

# SERRA DO FACÃO ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 07.727.966/0001-74

**RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO:** Senhores Acionistas, Em cumprimento às disposições legais e societárias, apresentamos o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício findo em 31/12/2017. A Serra do Facão Energia S.A., ao final do exercício de 2017, no sétimo ano consecutivo de operação comercial com capacidade total, obteve melhores resultados econômicos e, principalmente, financeiros em relação aos anos de 2015 e 2016. Cabe ressaltar que uma parcela considerável da melhoria dos resultados econômicos e financeiros deve-se à redução dos custos decorrentes do GSF (Fator de Ajuste de Energia), uma vez que a Companhia já havia celebrado, em 2016, a repactuação do risco hidrológico junto à ANEEL, minimizando os impactos no custo e também reduzindo o fluxo de desembolsos. A Companhia tem como expectativa o reequilíbrio econômico e financeiro em exercícios futuros. A Companhia apresentou, no final do exercício, um Prejuízo Líquido de R\$7,208 milhões, com uma margem líquida de (-2,19%), representando 89% de variação positiva em relação ao ano anterior, acima das metas estabelecidas pelo Conselho de Administração. Desde o ano de 2015, o valor do UBP passou a ser registrado como ativo intangível e, mensalmente, tem sido amortizado, sendo também corrigido a valor presente. Os impactos mais relevantes no Resultado decorreram da variação positiva nos custos referentes ao Uso do Bem Público "UBP" ocasionada pela redução na estimativa da inflação e o impacto negativo nos custos com Compra/Liquidação de Energia tiveram como origem as variações das premissas de GSF e PLD. O impacto consolidado destes dois itens de custos representaram R\$64,2 milhões (depois do IR) no Resultado. O EBITDA (sigla em inglês para Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, LAJIDA) foi de R\$119.640 milhões, uma variação de -9,57% em relação ao Plano Operacional de 2017 e -3,85% em relação ao ano de 2016. Como inicialmente previsto, a estratégia adotada pela SEFAC em relação à Repactuação do Risco Hidrológico para os contratos firmados no Ambiente de Contratação Regulada ("ACR"), celebrada em jan-16, demonstrou continuidade em sua efetividade, uma vez que, mesmo com o incremento dos custos na rubrica de compra de energia, pode-se notar um considerável "custo evitado" em decorrência da repactuação. Os custos gerenciáveis apresentaram uma redução de R\$0,67 milhões em relação ao plano de 2017 e um acréscimo de R\$0,49 milhões em relação ao ano de 2016, correspondendo a uma variação de 2,35%, em um período em que a variação inflacionária foi de 2,95%. Em relação ao financiamento junto ao BNDES, a amortização acumulada até o final do exercício somou R\$497 milhões, sendo R\$71 milhões durante o ano de 2017, além de R\$18 milhões vinculados na conta garantia do financiamento. A Companhia superou o "covenant" referente ao Índice de Cobertura do Serviço da Dívida "ICSD" de 1,3, alcançando 1,74 ao final do exercício de 2017. Foi possível otimizar a geração de energia elétrica bruta, de modo a atingirmos a marca de 4.538.568 MWh em dezembro de 2017, geração total desde o início da operação, em 2010, marca alcançada, mesmo considerando a redução de geração devido ao deplecionamento do reservatório, o enchimento da UHE Batalha situada à montante da UHE Serra do Facão e considerando também as programações/restrições do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) com o objetivo de atender as necessidades do SIN (Sistema Interligado Nacional). Quanto à segurança das instalações e dos colaboradores, destacamos que a atividade de O&M da Usina encerrou o ano com 945 dias sem acidentes de trabalho envolvendo pessoal próprio e 697 dias, se considerarmos profissionais de empresas prestadoras de serviço. Durante o ano de 2017, a Companhia, através de processo de certificação realizado por instituição externa de auditoria, obteve a Certificação do Sistema de Gestão Ambiental, segundo norma ABNT NBR ISO 14001:2015. Conforme previsto na Resolução Normativa ANEEL nº 696/2015, a Companhia encaminhou aos órgãos competentes (prefeituras à jusante e montante da barragem e órgãos de defesa civil dos estados abrangidos pela UHE, Goiás e Minas Gerais), uma cópia do Plano de Ação de Emergência "PAE" que compõe o Plano de Segurança de Barragem. A referida Resolução da ANEEL estabelece os critérios para classificação, formulação do Plano de Segurança (PS) e realização da Revisão Periódica de Segurança (RPS) em barragens fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL. No que diz respeito às ações socioambientais, destaca-se a aprovação do Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório Artificial-PACUERA, além do fato de que os programas ambientais contidos na renovação da Licença de Operação estão sendo executados conforme os entendimentos mantidos entre a SEFAC e o IBAMA. Essa licença tem validade até Mar-2021. **Perfil da Empresa:** Em 28/06/2001, a Agência Nacional de Energia Elétrica-ANEEL realizou o Leilão nº 002/2001, por meio do qual o Grupo de Empresas Associadas Serra do Facão-GEFAC arrematou a concessão para exploração do potencial de energia hidráulica localizada no rio São Marcos, entre os municípios de Catalão, Davinópolis, Campo Alegre de Goiás, Ipameri e Cristalina, estado de Goiás e Paracatu no estado de Minas Gerais. O Contrato de Concessão 129/2001-ANEEL-AHE Serra do Facão e seus aditivos regulam a referida exploração da UHE Serra do Facão. A Usina Hidroelétrica, cuja concessão foi outorgada pelo Decreto de 16/10/2001, publicado no Diário Oficial de 17/10/2001, tem potência instalada de 212,58 MW e as instalações de transmissão compreendem uma linha de transmissão, em 138 kV, com 32,5 Km de extensão, circuito duplo, conectando-se à Subestação Catalão. A energia assegurada da Usina Hidroelétrica é de 178,80 MW médios, sendo que nesse total estão incluídos 76,7 MW médios relativos a ganhos incrementais à jusante. Cabe mencionar que a partir de 01/01/2018, conforme Portaria MME nº178, de 03/05/2017, a Garantia Física da UHE Serra do Facão foi reduzida de 182,4 MW médios para 178,80 MW médios. Em 31/12/2017, a composição acionária da Sociedade e as respectivas participações eram as seguintes:

