por diferenças temporárias entre o valor contábil dos ativos e passivos e seus respectivos valores fiscais. O montante do imposto de renda diferido ativo é revisado a cada data das demonstrações financeiras e reduzido pelo montante que não seja mais realizável através de lucros tributáveis futuros. Ativos e passivos fiscais diferidos são calculados usando as alíquotas fiscais aplicáveis ao lucro tributável nos anos em que essas diferenças temporárias deverão ser realizadas. O lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas quando da definição da necessidade de registrar, e o montante a ser registrado, do ativo fiscal. No exercício de 2016, não houve créditos por base de diferenças temporárias.

3.1.2 Vida útil de ativos de longa duração

A Companhia aplicou o custo atribuído na adoção inicial do IFRS de acordo com a NBC TG 27 (Ativo imobilizado), e o Consórcio Empreendedor Corumbá III SAA em 1º de janeiro de 2009 e contratou consultoria especializada para elaboração da avaliação do ativo imobilizado. A Companhia registra sua depreciação de acordo com a vida útil determinada pelos avaliadores que leva em consideração: (i) os valores residuais dos ativos (de indenização ao final da concessão ou da autorização admitidos pelos reguladores); e (ii) respeita a vida útil econômica estimada pelos reguladores que vem sendo aceita pelo mercado como adequada, a menos que exista evidência robusta de que outra vida útil é mais adequada. A Companhia não acredita que existam indicativos de uma alteração material nas estimativas e premissas usadas no cálculo de perdas por recuperação de ativos de vida longa.

3.2 Novas normas, pronunciamentos, alterações e interpretações

Normas e alterações das normas publicadas pelo *International Financial Standards Boards* (IASB), mas ainda não editadas pelo CPC:

Pronunciamento	Descrição	Vigência
IFRS 7 – Instrumentos Financeiros: Divulgações	Contratos de serviços geralmente atendem a definição de envolvimento contínuo em ativo financeiro transferido para fins de divulgação. A confirmação de envolvimento contínuo em ativo financeiro transferido deve ser feita se suas características atenderem às definições descritas na norma (parágrafos B30 e 42C)	01/01/2013
IAS 12 – Impostos Diferidos: Recuperação de Ativos “Underlying”		01/01/2013
IFRS 7 – Notas Explicativas: compensação de Ativos e Passivos Financeiros		01/01/2013

A Companhia não estimou a extensão do impacto destas novas normas em suas demonstrações contábeis, por não ter base ou informações sobre seu conteúdo.

A Companhia não adotou as IFRSs novas e revisadas e ainda não vigentes mencionadas a seguir:

Pronunciamento	Descrição	Vigência
IFRS 9 - Instrumentos financeiro	Refere-se ao projeto de substituição da IAS 39 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração	01/01/2018
IFRS 15 - Receitas com Clientes	Refere-se à convergência do IASB (“International Accounting Standards Board”), sobre o reconhecimento de receita.	01/01/2018
IFRS 16 – Arrendamento	Estabelece critérios de informações a serem prestadas pelo locador e locatário acerca de operações de arrendamento mercantil	01/01/2019

A Administração da Companhia entende que a aplicação dos pronunciamentos mencionados, a serem adotados nas suas demonstrações financeiras nas datas exigidas, não terá nenhum efeito sobre os saldos reportados anteriormente.

4. GESTÃO DE RISCOS DO NEGÓCIO**4.1 Fatores de risco financeiro**

As atividades da Companhia a expõem a diversos riscos financeiros: risco de mercado (incluindo risco de taxa de juros de valor justo, risco de taxa de juros de fluxo de caixa e risco de preço), risco de crédito e risco de liquidez. A gestão de risco da Companhia se concentra na imprevisibilidade dos mercados financeiros e busca minimizar potenciais efeitos adversos no desempenho financeiro da Companhia. A gestão de risco é realizada pela Companhia, segundo as políticas aprovadas pelo Conselho de Administração. A gestão de risco identifica, avalia e protege a Companhia contra eventuais riscos financeiros.

Risco de mercado

O risco de taxa de juros da Companhia decorre de caixa e equivalentes de caixa. O impacto causado pela variação do Certificado de Depósito Interbancário – CDI, Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA e Índice Geral de Mercado – IGP-M sobre os empréstimos é minimizado pela remuneração das aplicações financeiras pelo CDI e pelo aumento dos preços nos contratos que também estão indexados à variação dos índices IPCA ou IGP-M.

Risco de crédito

O risco de crédito decorre de caixa e equivalentes de caixa, instrumentos financeiros, depósitos em bancos e instituições financeiras, bem como contas a receber em aberto. O preço da energia elétrica vendida, determinados nos contratos bilaterais está no nível dos preços fechados no mercado e eventuais sobras ou faltas de energia serão liquidadas no âmbito da CCEE.

Risco de liquidez

A Companhia monitora as previsões contínuas das exigências de liquidez para assegurar que ela tenha caixa suficiente para atender às necessidades operacionais. Essa previsão leva em consideração os planos de financiamento da dívida, cumprimento de cláusulas restritivas (“covenants”), cumprimento das metas internas do quociente do balanço patrimonial e, se aplicável, exigências regulatórias externas ou legais. A Companhia investe o excesso de caixa em contas correntes com incidência de juros, depósitos a prazo, depósitos de curto prazo e títulos e valores mobiliários, escolhendo instrumentos com vencimentos apropriados ou liquidez adequada para fornecer margem suficiente conforme determinado pelas previsões acima mencionadas.

4.2 Risco hidrológico

Risco associado à escassez de água destinada à geração de energia. O Sistema Interligado Nacional - SIN é atendido por cerca de 70% de geração hidráulica. Para atenuar estes riscos, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”), que é um mecanismo financeiro de compartilhamento entre as regiões do SIN dos riscos hidrológicos das usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema - ONS. É importante ressaltar que o risco é sistêmico, ou seja, haverá efetivo risco às empresas que possuem usinas hidroelétricas quando o sistema como um todo estiver em condição hidrológica desfavorável e não apenas a região onde estas usinas estão localizadas.

4.3 Outros riscos

As atividades da Companhia, assim como de seus concorrentes, são regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre as atividades da Companhia.

As atividades do Consórcio Corumbá III estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais, bem como a diversas exigências de funcionamento relacionadas à proteção do meio ambiente. Adicionalmente, eventual impossibilidade do Consórcio a operar sua usina em virtude de autuações ou processos de cunho ambiental poderá comprometer a geração de receita operacional e afetar negativamente o resultado da Companhia.

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Caixa	1.934	1.545
Bancos Conta Movimento	59.621	79.254
Aplicações Financeiras	20.153.222	3.718.155
	20.214.777	3.798.954

As aplicações financeiras correspondem às operações de fundos de investimentos de renda fixa e certificados de depósitos bancários, as quais são realizadas com instituições que operam no mercado financeiro nacional e são contratadas em condições e taxas normais de mercado, tendo como característica alta liquidez, baixo risco de crédito e remuneração pela variação do CDI. Os ganhos ou perdas decorrentes de variações no valor justo desses ativos são apresentados na demonstração do resultado em “resultado financeiro” no exercício em que ocorrem. Em 31 de dezembro de 2016, ocorreu aumento de 431,57% em Caixa e Equivalentes de Caixa em comparação com 31 de dezembro de 2015, tendo como subgrupos mais relevantes às aplicações financeiras em relação ao saldo em 31 de dezembro de 2015, decorrentes, principalmente da aplicação no Fundo de Investimento em Curto Prazo Automático no Banco do Brasil e ao crescimento na rubrica de Bancos Conta Movimento, em razão de recebimento das disponibilidades financeiras por ocasião da venda de energia.

6. CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
CEB Distribuição	4.882.298	5.862.265

As faturas emitidas pela Companhia são referentes ao contrato nº. CCVEE Nº 073.2002 e seus aditivos, firmado com a CEB, que prevê vencimento em três parcelas, para os dias 10, 20 e 30 do mês seguinte ao do suprimento. A redução na rubrica Concessionárias e Permissonárias se deveu ao fato de as duas parcelas do pagamento do Contrato de Fornecimento de Energia, vencidas em dezembro/2015, somente terem sido quitadas em janeiro/2016.

7. VALORES A REEMBOLSAR

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Aportes Operacionais	36.335	-

Refere-se à composição dos aportes operacionais, deduzidos das prestações de contas realizadas pelo Consórcio Empreendedor Corumbá III, relativos às despesas operacionais do exercício.

8. ALMOXARIFADO OPERACIONAL

Descrição	31/12/2016	31/12/2015
Almoxarifado de Operação e Manutenção	505.006	508.779
Adiantamento a Fornecedores	1.653	267.748
	506.659	776.527

9. ENERGIA ELÉTRICA RATEIO DE LIMINARES-GSF

	31/12/2016	31/12/2015
Energia Elétrica (Liminar)	-	2.947.417

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 rateou 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, em 21 de setembro de 2015, entrou com pedido de liminar, a qual foi atendida em relação ao não rateio dos custos decorrentes da GSF oriundos da isenção de pagamento obtida judicialmente por outras empresas. Mesmo assim, a CCEE se apropriou em outubro/2015 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.

Em relação a 2016, ocorreram contabilizações ajustando o valor do rateio de liminares sendo compensados os valores registrados de outubro a dezembro de 2015.

10. PARTES RELACIONADAS**10.1 Transações e Saldos****Composição:**

Grupo	Descrição	31/12/2016	31/12/2015
ATIVO	Créditos com Pessoas Ligadas		
	Suprimento - CEB Distribuição	4.882.298	5.862.265
	Adiantamento a Fornecedores – CECIII	277.776	-
	Aporte de Investimentos (a)	415.583	230.174
		5.575.656	6.092.439
PASSIVO	Encargos de Uso de Rede – CEBD	99.012	64.537
	Dividas com Pessoas Ligadas		
	Cons.Empr. Corumbá III - Aporte Operacional	359.272	498.920
	Cons.Empr. Corumbá III - Aporte Investimento	498.371	-
	Comissão Comprometimento – Neoenergia	87.694	96.755
	Coligadas e Controladas ou Controladoras (b)	397.174	8.920.802
	Fornecedores - Materiais e Serviços	105.870	148.630
	Retenções Contratuais – Serviços	60.881	-
		1.509.261	9.665.107
PASSIVO	Dividendos a pagar		
	Energ Power Ltda.	-	22.250
	Strata Construções e Concessões Integradas S.A.	-	80.920
	Companhia Energética de Brasília – CEB	1.212.519	538.207
	CELG – Geração e Transmissão – CELGGT	1.212.519	538.207
	Geração CIII S.A.	757.824	209.690
		3.182.863	1.389.275

Grupo	Descrição	31/12/2016	31/12/2015
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Capital a Realizar		
	Energ Power Ltda.	-	(1.541.104)
	Strata Construções e Concessões Integradas S.A.	-	(584.093)
		-	(2.125.197)
RESULTADO	Receita de Suprimento – CEB Distribuição S.A.	41.738.713	38.281.820

Detalhamento das Transações com Partes Relacionadas

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

b) Refere-se a valores a aportar 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).

No dia 24/11/2016, foi lavrada escritura pública ratificando os termos do Memorandum of Understanding (MoU) celebrado com o Consórcio Construtor Centro-Oeste (sendo Consorciadas a EIT e Energ Power) e o Consórcio Empreendedor Corumbá III para extinção das arbitragens com relação a estas empresas. As petições de extinção já foram protocoladas na câmara arbitral e aguardam o despacho dos árbitros para a extinção das mesmas.

Os principais saldos de ativos e passivos em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015, assim como as transações relativas a operações com partes relacionadas, decorrem de transações da Companhia com seus acionistas.

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

05 ►10

06 ► 10

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016
(Em reais, exceto quando indicado de outra forma)

11. 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.

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 rateou 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, em 21 de setembro de 2015 entrou com pedido de liminar, a qual foi atendida em relação ao não rateio dos custos decorrentes da GSF oriundos da isenção de pagamento obtida judicialmente por outras empresas. Mesmo assim, a CCEE se apropriou em outubro/2015 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.

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 2016, durante o período de extensão do contrato, o qual terá sua data final de encerramento alterada para 14 de fevereiro de 2017.

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 está sendo amortizado e reconhecido no exercício de 2016.

12. FUNDOS VINCULADOS

	31/12/2016	31/12/2015
Depósitos Vinculados ao BNDES		
Serviço da Dívida	3.486.806	3.146.898
Operação e Manutenção	952.920	860.025
	4.439.725	4.006.923

Refere-se à aplicação no Fundo de Investimento da BRB – Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., conforme Parágrafo Segundo e Terceiro da Cláusula Nona do contrato de Empréstimo e Financiamento BNDES 0920049.1, 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 2016, ocorreu aumento de 10,80% nas aplicações financeiras em relação ao saldo em 31 de dezembro de 2015, em função do aumento das disponibilidades financeiras.

13. 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, inteiramente adequada ao preço de mercado.

Em novembro de 2016 o CEC III transferiu para o Imobilizado em Serviço o Adiantamento a Fornecedores que estava no Imobilizado em Curso em razão da realização do Acordo Global consolidado pela Escritura Pública de Transação e Quitação registrado sob o Livro 3659, Folha 130 Atto 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 Energ 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 quatro 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.
- 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 Energ Power.

Após esses lançamentos, restou-se um saldo final de R\$ 12.693.351,71.

