

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

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO – 2015

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 2015.

1. CONSIDERAÇÕES GERAIS:

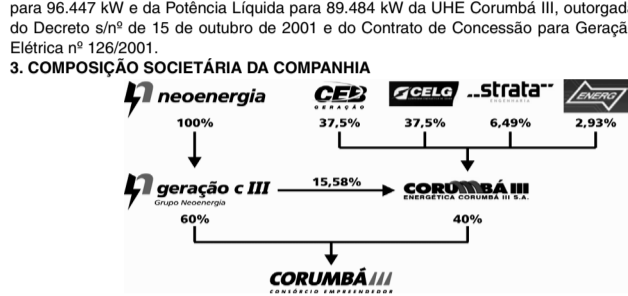
O setor elétrico foi fortemente impactado no ano de 2015 pela falta de recursos hídricos para a geração de energia elétrica, como vem ocorrendo desde o final de 2013, o que forçou a geração em grande escala de energia proveniente de usinas térmicas, de custo mais elevado. Apesar do cenário desfavorável do mercado de energia elétrica destaca-se que a Receita Operacional Líquida atingiu o montante de R\$ 36,5 milhões no final do período em análise, contra R\$ 35,3 milhões do mesmo período de 2014, significando um crescimento de 3,21%. Em 2015, ocorreu uma redução do custo da energia contratada, 10,6 milhões contra 12,9 milhões em comparação com o período anterior. Os custos de energia continuaram altos, devido à grave crise energética ocorrida no país, com a consequente redução da energia assegurada do sistema, a geração em larga escala de energia termelétrica e os altos 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\$ 5,5 milhões no final de 2015 contra R\$ 4,8 milhões no mesmo período de 2014, com aumento de 17,0%, principalmente em função da redução do custo da energia contratada, pelas razões já expostas acima.

2. BREVE HISTÓRICO DA COMPANHIA

A Energética Corumbá III - ECIII foi constituída em junho de 2001 com o objetivo de construir e operar a usina hidrelétrica Corumbá III. Em agosto de 2006, a companhia se associou ao grupo Neoenergia com a constituição do Consórcio Empreendedor Corumbá III. Atualmente a ECIII é detentora de 40% da concessão do AHE Corumbá III, objeto do Contrato de Concessão No 126/2001 – ANEEL, nos termos da Resolução Autorizativa Nº 980 de 10 de julho de 2007. A UHE Corumbá III, localizada no rio de mesmo nome, no Município de Luziânia, teve suas obras efetivamente iniciadas em agosto de 2006, a partir da constituição do Consórcio Empreendedor Corumbá III, com finalidade de administrar a implantação, operação, manutenção e exploração comercial da Usina Hidrelétrica Corumbá III.

A primeira unidade geradora da UHE Corumbá III, com potência autorizada de 47,76 MW, entrou em operação comercial no 24/10/2009 e a segunda em 30/01/2010. A UHE Corumbá III encontra-se totalmente motorizada, sincronizada ao Sistema Interligado Nacional e operando conforme programação estabelecida pelo Operador Nacional do Sistema. Em 04/09/2012 a ANEEL emitiu o Despacho Nº 2.759, alterando o registro da Potência Instalada para 96.447 kW e da Potência Líquida para 89.484 kW da UHE Corumbá III, outorgada nos termos do Decreto s/nº de 15 de outubro de 2001 e do Contrato de Concessão para Geração de Energia Elétrica nº 126/2001.

3. COMPOSIÇÃO SOCIETÁRIA DA COMPANHIA



4. GOVERNANÇA CORPORATIVA

Conselho de Administração

De acordo com o Acordo de Acionistas o Conselho de Administração é composto por seis conselheiros. Cada um dos acionistas CEB e CELG-GT indicam dois conselheiros, a Geração CIII indica um conselheiro, e os acionistas STRATA e ENER POWER indicam, em conjunto, outro conselheiro, 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

Liminares referentes ao Risco Hidrológico

No decorrer de 2015 diversas empresas de geração obtiveram liminares as isentando 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 milhões 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 milhões 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 efetuar seu ressarcimento à ECIII, o que ocorrerá no início de 2016.