Furnas Centrais Elétricas S.A.	49,4737%
Alcoa Alumínio S.A.	34,9737%
DME Energética S.A.	10,0877%
Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura S.A.	5,4649%
	<u>100,0000%</u>

A Participação Acionária é composta por ações Ordinárias e Preferenciais, conforme a seguir:

**AÇÕES ORDINÁRIAS**

Furnas Centrais Elétricas S.A.	37,4023%
Alcoa Alumínio S.A.	43,3294%
DME Energética S.A.	12,4978%
Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura S.A.	6,7705%
	<u>100,0000%</u>

**AÇÕES PREFERENCIAIS**

Furnas Centrais Elétricas S.A.	100%
Alcoa Alumínio S.A.	0%
DME Energética S.A.	0%
Camargo Corrêa Investimentos em Infraestrutura S.A.	0%
	<u>100%</u>

**Situação da Empresa:** A Usina Hidroelétrica Serra do Facão iniciou a operação

comercial da Unidade Geradora nº 01 em 13/07/2010, através do Despacho ANEEL nº 2.001 de 12/07/2010, publicado no DOU em 13/07/2010 e a Unidade Geradora nº 02 teve sua operação comercial autorizada pela ANEEL, em 7/08/2010, através do Despacho ANEEL nº 2274 de 08/08/2010, publicado no DOU em 9/08/2010. O Empreendimento, em conjunto com outras hidroelétricas, integrou o PAC-Programa de Aceleração do Crescimento instituído pelo Governo Federal visando garantir o fornecimento de energia elétrica para os próximos anos, sendo que a UHE Serra do Facão foi inaugurada oficialmente em 19/10/2010 pelo então Presidente da República, Sr. Luiz Inácio Lula da Silva. A SEFAC obteve do BNDES a autorização para concessão de financiamento no valor de R\$520 milhões, firmado no Contrato de Financiamento nº 09.2.0124-1, em 05/03/2009, além de um financiamento complementar no valor de R\$56 milhões, firmado sob o nº 09.2.1328-1, totalmente quitado em dezembro de 2010. Com base nas projeções e perspectivas para o ano de 2018, a Administração vislumbra a continuidade do reequilíbrio econômico e financeiro da Companhia, sendo que ao final do exercício e nos anos seguintes, a Companhia maximizará a sua geração de caixa e proporcionará resultados econômicos e financeiros melhores em relação aos resultados apresentados até o presente momento. A repactuação dos riscos hidrológicos pode ser considerada como uma estratégia importante para aprimorar a performance da Companhia. A Administração envidará todos os esforços na busca de redução de custos gerenciáveis, inclusive através de sinergia entre as áreas, além da análise e repactuação/renovação de contratos.

**Desempenho Econômico Financeiro**

**Indicadores Empresariais**

Dados Econômicos-Financeiros (R\$mil)	dez/17	dez/16	2017 / 2016	Varição
Receita Operacional Bruta	367.955	346.693		6%
Receita Operacional Líquida	328.711	308.471		7%
EBITDA	119.640	124.425		-4%
Resultado do Serviço-EBIT	13.041	44.298		-71%
Resultado Financeiro-Exceto JSCP	(20.249)	(104.691)		-81%
Lucro (Prejuízo) Líquido	(7.208)	(60.393)		-88%
Ativo Total	2.346.673	2.423.784		-3%
Patrimônio Líquido	309.258	316.466		-2%
Ativo Circulante	104.573	62.696		67%
Passivo Circulante	213.914	208.122		3%
<b>Indicadores Econômicos</b>				
Geração de Valor-Margem EBITDA	36,40%	40,34%		-10%
Margem EBIT	3,97%	14,36%		-72%
Margem da Atividade-Margem Líquida	-2,19%	-19,58%		-89%
Rentabilidade (Lucro x Ativo Total)	-0,31%	-2,49%		-88%
Liquidez Corrente-em pontos	0,49	0,30		62%
Liquidez Geral-em pontos	0,12	0,10		22%
Giro do Ativo-em pontos	0,14	0,13		10%
<b>Ações</b>				
Valor Patrimonial da Ação (por Lote de mil)	592	606		-2%
Lucro (Prejuízo) Líquido por ação (R\$)	(13,80)	(115,61)		-88%

A movimentação do EBITDA está detalhada na tabela a seguir:

	Conciliação do EBITDA		
	2017	2016	Var. %
Lucro (Prejuízo) Líquido	(7.208)	(60.393)	-88,1%
Imposto de Renda e CSSL	(3.089)	(29.594)	-89,6%
Resultado Financeiro	20.249	104.691	-80,7%
Depreciação e Amortização	109.688	109.721	-0,03%
<b>EBITDA</b>	<b>119.640</b>	<b>124.425</b>	<b>-4%</b>