2. Destinação do Saldo Final

Observa-se que a Energ Power, como epecista, 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 Centro de Contas da UHE Corumbá III em 2011 foi verificado o saldo de serviços subcontratados pela Energ 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 Energ 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 o 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 ao subfornecedor 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	%	Valores	
		Fornecedores	Rateados
Comporta ensecadeira	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	2.556.819,74
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\$	3.949,50
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:

a) Composição

Imobilizado em Serviço	31/12/2016		31/12/2015	
	Custo	Dep. Acumulada	Líquido	Líquido
Terrenos	28.146.349	-	28.146.349	28.161.149
Reservatórios, Barragens e Adutoras	127.063.022	(18.066.848)	108.996.174	110.494.853
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	13.229.373	(1.896.590)	11.332.784	11.602.013
Máquinas e Equipamentos	49.934.675	(10.672.804)	39.261.871	36.843.469
Veículos	-	-	-	-
Móveis e Utensílios	107.026	(37.267)	69.759	77.174
Total em Serviço	218.480.445	(30.673.509)	187.806.937	187.178.659
Imobilizado em Curso				
Terrenos	2.126.421	-	2.126.421	235.423
Reservatórios, Barragens e Adutoras	434.948	-	434.948	-
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	23.909	-	23.909	29.940
Veículos	-	-	-	13.644.948
Móveis e Utensílios	-	-	-	5.341.497
Adiantamento a Fornecedores	10.933	-	10.933	-
Depósitos Judiciais	4.021.780	-	4.021.780	-
Transformação, Fabricação, Reparo Material	-	-	-	-
Total em Curso	6.617.990	-	6.617.990	19.251.808
Total do Imobilizado	225.098.436	(30.673.509)	194.424.927	206.430.466
		%	Taxas Média Anual	Depreciação.
Terrenos	28.146.349	-	-	-
Reservatórios, Barragens e Adutoras	127.063.022	14,22	2,04%	(18.066.848)
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	13.229.373	14,34	2,20%	(1.896.590)
Máquinas e Equipamentos	49.934.675	21,37	3,05%	(10.672.804)
Veículos	-	-	-	-
Móveis e Utensílios	107.026	34,82	6,250%	(37.267)
Total	218.480.445			(30.673.509)

b) Movimentação

Imobilizado em Serviço	31/12/2015	Adições	Transferências	Baixas	Estornos	31/12/2016
	Custo					
Terrenos	28.161.149	-	-	-	(14.800)	28.146.349
Reservatórios, Barragens e Adutoras	125.929.232	-	1.133.790	-	-	127.063.022
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	13.208.973	-	20.400	-	-	13.229.373
Máquinas e Equipamentos	45.089.301	4.100	4.847.875	-	(6.601)	49.934.675
Veículos	-	-	-	-	-	-
Móveis e Utensílios	107.026	-	-	-	-	107.026
Total em Serviço	212.495.682	4.100	6.002.064	-	(21.401)	218.480.445
Depreciação Acumulada						
(-) Deprec. - Reservatórios, Barragens e Adutoras	(15.434.379)	(2.632.469)	-	-	-	(18.066.848)
(-) Deprec. - Edificações, obras civis e Benfeitorias	(1.606.960)	(289.629)	-	-	-	(1.896.590)
(-) Deprec. - Máquinas e Equipamentos	(8.245.832)	(2.429.560)	-	-	2.587	(10.672.804)
(-) Deprec. - Veículos	-	-	-	-	-	-
(-) Deprec. - Móveis e Utensílios	(29.852)	(7.415)	-	-	-	(37.267)
Total em Curso	(25.317.023)	(5.359.073)	-	-	2.587	(30.673.509)
Imobilizado Líquido	187.178.659	(5.354.973)	6.002.064	-	(18.813)	187.806.937
Imobilizações em Curso						
Terrenos	235.423	936.525	-	(14.800)	969.274	2.126.421
Reservatórios, Barragens e Adutoras	-	935.013	(860.724)	(774)	361.433	434.948
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	-	20.400	(20.400)	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	29.940	85.044	(48.567)	(847)	(41.662)	23.909
Adiantamento a Fornecedores	13.644.948	-	(5.077.341)	-	(8.556.675)	10.933
Depósitos Judiciais	5.341.497	29.202	-	(20.800)	(1.328.119)	4.021.780
Transformação, Fabricação, Reparo Material	-	-	-	-	-	-
Total em Curso	19.251.808	2.006.184	(6.007.032)	(37.221)	(8.595.748)	6.617.990
Total do Imobilizado	206.430.466	(3.348.789)	(4.967)	(37.221)	(8.614.562)	194.424.927

06 ► 10

07 ► 10

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016
(Em reais, exceto quando indicado de outra forma)

13.1 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.

13.2 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.

13.3 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.

13.4 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.

13.5 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 2016.

14. INTANGÍVEIS

O saldo em 31 de dezembro de 2016 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:

	31/12/2016	31/12/2015
USINA		
INTANGÍVEIS		
UBP	3.529.540	3.706.755
	3.529.540	3.706.755
SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE CONEXÃO		
INTANGÍVEIS		
Servidão	263.890	263.890
Outros	49.949	49.949
	313.839	313.839
ADMINISTRAÇÃO CENTRAL		
INTANGÍVEIS		
Softwares	36.907	-
Outros	203.018	281.603
	239.925	281.603
TOTAL	4.083.304	4.302.197

b) Movimentação

	31/12/2015	Adições	Transferências	Baixas	Estornos	31/12/2016
Intangível em Serviço						
Custo						
Direito de Uso da Concessão	4.814.351	-	-	-	-	4.814.351
Outros Intangíveis	706.763	13.900	25.264	(1.140)	6.601	751.388
Softwares	-	13.900	25.264	(1.140)	6.601	44.625
Outros Intangíveis - ECIII	313.839	-	-	-	-	313.839
Outros Intangíveis - ECIII	392.924	-	-	-	-	392.924
Totais	5.521.114	13.900	25.264	(1.140)	6.601	5.565.739
	31/12/2015	Adições	Transferências	Baixas	Estornos	31/12/2016
Amortização						
Direito de Uso da Concessão	(1.107.596)	(177.215)	-	-	-	(1.284.812)
Outros Intangíveis	(111.321)	(86.303)	-	-	-	(197.624)
Outros Intangíveis - ECIII	-	-	-	-	-	-
Softwares	-	(7.718)	-	-	-	(1.390)
Outros Intangíveis - ECIII	(111.321)	(78.585)	-	-	-	(170.260)
Totais da Intangível	(1.218.917)	(263.518)	-	-	-	(1.482.436)
Intangível em Curso						
	-	1.140	(25.264)	-	24.124	-
Total do Intangível	4.302.197	(248.478)	-	(1.140)	30.725	4.083.304

15. FORNECEDORES

	31/12/2016	31/12/2015
Compra de Energia Elétrica (b)	365.625	395.064
Encargos de Uso de Rede (a)	99.012	64.537
Materiais e Serviços (c)	109.850	1.589
Provisão Fornecedores - CEC III (d)	384.116	0
	958.603	461.190

(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 2016 refere-se ao registro da provisão das compras no 4º trimestre, tendo em vista a disponibilização das informações pela CCEE ocorrer após o encerramento do trimestre, com o respectivo ajuste do valor da contabilizado.

Em janeiro de 2016 ocorreu o registro das contabilizações referente a outubro de dezembro/2015, em razão da disponibilização das informações pela CCEE.

(c) O saldo de Materiais e Serviços teve um acréscimo em razão da provisão de Serviços prestados em dezembro/2016 cujo pagamento ocorrerá em 2017.

(d) Refere-se a Provisão de Fornecedores realizada pelo CEC III em dezembro/2016.