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 repactuated 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 pleiteada 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 assistência 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 repactuada 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.

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 2014 a geração da UHE Corumbá III totalizou 219.153 MWh, equivalentes a 25,02 MW Médios, correspondente a 49% de sua energia assegurada. Desse montante, 40% correspondem à parcela da ECIII no empreendimento.

	2015	2014	Variação (%)
6.1 - Dados Econômico-Financeiros (R\$)			
Receita Operacional Bruta	38.262.425	37.095.264	3,2%
Receita Operacional Líquida	36.523.482	35.387.412	3,2%
EBITDA	17.410.906	15.269.686	14,0%
Resultado do Serviço EBIT	12.645.747	11.092.800	14,0%
Resultado Financeiro	(5.770.901)	(5.017.683)	15,0%
Lucro Líquido	5.557.099	4.751.817	16,9%

	2015	2014	Variação (%)
6.2 - Indicadores Patrimoniais (R\$)			
Ativo Total	230.966.132	234.127.155	-1,4%
Dívida Bruta	55.478.360	62.378.283	-11,1%
Dívida Líquida (1)	47.672.483	49.864.198	-4,4%
Patrimônio Líquido	155.648.924	151.393.649	2,8%

	2015	2014	Variação (%)
6.3 - Indicadores Financeiros de Margem (%)			
Margem EBITDA	47,7%	43,2%	10,5%
Margem EBIT	34,6%	31,3%	10,5%
Margem Líquida	15,2%	13,4%	13,3%

	2015	2014	Variação (%)
6.4 - Indicadores Financeiros de Dívida			
Dívida Líquida / EBITDA	273,8%	326,6%	-16,2%
Índice de Endividamento	30,6%	32,9%	-7,0%
Índice de Cobertura da Dívida	1,77	2,04	-13,2%

6.4 RESULTADO DO ANO

	2015	2014	Variação (%)
Demonstrações de Resultado (R\$)			
Receita Bruta	38.262.425	37.095.264	3,2%
Dedução da Receita Bruta	(1.758.943)	(1.707.851)	3,0%
Receita Líquida	36.523.482	35.387.412	3,2%
Custos de Bens e Serviços Vendidos	(20.647.986)	(22.324.823)	-7,5%
Resultado Bruto	15.875.495	13.062.590	21,5%
Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas	(3.229.749)	(1.969.790)	64,0%
Resultado do Serviço	12.645.747	11.092.800	14,0%
(-) Amortização e Depreciação	4.765.160	4.176.886	14,1%
EBITDA	17.410.906	15.269.686	14,0%
Resultado Financeiro	(5.770.901)	(5.017.683)	15,0%
Lucro antes dos impostos	6.874.846	6.075.116	13,2%
IRPJ e CSLL	(1.317.747)	(1.319.712)	-0,1%
Lucro Líquido	5.557.099	4.751.817	16,9%

6.4.1 Receita Bruta
A Receita Operacional Bruta atingiu o montante de R\$ 38,3 milhões no final do período em análise, contra R\$ 37,1 milhões do mesmo período de 2014, significando um crescimento de 3,2%, decorrente do reajuste do contrato de fornecimento com a CEB-D.

6.4.2 Custos e Despesas

	2015	2014	Variação (%)
Custos e Despesas Operacionais (R\$)			
Custo com Energia			
Aquisição de Energia de Curto Prazo	(10.582.103)	(12.851.466)	-17,7%
Encargos do Uso da Rede Elétrica	(723.098)	(598.613)	20,8%
Custo com Operação			
Serviços de Terceiros	(3.894.662)	(3.427.546)	13,6%
Depreciação	(4.647.782)	(4.108.815)	13,1%
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	(501.865)	(841.413)	-40,4%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica	(89.327)	(72.625)	23,0%
Outros Custos de Operação	(209.151)	(424.344)	-50,7%
Despesas Gerais e Administrativas			
Pessoal e Administradores	(1.577.307)	(1.574.453)	0,2%
Serviços de Terceiros	(776.095)	(385.351)	101,4%
Perdas na Desativação de Bens	(541.104)	-	-
Depreciação	(117.378)	(68.071)	72,4%
Tributos	(4.364)	(57.474)	-92,4%
Outras Despesas	(213.501)	115.559	-284,8%
Total	(23.877.735)	(24.294.613)	-1,7%