Considerando a boa geração de caixa projetada para os anos futuros, associado ao fato de a Companhia não poder remunerar os acionistas através de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio, a alternativa referente à redução de capital social está sendo visualizada pelos Administradores e Acionistas como uma alternativa viável, sendo que as devidas autorizações já foram solicitadas aos respectivos órgãos competentes. ANEEL e BNDES. Cabe ressaltar que a ANEEL, através do despacho nº 3.390 de 04/10/2017, anuiu à proposta da SEFAC para redução de capital social de forma escalonada, no valor total de R\$410 milhões. A Companhia aguarda apenas a anuência do BNDES para operacionalizar a primeira redução de capital no valor de R\$50 milhões já no 2º trimestre de 2018. **Dados do Investimento, Orçamento Operacional 2018 e Governança Corporativa:** O orçamento do empreendimento foi aprovado com o valor de R\$1,063 bilhões, dos quais, aproximadamente 51% correspondem ao contrato com o Consórcio de Empresas de Fornecedoras de Serra do Facão-COFAC e os demais valores estão principalmente relacionados a custos socioambientais, administração do projeto e compra de aço, cimento e energia elétrica. Os custos ambientais, incluindo a indenização das propriedades atingidas, foram orçados em aproximadamente R\$301 milhões, que correspondem a, aproximadamente, 28% do orçamento. Os custos associados ao investimento foram totalmente concluídos no ano de 2014, inclusive culminando com a assinatura do termo de encerramento do contrato EPC. O orçamento operacional para o exercício de 2018 foi elaborado, projetando um prejuízo anual de R\$22,223 milhões, incluindo os custos gerenciáveis (Administração, O&M da Usina, Programas Ambientais e Seguros) no valor total de R\$22,24 milhões/ano. O plano operacional para o exercício de 2018 foi aprovado pelo Conselho de Administração. Todos os resultados financeiros estão baseados em "princípios" e "valores" observados pela Administração, preservando sempre a Governança Corporativa, Segurança, Responsabilidade Socioambiental, transparência, controles internos, aprimoramento de fluxos de processos e procedimentos internos. **Aspectos Socioambientais:** Ao longo do desenvolvimento das atividades ambientais, todos os órgãos do IBAMA têm sido prontamente respondidos, garantindo a manutenção da Licença de Operação do Empreendimento. Atualmente estão sendo executadas atividades relativas a 23 (vinte e três) Programas Socioambientais previstos na renovação da Licença de Operação os quais, em sua maioria, são de continuidade aos Programas Ambientais da primeira Licença de Operação, obtida em 2009. O cumprimento e andamento dos programas é consolidado através do envio de relatórios anuais. **Benefícios Fiscais Levados aos Municípios e aos Estados de Goiás e Minas Gerais:** No exercício de 2017, durante o período de operação da Usina, os estados de Goiás e Minas Gerais, os municípios abrangidos pelo empreendimento, os ministérios de Meio Ambiente e de Minas e Energia e o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) receberam, a título de compensação financeira prevista em legislação específica, um valor de aproximadamente R\$1,19 milhões. Com relação aos municípios, o valor a ser distribuído obedece a dois critérios: 1) o repasse por ganho de energia por regularização de vazão; 2) o de área inundada pelo reservatório. Quanto ao restante da distribuição, este rateio é efetuado com base em critério previamente estabelecido pela ANEEL com os respectivos percentuais de distribuição. **Operação da Usina e status das obras complementares:** Durante o ano de 2017, a Usina gerou 220.586 MWh de

**SERRA DO FAÇÃO ENERGIA S.A. CNPJ Nº 07.727.966/0001-74**

energia bruta (correspondendo a 218.343 MWh de energia líquida), obteve ótimos resultados de disponibilidade (índice de 99,20%, comparado a 97%, previsto no plano operacional) e principalmente, gerenciou o processo de O&M pelo quarto ano consecutivo com equipe própria. Quanto às metas operacionais, um dos grandes objetivos da Diretoria Executiva é administrar a Usina de modo a manter o reservatório com o nível de água adequado para otimizar a quantidade de energia a ser gerada em 2018, minimizando os impactos de compras de energia (MRE), um desafio extra na situação atual do sistema energético brasileiro, com escassez de água em todos os reservatórios e, em nosso caso, agravada pela existência do reservatório da UHE Batalha, à montante da UHE Serra do Fação, que opera na retenção da água e no enchimento do seu reservatório. Além disso, a implantação do Plano de Manutenção, baseado na técnica da Manutenção Centrada em Confiabilidade—MCC teve continuidade, cuja aplicação tem como objetivo otimizar custos com intervenções preventivas, introduzir e incrementar a utilização de técnicas preditivas e, por consequência, alcançar valores ainda melhores de disponibilidade, reduzindo o tempo de parada

de máquina programada e não programada. **Perspectivas e Agradecimentos:** A operacionalização da Usina, gerenciamento dos programas ambientais e aprimoramento e otimização de processos financeiros e administrativos deverão continuar sendo efetuados em conformidade com as diretrizes, os cronogramas, os parâmetros orçamentários e de segurança definidos pelo Conselho de Administração da Sociedade e pelos Acionistas, sendo que a Diretoria Executiva tem como objetivos, além da otimização dos resultados financeiros para o exercício de 2018, a contínua racionalização dos custos através da introdução de procedimentos de otimização de recursos materiais e de pessoal, sem que seja alterado o padrão de atendimento aos requisitos técnicos inerentes à concessão, assim como às condicionantes socioambientais presentes na licença de operação em vigor e aos padrões de segurança, sempre observando os controles e procedimentos internos. Aos nossos acionistas, clientes, fornecedores, colaboradores internos e externos, órgãos públicos, privados e às instituições financeiras, agradecemos o apoio e a confiança demonstrada ao longo deste período. Rio de Janeiro—RJ, 13/03/2018. A Administração