16. FOLHA DE PAGAMENTO

	31/12/2016	31/12/2015
Férias	34.287	31.376
Tributos Retidos na Fonte	8.906	6.651
FGTS	2.878	2.298
Encargos s Férias e 13º Salário	9.775	8.942
Diretores, Conselheiros e Acionistas	13.637	12.322
	69.483	61.590

17. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS**a) Composição**

	31/12/2016			31/12/2015
	Circ.	Não Circ.	Total	
MOEDA NACIONAL				
BNDDES Contrato 1052	5.219.694	30.013.239	35.232.932	39.879.615
BNDDES Contrato 1176	69.735	400.976	470.711	532.790
BNDDES Contrato 1168	386.197	2.220.631	2.606.828	2.950.628
BNDDES Contrato 1150	1.561.767	8.980.159	10.541.926	11.932.244
	7.237.392	41.615.005	48.852.398	55.295.277
Encargos	255.076	-	255.076	183.083
Total do Financiamento	7.492.468		7.492.468	5.478.360

Perfil da Dívida

Para a implantação do empreendimento, a ECIII celebrou, em 2009, um contrato de financiamento junto ao BNDDES, cuja taxa de juros corresponde à TJLP acrescida de spread de 1,72 a.a., com prazo de 14 anos. A parcela superior a 6% da TJLP é capitalizada.

b) Detalhamento dos Empréstimos e Financiamentos

Fonte	Contrato	Assinatura	Objetivo	Juros	Último Vencimento
BNDDES	Diversos	03/07/09	Construção da usina do Consórcio Empreendedor Corumbá III	TJLP + 1,72% a.a.	2023

c) Os contratos de empréstimos e financiamentos obtidos pela ECIII estão suportados pelas garantias da operação citadas abaixo:

* Penhor de Direitos emergentes do Contrato de Concessão para Exploração da Usina, incluindo:

1. Direitos supervenientes de créditos decorrentes do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica ("CCVE"), e de quaisquer outros contratos de compra e venda de energia;
2. As garantias constantes do "CCVE";
3. Direito de receber todos e quaisquer valores que, efetiva ou potencialmente, sejam ou venham a se tornarem devidos pelo Poder Concedente à Companhia;
4. Direito de vender a energia elétrica produzida pelo projeto mencionado na Condição Geral n. 12.1.1;
5. Todos os demais direitos, corpóreos ou incorpóreos, potenciais ou não, que possam ser objeto de penhor de acordo com as normas legais e regulamentares aplicáveis, decorrentes da concessão;
6. Penhor das ações de emissão da Companhia;
7. Penhor dos Direitos Creditórios de todas as obrigações decorrentes do Contrato, da totalidade dos direitos creditórios da Companhia, especialmente dos provenientes do CCVE celebrado com a CEB Distribuição S.A., em 12 de novembro de 2002 e seus posteriores Aditivos.

d) Os contratos de empréstimos e financiamentos obtidos pela ECIII estão suportados pelas garantias da operação, bem como as obrigações especiais da beneficiária.

1. Obriga-se a beneficiária dentre outras obrigações a:
 - XI - manter, durante todo o período de amortização do presente Contrato, Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) de, no mínimo, 1,2 (um inteiro e dois décimos), apurado anualmente conforme metodologia de cálculo constante do Anexo I ao presente Contrato, e comprovado mediante a apresentação de demonstrações financeiras anuais auditadas.

Contrato de Financiamento BNDDES e Energética Corumbá III - Cláusula Décima e Anexo I**Cálculo do ICSD**

Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) de, no mínimo, 1,2 (um vírgula e dois décimos)

	31/12/2016
A) Geração de Caixa	35.412.014

Disponibilidade Final do Período Anterior	3.798.954
(+) EBITDA	25.541.373
(-) Imposto de Renda / Contribuição Social	(1.474.096)
(+/-) Variação de Capital de Giro	7.545.783

B) Serviço da Dívida

(+) Amortização da Dívida	7.184.833
(-) Pagamento de Juros	3.974.801

$$C = \text{Índice de Cobertura do Serviço da Dívida} = A / B \quad 3,17$$

O EBITDA corresponde ao somatório dos itens abaixo discriminados:

(+) Lucro Líquido	
(+) Despesa (receita) financeira líquida	
(+) Provisão para IR e CS	
(+) Depreciações e Amortizações	
(+) Outras despesas (receitas) líquidas não operacionais; e,	
(+) Perdas (lucros) resultantes de equivalência patrimonial nos resultados dos investimentos em sociedades coligadas/controladas	

A Variação do Capital de Giro no período t é calculado da seguinte forma:

i. Necessidade de Capital de Giro no período t	(1.647.380)
(+) (Ativo Circulante menos Disponibilidades) t	5.437.552
(-) Ativo Circulante	25.652.329
(-) Disponibilidades	(20.214.777)

(-) Passivo Circulante menos Empréstimo, Financiamentos, Debêntures de CP e Adiantamento para Futuro Aumento de Capital) t	7.084.932
--	-----------

(+) Passivo Circulante	14.577.400
(-) Empréstimo / Financiamentos	(7.492.468)
(-) Debêntures de CP	
(-) Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	

ii. Necessidade de Capital de Giro no período t-1

(+) (Ativo Circulante menos Disponibilidades) t-1	9.599.669
(+) Ativo Circulante	13.398.623
(-) Disponibilidades	(3.798.954)

(-) Passivo Circulante menos Empréstimo, Financiamentos, Debêntures de CP e Adiantamento para Futuro Aumento de Capital) t-1	3.701.266
--	-----------

(+) Passivo Circulante	11.019.223
(-) Empréstimo / Financiamentos	(7.317.957)
(-) Debêntures de CP	

(iii) Variação de Capital de Giro = (Necessidade no período t) menos (Necessidade no período t-1)

	(7.545.783)
--	--------------------

Fonte: Gesplan, DRE e Balanço**18. TAXAS E ENCARGOS REGULAMENTARES**

	31/12/2016	31/12/2015
Compensação Financ. p/ Utilização dos Recursos		
Hídricos - CFURH	143.676	47.234
Pesquisa e Desenvolvimento - P & D	857.468	610.753
Taxa de Fiscalização de Serviços Energia Elétrica - TFSEE	8.294	7.444
	1.009.438	665.431

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH

A CFURH foi criada pela Lei nº 7.990/1989 e destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionadas por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas.

Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica - TFSEE

A TFSEE foi instituída pela Lei nº 9.427/1996, e equivale a 0,4% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizado do serviço público de energia elétrica. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custo de suas atividades. A TFSEE, fixada atualmente, é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias. Sua gestão fica a cargo da ANEEL.

Pesquisa e Desenvolvimento - P&D

De acordo com a Lei nº 9.991/2000, artigo 24 da Lei nº 10.438/2002 e artigo 12 da Lei nº 10.848/2004, as empresas concessionárias ou permissionárias de serviço público de distribuição, geração ou transmissão de energia elétrica, assim como as autorizadas à produção independente de energia elétrica, exceto aquelas que geram energia exclusivamente a partir de pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, cogeração qualificada, usinas eólicas ou solares, devem aplicar, anualmente, um percentual mínimo de sua receita operacional líquida em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica - P&D, segundo regulamentos estabelecidos pela ANEEL.