Em 2015, ocorreu uma redução de 17,7% do custo da energia contratada (10,6 milhões contra 12,9 milhões em comparação com o período anterior), conforme detalhado nos quadros a seguir:

	2015	2014
CONTRATAÇÃO DE ENERGIA		
Energia Contrata noMRE - MWh	41.189	3.280
Energia Contrata noMCP / PLD - MWh	24.670	14.600
Energia Contrata noACL - MWh	7.143	5.589
	73.002	23.469

	2015	2014
PREÇO MÉDIO DA ENERGIA CONTRATADA		
Energia Contrata noMRE - R\$/MWh	13,07	15,98
Energia Contrata noMCP / PLD - R\$/MWh	389,82	751,28
Energia Contrata noACL - R\$/MWh	257,95	276,95

**BALANÇOS PATRIMONIAIS
EM 31 DE DEZEMBRO
VALORES EXPRESSOS EM REAIS**

ATIVO	NOTAS	2015	2014	PASSIVO	NOTAS	2015	2014
CIRCULANTE				CIRCULANTE			
Caixa e Equivalente de Caixa	5	3.798.954	7.230.269	Fornecedores	15	461.190	1.816.202
Concessionárias e Permissonárias	6	5.862.265	4.346.707	Folha de Pagamento	16	61.590	71.907
Adiantamentos		13.460	2.780	Empréstimos e Financiamento	17	7.317.957	7.281.850
Valores a Reembolsar	7	-	133.323	Taxas e Encargos Regulamentares	18	665.431	538.666
Outros Ativos	8	776.527	175.813	Tributos e Contribuições Sociais	19	528.106	482.008
Energia Elétrica	9	2.947.417	-	Dividas com Pessoas Ligadas	20	595.675	568.626
TOTAL DO CIRCULANTE		13.398.623	11.888.892	Dividendos a Pagar	21	1.389.275	1.187.909
NÃO CIRCULANTE				TOTAL DO CIRCULANTE		11.019.223	11.947.168
Aportes de Investimento	10	230.174	668.248	NÃO CIRCULANTE			
Repactuação GSF Resolução 684	11	2.597.749	-	Dividas com Pessoas Ligadas	20	9.069.432	9.069.432
Fundos Vinculados	12	4.006.923	5.283.816	Empréstimos e Financiamentos	17	48.160.403	55.096.433
Imobilizado	13	206.430.466	211.725.444	Uso do Bem Público	22	6.675.226	6.227.549
Intangíveis	14	4.302.197	4.560.755	Pesquisa e Desenvolvimento		392.924	392.924
TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE		217.567.509	222.238.263	TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE		64.297.985	70.786.338
TOTAL DO ATIVO		230.966.132	234.127.155	PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
				Capital Social	23	121.586.088	121.586.088
				Capital a Realizar	23	(2.125.197)	(2.121.647)
				Reservas de Lucros		36.188.033	32.020.208
				TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		155.648.924	151.393.648
				TOTAL DO PASSIVO		230.966.132	234.127.154

As notas explicativas são partes integrante das demonstrações financeiras.

**DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
VALORES EXPRESSOS EM REAIS**

	NOTAS	2015	2014
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	24	36.523.482	35.387.412
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA			
Custo com Energia			
Aquisição de Energia de Curto Prazo		(10.582.103)	(12.851.466)
Encargos do Uso da Rede Elétrica		(723.098)	(598.613)
		(11.305.200)	(13.450.079)
Custo com Operação			
Serviços de Terceiros		(3.894.662)	(3.427.546)
Depreciação		(4.647.782)	(4.108.815)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos		(501.865)	(841.413)
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica		(89.327)	(72.625)
Outros Custos de Operação		(209.151)	(424.344)
		(9.342.786)	(8.874.743)
Lucro Bruto		15.875.495	13.062.590
DESPESAS OPERACIONAIS			
Despesas Gerais e Administrativas			
Pessoal e Administradores		(1.577.307)	(1.574.453)
Serviços de Terceiros		(776.095)	(385.351)
Perdas na Desativação de Bens		(541.104)	(3.588)
Depreciação		(117.378)	(68.071)
Tributos		(4.364)	(57.474)
Outras Despesas/Receitas		(213.501)	115.559
		(3.229.749)	(1.973.558)
Resultado do Serviço		12.645.747	11.089.032
RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS			
Rendas de Aplicações Financeiras		943.801	1.461.292
Encargos de Dívidas		(4.364.307)	(4.339.884)
Outras Despesas Financeiras		(2.350.395)	(2.139.092)
Resultado Financeiro		(5.770.901)	(5.017.683)
Resultado antes do IRPJ e CSLL		6.874.846	6.071.349
Imposto de Renda		(817.013)	(790.467)
Contribuição Social sobre o Lucro Líquido		(500.735)	(529.244)
		(1.317.747)	(1.319.712)
Resultado do Período		5.557.099	4.751.637
Resultado por lote de 1.000 ações de capital.		46	39

As notas explicativas são partes integrante das demonstrações financeiras.

**DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
VALORES EXPRESSOS EM REAIS**

	2015	2014
Lucro Líquido do Exercício	5.557.099	4.751.637
Outros Resultados Abrangentes	-	-
Resultado Abrangente do Exercício	5.557.099	

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015
(Em reais, exceto quando indicado de outra forma)

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 uma 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 outros custos. 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 efetuar seu ressarcimento à ECIII, o que ocorrerá no início de 2016.

2.2.2 Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

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

b) Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (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-Adote o 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, anuiu à Repactuação do Risco Hidrológico pleiteado pela ECIII.

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

O montante de potência repactuado foi de 19.59991 MW médios. O resultado a ser ressarcido referente aos efeitos da repactuação no ano de 2015, calculado pelo custo de 15,13 R\$/MWh, refere-se a janeiro de 2015, conforme Resolução 684/2015, totaliza R\$ 2,597 milhões.

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 classificados como ativo circulante, exceto aqueles com prazo de vencimento superior a 12 meses após a data de emissão do balanço (estes são classificados como ativos não circulantes). Os empréstimos e recebíveis da Companhia compreendem "Contas a receber de clientes e demais contas a receber".

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

2.4.2 Reconhecimento e mensuração

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

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

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

2.4.3 Compensação de instrumentos financeiros

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

2.4.4 Impairment de ativos financeiros – Ativos negociados ao custo amortizado

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

Os critérios que a Companhia usa para determinar se há evidência objetiva de uma perda por impairment incluem:

- i. Dificuldade financeira relevante do emitente ou tomador;
- ii. Uma quebra de contrato, como inadimplência ou mora no pagamento dos juros ou principal;
- iii. A Companhia, por razões econômicas ou jurídicas relativas à dificuldade financeira do tomador de empréstimo, garante ao tomador uma concessão que o credor não consideraria;
- iv. Torna-se provável que o tomador declare falência ou outra reorganização financeira;
- v. O desaparecimento de um mercado ativo para aquele ativo financeiro devido às dificuldades financeiras; ou
- vi. Dados observáveis indicando que há uma redução mensurável nos 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 no cartão;
- 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 instrumento prático, a Companhia pode mensurar o impairment com base no valor justo de um instrumento utilizando um preço de mercado observável.

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

2.5 Contas a receber de clientes

As contas a receber de clientes correspondem aos valores a receber de clientes no decorso 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 futurada e não futurada, 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 aplicação, 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 444/2011. Quando da conclusão dos projetos, estes são submetidos à aprovação da superintendência da ANEEL, reconhecível pela avaliação e baixados em contrapartida da conta do passivo de P&D.