**BALANÇO PATRIMONIAL LEVANTADO EM 31/12/2017 (Em milhares de reais)**

ATIVOS	Notas	31/12/2017	31/12/2016
<b>CIRCULANTES</b>			
Caixa e equivalentes de caixa		4	10
Títulos e valores mobiliários	4	52.314	16.520
Contas a receber	5	38.481	36.698
Tributos e contribuições sociais		3.617	796
Despesas pagas antecipadamente	6	7.903	7.903
Outros ativos		2.254	769
Total dos ativos circulantes		104.573	62.696
<b>NÃO CIRCULANTES</b>			
Realizável a longo prazo:			
Títulos e valores mobiliários	4	17.967	17.740
Impostos diferidos	7	111.792	108.703
Despesas pagas antecipadamente	6	11.853	19.756
Imobilizado	8	836.913	877.448
Intangível	9	1.263.575	1.337.440
Total dos ativos não circulantes		2.242.100	2.361.088
<b>TOTAL DOS ATIVOS</b>		<b>2.346.673</b>	<b>2.423.784</b>

**PASSIVOS E PATRIMÔNIO LÍQUIDO**

CIRCULANTES	Notas	2017	2016
<b>Fornecedores</b>			
Fornecedores		5.927	7.699
Financiamentos	11	49.909	46.745
Tributos e contribuições sociais		2.572	2.798
Encargos do consumidor a recolher	10.1	12.057	9.842
Uso do bem público	10.2	134.198	131.911
Provisões	13	8.234	8.234
Outros passivos		1.017	893
Total dos passivos circulantes		213.914	208.122
<b>NÃO CIRCULANTES</b>			
Financiamentos	11	324.730	362.933
Uso do bem público	10.2	1.456.849	1.479.544
Provisões	13	41.922	56.719
Total dos passivos não circulantes		1.823.501	1.899.196
<b>TOTAL DOS PASSIVOS</b>		<b>2.037.415</b>	<b>2.107.318</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
Capital social	14	522.368	522.368
Prejuízos acumulados		(213.110)	(205.902)
Total do patrimônio líquido		309.258	316.466
<b>TOTAL DOS PASSIVOS E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>2.346.673</b>	<b>2.423.784</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras.

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31/12/2017 (Em milhares de reais, exceto prejuízo por lote de mil ações)**

	Notas	2017	2016
<b>RECEITAS</b>			
<b>CUSTO DE ENERGIA ELÉTRICA E SERVIÇOS</b>			
Compra energia elétrica		(44.424)	(24.146)
Amortização da UBP	9	(65.546)	(65.546)
Depreciação e amortização	8/9	(43.967)	(43.990)
Apropriação do prêmio de risco hidrológico	6	(7.903)	(7.903)
Encargos de uso de rede elétrica e conexão		(8.290)	(8.586)
Programas ambientais		(7.836)	(7.659)
Pessoal		(6.348)	(5.683)
Serviços de terceiros		(1.609)	(2.152)
Outros custos		(2.824)	(4.975)
		(188.747)	(170.640)
<b>LUCRO BRUTO</b>		<b>139.964</b>	<b>137.831</b>
<b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>			
Administradores		(1.712)	(1.645)
Pessoal		(1.471)	(1.387)
Serviços de terceiros		(860)	(1.307)
Depreciação e amortização	8/9	(175)	(185)
Taxas CCEE/O.N.S.		(170)	(171)
Outras despesas operacionais, líquidas		(450)	(390)
		(4.838)	(5.085)
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>			
Receita financeira sobre aplicações financeiras		5.049	4.997
Despesas de juros sobre financiamentos	11	(35.871)	(40.631)
Despesas de atualização monetária UBP	10.2	(112.456)	(179.609)
Despesas de atualização/juros Liminar GSF	6	-	(2.642)
Outras despesas financeiras		(2.145)	(4.848)
		(145.423)	(222.733)
<b>PREJUÍZO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>			
Imposto de renda e contribuição social	16	(10.297)	(89.987)
<b>PREJUÍZO DO EXERCÍCIO</b>		<b>3.089</b>	<b>29.594</b>
Prejuízo básico e diluído do exercício por lote de mil ações – (em reais - R\$)		(0,02)	(0,14)

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras.

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31/12/2017 (Em milhares de reais—R\$)**

	2017	2016
<b>PREJUÍZO DO EXERCÍCIO</b>	(7.208)	(60.393)
Outros resultados abrangentes	-	-
<b>RESULTADO ABRANGENTE TOTAL DO EXERCÍCIO</b>	<b>(7.208)</b>	<b>(60.393)</b>

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras.