Conforme artigo 2º da Lei nº 9.991/2000, as concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, um por cento de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

07 ► 10

08 ►10

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016
(Em reais, exceto quando indicado de outra forma)

A Resolução Normativa nº 233/2006, que entrou em vigor em 1º de janeiro de 2007, estabeleceu em seu artigo 2º que o fato jurídico necessário e suficiente para a constituição das obrigações legais referidas em seu artigo 1º é o reconhecimento contábil, por parte das concessionárias e permissionárias, bem como pelas autorizadas à produção independente de energia elétrica, dos itens da Receita Operacional, elencados no parágrafo 1º do artigo 3º, desta Resolução.

Em atendimento ao Ofício Circular SFF/ANEEL nº 2.409/2007, a Companhia tem apresentado os gastos com P&D no grupo das deduções da receita bruta.

Segundo a Resolução Normativa nº 316/2008, a empresa de energia elétrica deverá enviar, na forma do parágrafo 1º, do artigo 2º, relatório final de auditoria contábil e financeira específico dos projetos de P&D para avaliação final da ANEEL, para fins de reconhecimento dos investimentos realizados.

19. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	31/12/2016	31/12/2015
IRPJ a Recolher	266.785	240.481
IRRF s/ Notas Fiscais	934	1.667
CSSL a Recolher	183.730	146.692
PIS a Recolher	23.528	22.859
COFINS a recolher	108.592	105.504
INSS Pessoa Jurídica	8.984	7.168
Retenção - Lei 10.833	1.585	3.734
	594.139	528.106

20. DÍVIDAS COM PESSOAS LIGADAS

	31/12/2016	31/12/2015
Circulante		
Cons.Empr. Corumbá III - Aporte Operacional (a)	359.272	498.920
Cons.Empr. Corumbá III - Aporte Investimento (a)	498.371	
Comissão Comprometimento - Neoenergia (b)	87.694	96.755
	945.337	595.675
Não Circulante		
Coligadas e Controladas ou Controladoras(c)	397.174	8.920.802
Retenções Contratuais (d)	105.870	148.630
Retenções Contratuais - Serviços	60.881	-
	563.924	9.069.432
TOTAL	1.509.261	9.665.107

(a) Refere-se a aportes efetuados pela Energética Corumbá III S.A. no Consórcio Empreendedor Corumbá III.

(b) Refere-se à comissão de comprometimento devida à Neoenergia S.A. mediante as garantias assumidas no contrato de financiamento da Energética Corumbá III S.A.

(c) Refere-se a valores a aportar pela Energética Corumbá III S/A no Consórcio Empreendedor Corumbá III, relativo a retenções contratuais e Fornecedores já ativadas.

Em novembro de 2016, o Consórcio Empreendedor Corumbá III, por meio do Acordo Global consolidado na Escritura Pública de Transação e Quitação registrado sob o Livro 3659, Folha 130, Ato 033, no 15º Ofício de Nota, realizado entre Consórcio Empreendedor Corumbá III e os seus Fornecedores, possibilitou a baixa em quase sua totalidade das Retenções Contratuais. Assim, os serviços que foram registrados na rubrica Adiantamento a Fornecedores no grupo Imobilizado em Curso puderam ser transferidos para o Imobilizado em Serviço.

(d) Refere-se a valores a aportar pela Energética Corumbá III S/A no Consórcio Empreendedor Corumbá III, relativo a retenções contratuais a Fornecedores diversos registrados pelo CEC III.

Composição:

Acionistas	Quantidade de Ações		Capital em R\$	
	Ordinárias	Preferenciais	A Realizar	Realizado
Energ Power S.A.	-	-	-	-
Strata Construções e Concessionárias Integradas S.A.	-	-	-	-
Companhia Energética de Brasília - CEB	15.198.260	30.396.523	45.594.783	45.594.783
CELG - Geração e Transmissão - CELG G&T	15.198.260	30.396.523	45.594.783	45.594.783
Geração C III S/A	30.396.522	-	30.396.522	30.396.522
	60.793.042	60.793.046	121.586.088	121.586.088

Em 8 de junho de 2010, foi formalizado Termo de Transferência de Ações da Energética Corumbá III S/A, detidas por acionistas inadimplentes, para a Geração CIII S/A, cuja eficácia dependia de prévia anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e do Banco Nacional de Desenvolvimento Social - BNDES.

A Anuência por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL foi formalizada pela Resolução Autorizativa nº 2.590. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES aprovou a transação em 01 de fevereiro de 2011, por meio da Decisão da Diretoria 91/2011-BNDES.

Com a aprovação do BNDES e a ANEEL, foram transferidas 18.948.434 ações dos acionistas Strata e Energ Power para a Geração CIII S/A.

Em razão da realização do Acordo Global e consolidado na Escritura Pública de Transação e Quitação registrado sob o Livro 3659, Folha 130 Ato 033 no 15º Ofício de Notas, realizado entre Consórcio Empreendedor Corumbá III e os seus Fornecedores, possibilitando a baixa em quase sua totalidade das Retenções Contratuais, envolvendo os Acionistas Energ Power S.A e Strata Construções e Concessionárias Integradas S.A., a Geração C III S.A., acionista da Energética Corumbá III S.A., adquiriu as ações dos acionistas ENER e STRATA, assumindo assim as obrigações e direitos desses acionistas.

Com essa alteração na composição do Capital Social passou a ser a seguinte:

Composição

Acionistas	Quantidade de Ações		Capital em R\$	
	Ordinárias	Preferenciais	Participação	
Companhia Energética de Brasília - CEB	15.198.260	30.396.523	45.594.783	37,5%
CELG - Geração e Transmissão - CELG G&T	15.198.260	30.396.523	45.594.783	37,5%
Geração C III S/A	30.396.522	-	30.396.522	25,0%
	60.793.042	60.793.046	121.586.088	100,0%

21. DIVIDENDOS A PAGAR

	31/12/2016	31/12/2015
Energ Power S.A.	-	22.250
Strata Construções e Concessionárias Integradas S.A.	-	80.920
Companhia Energética de Brasília - CEB	1.212.519	538.207
CELG - Geração e Transmissão - CELG GT	1.212.519	538.207
Geração CIII S.A.	757.824	209.690
	3.182.863	1.389.275

Em razão da realização do Acordo Global e consolidado na Escritura Pública de Transação e Quitação registrado sob o Livro 3659, Folha 130 Ato 033 no 15º Ofício de Notas, realizado entre Consórcio Empreendedor Corumbá III e os seus Fornecedores, possibilitando a baixa em quase sua totalidade das Retenções Contratuais, envolvendo os Acionistas Energ Power S.A e Strata Construções e Concessionárias Integradas S.A., a Geração C III S.A., acionista da Energética Corumbá III S.A., adquiriu as ações dos acionistas ENER e STRATA, assumindo assim as obrigações e direitos desses acionistas e por essa razão a distribuição de dividendos proposta é a demonstrada acima.

22. PROVISÕES PARA DEMANDAS JUDICIAIS

O Consórcio Empreendedor Corumbá III registrou, em seu passivo não circulante, provisão para demandas judiciais de natureza administrativa, cível e trabalhista, cuja probabilidade de perda foi considerada provável, com base no posicionamento de seus assessores jurídicos, de acordo com a NBC TG 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, aprovada pela Resolução CFC no 1.180/2009.