2.10 Ativos intangíveis

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

2.10.2 Utilização de bem público - UBP

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

2.11 Imobilizado

Os itens do imobilizado são apresentados pelo custo histórico ou atribuído menos depreciação acumulada. Com exceção dos terrenos, todos os bens, ou conjuntos de bens que apresentavam valores contábeis substancialmente diferentes dos valores justos na data da adoção das novas práticas contábeis tiveram o valor justo como custo atribuído na data de transição em 1º de janeiro de 2009. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuíveis à aquisição dos itens e de ativos qualificados. 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 seus 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.

Contrato de Concessão	Usina	Tipo	Rio	Potência Instalada (MW)	Potência Asssegurada (MW/Médio)	Início da Concessão	Vencimento da Concessão
126/2001	UHE CORUMBÁ III	Hidrelétrica	Corumbá-GO	96,447	50,9	07/11/2001	07/11/2036

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 do ativo 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 2015, a Companhia realizou referida revisão, a qual não indicou perda por impairment a ser reconhecida.

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 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 o classes de obrigações como um todo. Uma provisão é reconhecida mesmo que a probabilidade de liquidação seja provável com qualquer item individual incluído na mesma classe de obrigações seja pequena. As provisões são mensuradas para 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 Impostos de renda e contribuição social correntes e diferidos

As despesas de renda e contribuição social correntes 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). 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 (CPC 09), as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras, conforme requerido pela legislação societária brasileira às companhias abertas. Para fins de IFRS, tais demonstrações representam informação financeira suplementar.

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 2015, 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 o NBC TG 27 – Ativo Imobilizado (CSP 27) 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 indicadores 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"	O objetivo desta Norma é prescrever o tratamento contábil para impostos sobre a renda. Para as finalidades desta Norma, impostos sobre a renda incluem todos os impostos nacionais e estrangeiros que sejam baseados em lucros tributáveis	01/01/2013
IFRS 7 – Notas Explicativas: compensação de Ativos e Passivos Financeiros	O objetivo desta IFRS é exigir que as entidades forneçam divulgações em suas demonstrações financeiras que permitam aos usuários avaliar: (a) a significância de instrumentos financeiros para a posição e desempenho financeiro da entidade; e (b) a natureza e extensão de riscos decorrentes de instrumentos financeiros, aos quais a entidade está exposta durante o período e no final do período de relatório, e tanto a entidade gerencia esses riscos.	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 5 – Ativos não circulantes mantidos para venda e operações descontinuadas	Refere-se a métodos de alienação de ativos mantidos para venda para ativos mantidos para distribuição a titulares	01/01/2016
IFRS 7 – Instrumentos financeiros – Divulgações	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)	01/01/2016
IFRS 9 - Instrumentos financeiro	Refere-se ao projeto de substituição da IAS 39 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração	01/01/2018
AFRS 10, IFRS 12 e IAS 28 Entidade de investimento	Altera o IFRS 10, estabelecido que a entidade que não é de investimento poderá manter, na aplicação da equivalência patrimonial, a mensuração do valor justo por meio do resultado utilizada pelos seus investimentos.	01/01/2016
IFRS 11/CPC 19 (R2) – Negócios em Conjunto	Refere-se à contabilização de acordos contratuais em conjunto.	01/01/2016
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
IFRS 11/CPC 19 (R2) – Negócios em Conjunto	Altera o IFRS 11 que se refere à contabilização de acordos contratuais em conjunto.	01/01/2016
IAS 1 – Iniciativa de divulgação	Alteração visando esclarecimentos sobre materialidade, linhas das demonstrações, flexibilidade das informações em notas explicativas, resultados abrangentes e contabilização pelo método patrimonial.	01/01/2016
IAS19 – Beneficiosa Empregados	Refere-se a utilização de taxas de títulos públicos para cálculo dos benefícios quando não existir mercado de título privado de alta qualidade na moeda.	01/01/2016
IAS 38/CPC 40 (R1) – Ativo Imobilizado	Eclarecimento dos métodos de depreciação e amortização aceitáveis	01/01/2016

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, seguindo 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, depositos 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 sistema é sistêmico, ou seja, haverá efetivo risco às empresas que possuem usinas hidrelétricas quando o risco 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.