**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31/12/2017 (Em milhares de reais—R\$)**

	Capital social	Prejuízos acumulados	Total
<b>SALDOS EM 31/12/2015</b>	522.368	(145.509)	376.859
Prejuízo do exercício	-	(60.393)	(60.393)
<b>SALDOS EM 31/12/2016</b>	522.368	(205.902)	316.466
Prejuízo do exercício	-	(7.208)	(7.208)
<b>SALDOS EM 31/12/2017</b>	522.368	(213.110)	309.258

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras.

**DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31/12/2017 (Em milhares de reais)**

FLUXO DE CAIXA DE ATIVIDADES OPERACIONAIS	Notas	31/12/2017	31/12/2016
Prejuízo do exercício		(7.208)	(60.393)
<b>Ajustes em:</b>			
Depreciação e amortização	8/9	109.688	109.721
Imposto de renda e contribuição social	16	(3.089)	(29.594)
Despesas de juros sobre financiamentos	11	35.871	40.631
Despesas de atualização monetária UBP	10.2	112.456	179.609
Apropriação do prêmio de risco hidrológico	6	7.903	7.903
Receita financeira sobre aplicações financeiras		(5.049)	(4.997)
Atualização monetária de provisões		749	799
Constituições/provisões para riscos		965	3.973
Baixa/reversões para riscos		(1.345)	-
Baixa do imobilizado e intangível		139	-
(Aumento) redução de ativos:			
Contas a receber		(1.783)	(4.438)
Despesas pagas antecipadamente		-	(26.648)
Tributos e contribuições sociais		(2.821)	(263)
Outros ativos		(1.484)	185
Aumento (redução) de passivos:			
Fornecedores		(1.772)	2.914
Tributos e contribuições sociais		(226)	264
Encargos do consumidor a recolher		2.215	1.649
Provisão—riscos trabalhistas e cíveis		(6.932)	(2.884)
Outros passivos		124	69
Caixa gerado nas operações		238.401	218.499
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais		238.401	218.499
<b>FLUXO DE CAIXA DE ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>			
Títulos e valores mobiliários		(30.972)	770
Imobilizado e intangível		(3.661)	(2.620)
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento		(34.633)	(1.850)
<b>FLUXO DE CAIXA DE ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>			
Amortizações de principal—BNDES	11	(38.203)	(38.203)
Pagamentos de juros—BNDES	11	(32.707)	(35.013)
Dividendos pagos		-	(18.504)
Pagamento do uso do bem público	10.2	(132.864)	(124.950)
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento		(203.774)	(216.670)
<b>REDUÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>			
		(6)	(21)
No início do exercício		10	31
No fim do exercício		4	10
<b>REDUÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>			
		(6)	(21)

As notas explicativas são parte integrante destas demonstrações financeiras.

<b>NOTAS EXPLICATIVAS AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS REFERENTES AO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)</b>			
<b>1. INFORMAÇÕES GERAIS:</b> A Serra do Fação Energia S.A. ("Companhia" ou "SE-FAC") é uma sociedade anônima de capital fechado, constituída em 20/10/2005. A Companhia tem por objetivo a exploração do potencial de energia hidráulica do Rio São Marcos, nos municípios de Catalão, Davinópolis, Campo Alegre de Goiás, Ipa-meri e Cristalina, estado de Goiás, e Paracatu no estado de Minas Gerais, denominado Usina Hidroelétrica Serra do Fação ("UHE Serra do Fação"). A sede da Companhia está localizada na cidade de Catalão—GO, na Avenida 20 de Agosto, 1293—subsolo. A UHE Serra do Fação tem potência instalada de 212,58 MW (2 turbinas com potência de 106,29 MW cada) e energia assegurada de 182,4 MW médios. A partir de 01/01/2018, conforme Portaria MME nº178, de 03/05/2017, a Garantia Física da UHE Serra do Fação foi reduzida para 178,80 MW médios. Essa Revisão Ordinária da Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente no SIN (Sistema Interligado Nacional) faz parte do processo de concessão, sendo que as revisões ocorrem a cada período de 05 (cinco) anos, onde os novos valores são obtidos através da aplicação de metodologias, premissas e critérios específicos do setor, sendo que a TEIF (Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada) e IP (Indisponibilidade Programada) fazem parte dessa definição/revisão. A UHE Serra do Fação iniciou a operação comercial da Unidade Geradora nº 01, em 13/07/2010, autorizada através do Despacho ANEEL nº 2.001 de 12/07/2010. A Unidade Geradora nº 02 teve sua operação comercial autorizada pela ANEEL em 7/08/2010, através do Despacho ANEEL nº 2.274, de 6/08/2010. A concessão para produção de energia elétrica foi outorgada pelo Governo Federal por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), através do Contrato de Concessão de Uso de Bem Público nº 129/2001, assinado em 7/11/2001, e seus aditivos, vigendo pelo prazo de 35 anos, a partir da data de sua assinatura, e que poderá ser prorrogado, com base no próprio contrato de concessão, de acordo			