A Energética Corumbá III S/A - ECIII, por sua vez, reconheceu essa contingência na proporção da participação no Consórcio Empreendedor, conforme abaixo:

	31/12/2016	31/12/2015
Provisões para demandas judiciais	325.070	-

O reconhecimento da perda provável nas demonstrações da Energética Corumbá III S.A está representado por causas indenizatórias de áreas alagadas, no valor de R\$ 316 mil, capitalizados no imobilizado, e R\$ 9 mil, reconhecidos no grupo de despesas de geração.

Histórico das ações

A fim de cumprir com o objetivo da Concessão do potencial de energia hidroelétrica localizado no rio Corumbá, município de Luziânia, fez-se necessária a ocupação de áreas adjacentes ao rio Corumbá, bem como de áreas inundadas para a construção do reservatório. Nos casos em que os proprietários das áreas não concordaram com os preços e as condições de compra-venda, o Consórcio efetuou depósitos judiciais dos valores calculados nos processos os quais foram contabilizados como parte do custo de formação da hidroelétrica no ativo imobilizado.

Atualmente, o consórcio é parte envolvida em processos trabalhistas, cíveis e administrativos de natureza ambiental perante tribunais e órgãos governamentais.

Em 2015, encontravam-se em tramitação na Câmara de Conciliação da FGV, quatro processos arbitrais envolvendo o Consórcio Empreendedor Corumbá III - CECIII e o Consórcio Construtor Centro Oeste - CCCO, referentes a questões contratuais. Os processos arbitrais encontravam-se em discussão judicial proposta pelo CEC III, em decorrência do conflito de interesses entre as consorciadas do Consórcio Construtor Centro Oeste. O CECIII estava envolvido tanto no polo ativo como passivo.

Nos procedimentos em que o CECIII se encontrava no polo passivo, os integrantes do CCCO pleiteavam basicamente a quebra de solidariedade e a apuração e recebimento de eventual crédito oriundo do Contrato EPC firmado entre o CEC III e o CCCO.

Nos procedimentos em que o CECIII se encontrava no polo ativo, o CECIII pleiteia basicamente o recebimento de indenização por perdas e danos, decorrentes de lei e das disposições contratuais aplicáveis; a cobrança de todas as penalidades e multas previstas a apuração; e o recebimento de eventual crédito oriundo do Contrato EPC firmado entre o CECIII e o CCCO.

No dia 24/11/2016, foi lavrada escritura pública ratificando os termos do Memorandum of Understanding (MoU), celebrado com o Consórcio Construtor Centro-Oeste (sendo Consorciadas a EIT e Energy Power) e o Consórcio Empreendedor Corumbá III, para extinção das arbitragens com relação a estas empresas. As petições de extinção já foram protocoladas na câmara arbitral e aguardam o despacho dos árbitros para a extinção das mesmas.

Com base no que determina a NBC TG 25, o Consórcio Empreendedor Corumbá III divulgou em nota explicativa as ações ativas e passivas cuja probabilidade de perda foi considerada possível, conforme quadro apresentado abaixo:

	31/12/2016	31/12/2015
Ativo		
Causas com ganho possível		
Arbitral	68.478	57.310
Causas com ganho provável		
Administrativas e cíveis	66	-
Passivo		
Causas com perda possível		
Administrativas e cíveis	38.682	31.844
Trabalhistas	762	648
Arbitral	95.220	52.358

O reflexo destas ações nas demonstrações financeiras da Energética Corumbá III S.A., quando da decisão final das respectivas lides, se dará proporcionalmente à participação no CECIII, equivalente a 40%.

23. USO DO BEM PÚBLICO - UBP

	R\$
Em 31 de Dezembro de 2012	5.861.728
Atualização Obrigatória - Valor Presente	544.497
Despesas Financeiras - AVP	423.962
Pagamento UBP	(760.665)
Em 31 de Dezembro de 2013	6.069.521
Atualização Obrigatória - Valor Presente	526.501
Despesas Financeiras - AVP	423.962
Pagamento UBP	(792.435)
Em 31 de Dezembro de 2014	6.227.549
Atualização Obrigatória - Valor Presente	854.018
Despesas Financeiras - AVP	423.962
Pagamento UBP	(830.302)
Em 31 de Dezembro de 2015	6.675.226
Atualização Obrigatória - Valor Presente	1.101.800
Despesas Financeiras - AVP	423.962
Pagamento UBP	(904.750)
Em 30 de Dezembro de 2016	7.296.238

24. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital Social

O capital social subscrito, em 31 de dezembro de 2016, é de R\$ 121.586.088, representado por 60.793.942 ações ordinárias e 60.793.046 preferenciais. O capital realizado é de R\$ R\$ 121.586.088.

b) Reservas e Dividendos

- Reserva Legal - constituída à razão de 5% do Lucro Líquido, apurado anualmente, até o limite de 20% do Capital Social;
- Reserva Estatutária - constituída à razão de 5% do Lucro Líquido apurado anualmente;
- Dividendos Obrigatórios - equivalentes a 25% do Lucro Líquido;
- Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais - valor constituído pelo saldo remanescente do Lucro Líquido, após as destinações legais e estatutárias, com distribuição condicionada à anuência prévia do BNDES.

As reservas constituídas e dividendos provisionados no período estão devidamente demonstrados na Mutação do Patrimônio Líquido.

25. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A Receita corresponde, majoritariamente, ao suprimento de energia relacionado com o contrato de venda de energia de longo prazo com a distribuidora de energia elétrica CEB Distribuição SA.

	31/12/2016	31/12/2015
Receita Operacional Bruta		
Suprimento de energia Elétrica	41.738.919	38.282.425
Deduções da Receita Operacional		
PIS	(271.303)	(248.836)
COFINS	(1.252.168)	(1.148.473)
Encargos do Consumidor - P&D	(389.745)	(361.634)
	(1.913.215)	(1.758.943)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	39.825.704	36.523.482

08 ►10

09 ► 10

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS - EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016
(Em reais, exceto quando indicado de outra forma)

A tabela a seguir resume os volumes em MW de energia assegurada contratadas pela Companhia no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, no exercício de 2015.

VENDE DE ENERGIA				
2015	Cliente	Volume (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Faturamento (R\$)
Janeiro	CEB-D	14.379	211,21	3.036.950
Fevereiro	CEB-D	13.849	211,21	2.925.114
Março	CEB-D	14.843	211,21	3.135.037
Abril	CEB-D	14.351	211,21	3.031.166
Mai	CEB-D	14.981	211,21	3.164.058
Junho	CEB-D	14.231	211,21	3.005.672
Julho	CEB-D	14.932	211,21	3.153.851
Agosto	CEB-D	15.146	211,21	3.199.066
Setembro	CEB-D	15.691	211,21	3.314.055
Outubro	CEB-D	15.211	215,76	3.281.881
Novembro	CEB-D	15.373	228,86	3.518.160
Dezembro	CEB-D	15.367	228,86	3.516.810
Total		178.354		38.281.820

A tabela a seguir resume os volumes em MW de energia assegurada contratadas pela Companhia no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, no exercício de 2016.

VENDE DE ENERGIA				
2016	Cliente	Volume (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Faturamento (R\$)
Janeiro	CEB-D	15.263	228,86	3.493.264
Fevereiro	CEB-D	14.298	228,86	3.272.261
Março	CEB-D	14.973	228,86	3.426.817
Abril	CEB-D	14.832	228,86	3.394.543
Mai	CEB-D	14.540	228,86	3.327.694
Junho	CEB-D	14.516	228,86	3.322.168
Julho	CEB-D	14.408	228,86	3.297.420
Agosto	CEB-D	15.119	228,86	3.460.096
Setembro	CEB-D	16.021	228,86	3.666.672
Outubro	CEB-D	15.798	235,16	3.715.075
Novembro	CEB-D	14.691	253,26	3.720.629
Dezembro	CEB-D	14.381	253,26	3.642.074
Total		178.841		41.738.713

26. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

A seguir, detalhamento dos custos e despesas operacionais por natureza.

	31/12/2016	31/12/2015	Varição
Custo com energia			
Aquisição de energia de curto prazo	(5.861.408)	(10.582.103)	(44,61%)
Encargos do uso da rede elétrica	(836.115)	(723.098)	15,63%
	(6.697.522)	(11.305.200)	(40,76%)
Custo com operação			
Serviços de terceiros	(3.692.113)	(3.894.662)	(0,05%)
Depreciação e amortização	(5.518.641)	(4.647.782)	18,37%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(497.203)	(501.865)	(0,93%)
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica	(99.535)	(89.327)	11,43%
Outros custos de operação	(228.344)	(209.150)	9,18%
	(10.035.836)	(9.342.786)	7,42%
Despesas gerais e administrativas			
Pessoal e administradores	(1.961.730)	(1.577.307)	24,37%
Serviços de terceiros	(811.690)	(776.095)	4,59%
Perdas na desativação de bens	-	(541.104)	(100,00%)
Depreciação e amortização	(101.363)	(117.378)	(13,64%)
Outras despesas gerais e administrativas	(296.194)	(217.865)	35,95%
	(3.170.977)	(3.229.749)	(1,82%)
Total	(19.904.335)	(23.877.735)	(16,64%)

Em 2016 comparando com o mesmo período de 2015, ocorreu uma redução de 44,61% do custo da energia contratada (5,8 milhões contra 10,5 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 2015 e o efeito da repactuação do risco hidrológico ocorrida em 2015.

O aumento de 15,63% na despesa referente aos Encargos de Uso do Sistema de Distribuição se deveu a atualização monetária pelo IGPM e ao aumento da demanda ocorrida no 4º Trimestre de 2016.

Transferência Administração Central

	31/12/2016	31/12/2015	Varição
Remuneração	912.825,42	682.431,05	33,76
Encargos	202.534,95	202.980,06	-0,22
Outros Benefícios - Corrente	100.372,03	86.072,44	16,61
Honorários e Encargos-Diretoria/Conselho	754.997,24	605.823,42	23,14
Materiais	23.761,32	13.650,27	74,07
Serviços de Terceiros	811.690,01	776.095,26	4,59
Aluguéis em Geral	122.272,90	72.029,02	69,76
Recuperação de Despesas	-740,29	0,00	
Tributos	13.808,69	4.363,67	216,45
Depreciação	15.060,43	38.793,12	-61,18
Amortização	86.302,74	78.584,76	9,82
Outros	137.091,42	127.821,39	7,25
	3.170.976,86	2.688.644,46	17,94

Transferência do Resultado Financeiro

Transf. Adm. Central-Receita Aplic. Financ	-1.494.051,74	-943.799,65	58,30
Transf. Adm. Central-Multas Acresc. Moratór	-29.124,40	0,00	
Varição Monetária	1.525.762,01	1.491.117,38	2,32
Juros	4.858.840,47	4.364.306,85	11,33
IOF, Comissões e Taxas	6.991,20	622.652,23	-98,88
Comissões Neoenergia	522.581,99	0,00	
Outras Despesas Financeira	324.822,07	232.549,06	39,68
	5.715.821,60	5.766.825,87	-0,88
Total	8.886.798,46	8.455.470,33	5,10

No 4º trimestre 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 2015, procedemos à abertura das respectivas despesas. Ocorreu um crescimento na rubrica Remuneração de 33,76% (912 mil contra 682 mil em comparação com o período anterior), em razão da reestruturação da equipe do CEC III, matriz e filial, acordo coletivo de trabalho e pagamento de férias e rescisões no período. O aumento de 23,14% na despesa referente aos Honorários e Encargos de Diretoria/Conselho de Administração se deveu ao fato de que em 2015 a Diretoria do CEC III não era registrada nessa rubrica e sim como Serviços de Terceiros, bem como atualização monetária da remuneração do Conselho de Administração da ECIH e da sua Diretoria. No 4º Trimestre de 2016 e, relação ao mesmo período de 2015 ocorreu a transferência para atividade das despesas da Administração Central alocadas como Outras Despesas Operacionais ocasionando o crescimento de 17,94% em razão das rubricas Aluguéis com 69,76% em razão do CEC III ter realizado reformas em imóveis de terceiros, a rubrica Materiais com 74,07% em função dessas reformas e Tributos com variação de 216,45% em função de retenções não provisionadas no ano anterior e passaram a ser realizadas no exercícios de 2016 pelo CEC III.

27. RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro Líquido (R\$ mil)	31/12/2016	31/12/2015	Varição (%)
Renda de Aplicações Financeiras	1.523.176	943.801	61,39%
Encargos do Financiamento BNDES	(4.858.840)	(4.364.307)	0,60%
Outras Despesas Financeiras	(2.380.157)	(2.350.395)	9,90%
	(5.715.822)	(5.770.901)	71,89%

28. 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 2016, o Consórcio Empreendedor Corumbá III possuía contratos com as seguintes coberturas de seguros:

Seguro de riscos operacionais:
Seguradora: ACE Seguros Soluções Corporativas S.A.

R\$ 480.309.413,00

Vigência: 08/10/2016 a 08/10/2017

Seguro caracterizado como "All-Risks" que inclui as coberturas para o rompimento da barragem, quebra de máquinas, terremoto, alagamento, desmoronamento, roubo de conteúdo e danos da natureza".

Seguro de responsabilidade civil:
Seguradora: ACE Seguros Soluções Corporativas S.A.
R\$ 50.000.000,00
Vigência: 08/10/2016 a 08/10/2017

Garante o reembolso das quantias pagas pelo segurado decorrentes de danos a terceiros (Materiais e/ou Corporais) de natureza involuntária e acidental. Inclui os danos decorrentes de poluição súbita, danos morais, e os danos das barragens (somente para as hidrelétricas).

29. RECONCILIAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL

Conforme determina a NBC TG 03 – Demonstração do Fluxo de Caixa (CPC 03), segue, abaixo, a conciliação entre o lucro líquido e o fluxo de caixa operacional apresentado na demonstração do fluxo de caixa pelo método direto:

Fluxo de caixa das atividades operacionais	31/12/2016	31/12/2015
Lucro antes dos impostos	14.205.547	6.874.846
Ajustes de receitas e despesas que não afetaram o caixa:		
Despesas de depreciação e amortização	5.620.004	4.765.160
Atualização do ativo financeiro da concessão	1.525.762	1.277.980
Despesas de juros	813.945	213.580
Registro/Amortização GSF	123.192	(2.597.749)
Perdas na desativação de bens	-	541.104
Provisões para demandas judiciais	9.388	-

LUCRO AJUSTADO **22.297.838** **11.074.921**

Variações patrimoniais:

Redução/(Aumento) dos ativos		
(Aumento) Redução em concessionárias e permissionárias	979.967	(1.515.558)
(Aumento) Redução do almoxarifado operacional	269.868	(600.714)
(Aumento) Redução de aportes de investimentos	(463.185)	438.074
(Aumento) Redução de fundos vinculados	(432.802)	1.276.893
(Aumento) Redução de outros ativos	2.871.601	(3.861.424)

Aumento/(Redução) dos passivos

Aumento (Redução) de fornecedores	113.297	(1.355.012)
Aumento (Redução) de encargos setoriais	344.007	126.765
Aumento (Redução) de dívidas com pessoas ligadas	410.542	27.049
Aumento (Redução) do uso do bem público	(904.750)	(830.303)
Aumento (Redução) de outros passivos	10.585	3.671
Imposto de renda e contribuição social pagos	(1.410.753)	(1.285.637)

CAIXA LÍQUIDO PROVENIENTE DAS

ATIVIDADES OPERACIONAIS **24.086.215** **3.498.725**

30. LAJIR

	31/12/2016	31/12/2015
Resultado Líquido	12.731.451	5.557.099
(+) Tributos sobre o Lucro	1.474.096	1.317.747
(+) Despesas Financeiras Líquidas	7.238.998	6.714.702
(-) Receitas Financeiras Líquidas	(1.523.176)	(943.801)
(=) LAJIR	19.921.369	12.645.747

31. LAJIDA

	31/12/2016	31/12/2015
Resultado Líquido	12.731.451	5.557.099
(+) Tributos sobre o Lucro	1.474.096	1.317.747
(+) Despesas Financeiras Líquidas	7.238.998	6.714.702
(-) Receitas Financeiras Líquidas	(1.523.176)	(943.801)
(+) Depreciações/Amortização	5.620.004	4.765.160
(=) LAJIDA	25.541.373	17.410.906

DIRETORIA

Agnelo Raimundo Schumann Cunha
Diretor Presidente

Felisberto Jácomo Filho
Diretor Administrativo-Financeiro

CONTADOR

Elzio Antonio Comélio
CRC-33964-S/DF

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE O EXAME DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016

Aos Administradores e Conselheiros da
ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A. – ECIH
Brasília – DF

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis da ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A. – ECIH que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2016, 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 financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A. – ECIH em 31 de dezembro de 2016,

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 e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* – IASB.

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 financeiras 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

Acapacidade 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

09 ► 10

10 ► 10

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

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE O EXAME DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016

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 exercícios de 2014 e 2015 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.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram a 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 2016, 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 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.

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 2016. 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.

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.

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 2016, 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 financeiras 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 e da governança pelas demonstrações financeiras

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* – IASB, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras 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 financeiras 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 governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidade do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, 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 detectarão 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:

• 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.

• Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

• 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.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança 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.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar consideravelmente nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis do exercício corrente, e que dessa maneira constituem os Principais Assuntos de Auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública que um assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deveria ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação poderiam, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Brasília, 27 de janeiro de 2017.

Josias Oliveira Barros Neto Baker Tilly Brasil MG Auditores Independentes
Contador – CRC 009386/O-1 CRC/MG 005455/O-1

STD - SISTEMAS TÉCNICOS DIGITAIS S.A.

CNPJ/MF: 00.713.610/0001-32

NIRE: 53300004561

39º ASSEMBLÉIA GERAL EXTRAORDINÁRIA

ATA DA ASSEMBLÉIA GERAL EXTRAORDINÁRIA DA STD - SISTEMAS TÉCNICOS DIGITAIS S.A., lavrada sob a forma de sumário, conforme facultado no artigo 130, parágrafo 1º, da lei 6.404/76.I) DIA, HORA E LOCAL: Assembléia realizada no dia 04 de Novembro de 2015 às 18:00 horas em primeira chamada, na sede social, no SIBS Quadra 02, Conjunto A, lotes 04/06, Núcleo Bandeirante, Brasília - DF, de acordo com a lei e na forma do seu Estatuto Social;II) CONVOCAÇÃO: Feita por aviso entregue aos acionistas nos termos da Lei 6.404/76. III) PRESENÇA: Compareceram à Assembléia acionistas representando 90% do capital com direito a voto, conforme assinatura lançada no Livro de Presença de Acionistas. IV) MESA: Presidente: Gustavo Schneider Chagas, Diretor Acionista; Secretário: Lúcio Eustáquio Pereira, Diretor Acionista; V) ORDEM DO DIA: 1) Eleição da nova Diretoria.VI) DELIBERAÇÕES DA ASSEMBLÉIA GERAL EXTRAORDINÁRIA - A acionista Andréa Vasconcelos Victor se absteve de votar em qualquer dos

administradores propostos na Assembléia, e os demais acionistas presentes, que representam 71,33% dos votos, votaram a favor da reeleição dos atuais administradores, ficando assim a composição da nova Diretoria: o Sr. GUSTAVO SCHNEIDER CHAGAS, brasileiro, casado, matemático, CPF nº 097.959.011-68 e carteira de identidade nº 242.718 SSP/DF, residente e domiciliado à SQS 114, Bloco A, Apartamento 207, na Asa Sul em Brasília/DF, CEP 70377-010, foi eleito para o cargo de Diretor Presidente, acumulando os cargos de Diretor Administrativo e Financeiro, Diretor de Engenharia e de Diretor Comercial, que estava sem titular; o Sr. LÚCIO EUSTÁQUIO PEREIRA, brasileiro, casado, matemático, CPF nº 059.809.091-68 e carteira de identidade nº 208.053 SSP/DF, residente e domiciliado na AOS 02, Bloco C, Apartamento 305, no Setor de Áreas Octogonais em Brasília/DF, CEP 70660-023, foi eleito para o cargo de Diretor Industrial; o Sr. MARCELO LOPES CORREA, brasileiro, casado, analista de sistemas, CPF nº 334.574.761-87 e carteira de identidade nº 753.098 SSP/DF, residente e domiciliado na SQS 313, Bloco G, Apartamento 304, na Asa Sul em Brasília/DF, CEP 70382-070, foi eleito para o cargo de Diretor de Desenvolvimento; o Sr. MANOEL JACINTO PEDROSA NETO, brasileiro, casado, engenheiro eletricitista, CPF nº 471.867.121-34 e carteira de identidade nº 1.056.450 SSP/DF, residente e domiciliado à Quadra 09, Casa 09, no Condomínio Morada dos Nobres em Brasília/DF, CEP 73091-900,