**SERRA DO FAÇÃO ENERGIA S.A. CNPJ Nº 07.727.966/0001-74**

com a cláusula segunda do referido contrato, mediante cumprimento dos requisitos e processos ali mencionados, tais como: relatórios técnicos específicos preparados pela fiscalização da ANEEL, nas condições que forem estabelecidas, a critério da ANEEL, mediante o requerimento prévio com antecedência de 36 meses antes do seu término. Através do leilão para novos empreendimentos de geração de energia realizado pela ANEEL em 16/10/2007 estão contratados 121 MW médios de energia, pelo preço médio de R\$131,49 (R\$231,87 atualizado até 31/12/2017) e, através do Termo de Acordo firmado entre os acionistas da Companhia, foram vendidos à sócia Alcoa Alumínio S.A. (Alcoa), pelo mesmo valor firmado no leilão, 60 MW médios de energia. Os referidos contratos celebrados no Ambiente Regulado, de acordo com as regras do leilão foram celebrados com o período de suprimento da zero hora do dia 1º de janeiro do ano de 2012 e o término do suprimento às 24 horas do dia 31 de dezembro do ano de 2041, independentemente do prazo final da concessão, permissão ou autorização da SEFAC terminar no ano de 2036. De acordo com as regras do Leilão nº 001/2007 e com base nos contratos estabelecidos junto aos clientes, contratos estes registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), na eventualidade de o prazo final da concessão ou autorização do comprador ou vendedor encerrar-se antes do término do período de suprimento, o sucessor da titularidade da respectiva concessão assumirá todas as obrigações e direitos previstos nos presentes contratos. Os serviços de Operação e Manutenção ("O&M") da UHE Serra do Fação são executados com equipe própria. **Capital circulante líquido negativo:** Em 31/12/2017, a Companhia apresentava capital circulante líquido negativo de R\$109.341 (R\$145.426 em 31/12/2016). A Administração da Companhia entende que o capital circulante líquido negativo e os prejuízos acumulados são resultado, basicamente: (i) da maior exposição aos custos associados à variação do GSF e o Preço de Liquidação das Diferenças ("PLD") ocorrida em 2014 e 2015, cuja exposição foi reduzida com a repactuação do risco hidrológico; e (ii) pelo reconhecimento, de forma prospectiva, do valor da obrigação a pagar do direito de concessão (concessão onerosa), denominado Uso do Bem Público, registrado anteriormente pelo regime de caixa quando do pagamento das parcelas mensais, iniciadas em julho de 2010, conforme detalhado na nota explicativa nº 3.d). A Administração da Companhia entende que o capital circulante líquido negativo nada mais é do que o reflexo de uma alteração meramente contábil no processo de contabilização do UBP, e que, baseada nos contratos de longo prazo de venda de energia elétrica existentes (o volume de vendas anual é linear e o preço de venda definido no contrato atualizado anualmente pelo IPCA) e na repactuação do risco hidrológico para os contratos de venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada (66,85% da receita da Companhia), entende que terá recursos suficientes para quitar os compromissos de curto e de longo prazo da Companhia. As projeções de fluxo de caixa para o ano de 2017 atingiram as expectativas e para o exercício de 2018, a capacidade de geração de caixa prevê uma elevação significativa em relação ao ano de 2017. Não há indicação de redução ao valor recuperável dos ativos, mesmo considerando a estimativa de prejuízos nos próximos 02 (dois) anos, basicamente relacionados aos impactos meramente contábeis decorrentes da contabilização do UBP. As projeções indicam que a partir do ano de 2020, a Companhia passará a ter lucro tributável e contábil. O fluxo de caixa gerado pelas atividades operacionais da Companhia no exercício de 2017 foi positivo em R\$238.401 (R\$218.499 em 2016). Esse incremento permitiu a Companhia aumentar seus investimentos de curto prazo conforme observado no aumento do saldo da rubrica de títulos e valores mobiliários no ativo circulante, cujo saldo em 31/12/2017 foi de R\$52.314 (R\$16.520 em 31/12/2016). 2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS: a) Declaração de conformidade: As presentes demonstrações financeiras foram preparadas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas adotadas no Brasil, as quais compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis-CPC e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade-CFC. Adicionalmente, a Companhia adota as normas aplicáveis às concessionárias do serviço público de energia elétrica, estabelecidas pela ANEEL, quando não conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil. A Administração declara que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas e correspondem as utilizadas pela Administração na sua gestão. b) Base de elaboração: As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto para determinação dos ativos e passivos financeiros que foram mensurados ao valor justo, quando aplicáveis. Estas demonstrações financeiras são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia. A Companhia preparou essas demonstrações financeiras com base no pressuposto de que continuará em operação futura com o recorrente suporte financeiro dos acionistas quando necessário. A Administração não tem conhecimento de nenhuma incerteza material que possa gerar dúvida significativa sobre a continuidade da Companhia. 3. PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS: As políticas contábeis descritas abaixo estão aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nessas demonstrações financeiras. a) Caixa e equivalentes de caixa: Incluem caixa, depósitos bancários à vista resgatáveis a qualquer prazo e com risco insignificante de mudança de seu valor de mercado. b) Títulos e valores mobiliários: Estão demonstrados ao valor justo, e quaisquer ganhos ou perdas resultantes de sua remensuração são reconhecidos no resultado. c) Contas a receber: Engloba as contas a receber com suprimento de energia faturado, acréscimos moratórios e outros contabilizados com base no regime de competência. d) Imobilizado e intangível: Está registrado ao custo de aquisição ou construção, deduzido da depreciação acumulada calculada pelo método linear. O valor contábil líquido não excede o seu valor recuperável. Os custos incorridos na aquisição ou construção do imobilizado estão sendo depreciados desde o início das suas operações. Alguns bens do ativo possuem vida útil superior ao prazo de concessão e, portanto, ao término do período de 35 anos da concessão, esses bens ainda teriam valor residual não depreciado. A Administração, com base no novo manual de contabilidade do setor elétrico, com vigência a partir de 01/01/2015, alterou o procedimento referente a depreciação/amortização dos bens integrantes do ativo imobilizado e intangível da Companhia para o período da concessão do serviço público de energia elétrica. As vidas úteis utilizadas para os ativos de geração encerram-se de forma concomitante ao contrato de concessão em 7/11/2036. **Uso do Bem Público ("UBP"):** O Contrato de Concessão nº 129/2001, assinado em novembro de 2001, determina que a energia elétrica produzida pelo empreendimento seja comercializada pela Companhia, visando pelo prazo de 35 anos contados a partir dessa data. O Segundo Aditivo do Contrato de Concessão determina que seja pago, a título de Uso do Bem Público-UBP (Concessão onerosa), a partir da entrada em operação da 1ª máquina até novembro de 2036. O valor original total fixado pelo segundo aditivo do contrato foi de R\$1.073.000, o qual vem sendo atualizado anualmente pela variação do Índice Geral de Preços de Mercado ("IGP-M"), até junho de 2011, e pela variação do IGP-M e do IPCA, a partir de julho de 2011. A Administração, com base no novo manual de contabilidade do setor elétrico, com vigência a partir de 01/01/2015, alterou o procedimento referente a contabilização da UBP de forma prospectiva, registrando a concessão onerosa do UBP como um ativo intangível em contrapartida da rubrica UBP a pagar. Esse ativo intangível reconhecido passou a ser amortizado em 263 meses,

período remanescente do contrato da referida concessão em 31/12/2014. e) Licença de operação: O registro da provisão para as condicionantes vinculadas à Licença de Operação ("LO") foi efetuado no Ativo Intangível, em cumprimento à orientação técnica OCPC 05, sendo que os valores são amortizados mensalmente, de forma linear pelo prazo de 6 anos, prazo concedido pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis ("IBAMA") quando da Renovação da LO. A contrapartida desta provisão foi contabilizada na rubrica de Provisão para Gastos com Licença de Operação no passivo, e serão realizados até 2021. f) Financiamentos: Os financiamentos tomados são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, no recebimento dos recursos, líquidos dos custos de transação. Em seguida, os financiamentos tomados são apresentados pelo custo amortizado, isto é, acrescidos de encargos e juros proporcionais ao período incorrido ("pro rata temporis"), considerando a taxa efetiva das captações dos referidos financiamentos. Os financiamentos estão atualizados pelas variações monetárias e pelos juros incorridos até as datas do balanço e estão demonstrados na nota explicativa nº 11. g) Apuração do resultado: O resultado, apurado pelo regime de competência, inclui os rendimentos, encargos e variações monetárias ou cambiais à índices ou taxas oficiais, incidentes sobre ativos e passivos circulantes e não circulantes, incluindo, quando aplicável, os efeitos de ajustes de ativos para o valor de mercado ou de realização. h) Receitas: A receita operacional é composta pelos contratos ACR (Ambiente de Contratação Regulada), 121 MW médios, e pelo contrato ACL (Ambiente de Contratação Livre), 60 MW médios, sendo que ambos estão sendo contabilizados com base no regime de competência e possuem vigência até dezembro de 2041. Os contratos são reajustados anualmente pelo IPCA no mês do reajuste autorizado das distribuidoras (ÁCR) e todo mês de janeiro para o contrato ACL. O volume de vendas anual é linear, variando apenas os volumes mensais devido à sazonalização. i) Encargos do consumidor: Esses custos são contabilizados na ocorrência de seus fatos geradores respeitando o regime de competência. Compensação Financeira (CFURH): • A Compensação Financeira, instituída pela Constituição de 1988 e regulamentada pelas Leis nº 7.990/89 e nº 8.001/90, é paga pelos detentores das concessões de usinas hidroelétricas aos Estados, aos Municípios e aos órgãos da administração direta da União, pela exploração dos recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas. Do montante arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% se destinam aos Estados, 45% aos Municípios, 3% ao Ministério de Meio Ambiente, 3% ao Ministério de Minas e Energia, e 4% ao Ministério de Ciência e Tecnologia. O total a ser pago é calculado segundo uma fórmula padrão: 7,00% x energia gerada no mês x Tarifa Anual de Referência ("TAR"). Para o ano de 2017, a TAR foi definida em R\$72,20/MWh, conforme Nota Técnica ANEEL de 25/10/2016. Pesquisa & Desenvolvimento (P&D): • Conforme previsto no Contrato de Concessão, a Companhia deve aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica-P&D. Conforme dispõe o artigo 12 da Lei nº 10.848, de 15/03/2004, os investimentos em pesquisa e desenvolvimento devem ser realizados da seguinte forma: • 40% dos recursos devem ser recolhidos ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico-FNDCT. • 40% dos recursos devem ser destinados à execução de projetos de P&D regulado pela ANEEL. • 20% dos recursos devem ser recolhidos ao Ministério de Minas e Energia. Taxa de Fiscalização da ANEEL (TFSEE): • Instituída pela Lei nº 9.427, de 26/12/1996, equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizado do Serviço Público de Energia Elétrica. Seu valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita, para a cobertura do custeio de suas atividades. Para o segmento de geração e transmissão (produtores independentes, autoprodutores, concessionários, permissionários), o valor é determinado no início de cada ano civil, e para os distribuidores, o cálculo se dá a cada data de aniversário da concessão. Os valores estabelecidos em resolução são pagos mensalmente em duodécimos e sua gestão fica a cargo da ANEEL. Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição e Geração (TUSDg): • É um encargo legal do setor elétrico brasileiro que incide sobre os consumidores conectados aos sistemas elétricos das concessionárias de distribuição e geração. A TUSDg é um dos componentes do preço nos contratos de energia elétrica de grandes consumidores de energia elétrica, especificamente no que diz respeito ao transporte desta energia no Sistema Interligado Nacional. j) Tributação: O imposto de renda e a contribuição social do exercício, corrente e diferido, são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável, excedente de R\$240, para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real. A despesa com imposto de renda e contribuição social representa a soma dos impostos correntes e diferidos. i. Impostos correntes: A provisão para imposto de renda e contribuição social está baseada no lucro tributável do exercício. O lucro tributável difere do lucro apresentado na demonstração do resultado, porque exclui receitas ou despesas tributáveis ou dedutíveis em outros exercícios, além de excluir itens não tributáveis ou não dedutíveis de forma permanente. A provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada pela Companhia com base nas alíquotas vigentes no fim do exercício. No exercício findo em 31/12/2017 e 2016, a Companhia não apresentou base tributável para imposto de renda e contribuição social. ii. Impostos diferidos: O imposto de renda e a contribuição social diferidos são reconhecidos sobre as diferenças temporárias no fim de cada período de relatório entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas demonstrações financeiras e as bases fiscais correspondentes usadas na apuração do lucro tributável, incluindo saldo de prejuízos fiscais, quando aplicável. Os impostos diferidos passivos são geralmente reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis e os impostos diferidos ativos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias dedutíveis, apenas quando for provável que a empresa apresentará lucro tributável futuro em montante suficiente para que tais diferenças temporárias dedutíveis possam ser utilizadas. k) Provisões para riscos: São reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente ou não formalizada como resultado e eventos passados; é provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação; e o valor possa ser estimado com segurança. As provisões são constituídas com base na opinião dos advogados da Companhia e de seus consultores legais externos, por montantes considerados suficientes para cobrir perdas e riscos considerados prováveis. l) Redução ao valor recuperável de ativos: Ao fim de cada exercício ou sempre que houver qualquer modificação relevante no ambiente de negócios que a Companhia opera, a administração verifica se há indicação de que seus ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável ("impairment"). Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado e o valor contábil dos bens é reduzido de forma a refletir o valor recuperável estimado. O montante recuperável é o maior valor entre o valor justo menos os custos na venda ou o valor em uso. Se houver a contabilização de perda por redução ao valor recuperável, a mesma é reconhecida imediatamente no resultado. m) Uso de estimativas: Na aplicação das práticas contábeis adotadas no Brasil, a Administração deve fazer julgamentos e elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis

**SERRA DO FACÃO ENERGIA S.A. CNPJ Nº 07.727.966/0001-74**

dos ativos e passivos para os quais não são facilmente obtidos de outras fontes. As estimativas e as respectivas premissas estão baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os resultados efetivos podem diferir dessas estimativas. A liquidação das transações envolvendo estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido às imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. As principais estimativas referem-se à provisão para riscos, provisão para *impairment* sobre outros ativos não circulantes e expectativa de constituição e realização dos créditos tributários. n) Instrumentos financeiros: A Companhia reconhece os instrumentos financeiros quando a Companhia se tornar parte das disposições contratuais do instrumento. Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros (exceto por ativos e passivos financeiros reconhecidos ao valor justo por meio do resultado) são acrescidos ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, após o reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos imediatamente no resultado. Os ativos financeiros estão classificados nas seguintes categorias específicas: ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda e empréstimos e recebíveis. A classificação depende da natureza e finalidade dos ativos financeiros e é determinada na data do reconhecimento inicial. Todas as aquisições ou alienações normais de ativos financeiros são reconhecidas ou baixadas com base na data de negociação. As aquisições ou alienações normais correspondem a aquisições ou alienações de ativos financeiros que requerem a entrega de ativos dentro do prazo estabelecido por meio de norma ou prática de mercado. Os ativos financeiros da Companhia estão classificados como empréstimos e recebíveis ou ao valor justo por meio do resultado conforme aplicável. Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e que não são cotados em um mercado ativo. Os empréstimos e recebíveis (inclusive contas a receber de clientes, cauções e depósitos vinculados e contas a receber de partes relacionadas) são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução do valor recuperável. Os ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado são demonstrados ao valor justo, e quaisquer ganhos ou perdas resultantes de sua remensuração são reconhecidos no resultado. Ganhos e perdas líquidos reconhecidos no resultado incorporam os dividendos ou juros auferidos pelo ativo financeiro, sendo incluídos na demonstração do resultado. A receita de juros é reconhecida através da aplicação da taxa de juros efetiva, exceto para créditos de curto prazo quando o reconhecimento dos juros seria imaterial. Os passivos financeiros (incluindo empréstimos, fornecedores e outras contas a pagar), após o reconhecimento inicial, estão classificados como outros passivos, e são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos. o) Demonstração dos fluxos de caixa: A demonstração dos fluxos de caixa foi preparada pelo método indireto. A Companhia classifica na demonstração do fluxo de caixa os juros pagos como atividade de financiamento por entender que representam custos para obtenção de seus recursos financeiros. A Companhia também trata o pagamento/amortização das obrigações relativas ao UBP como atividade de financiamento, pois entende que o passivo de UBP refere-se a um financiamento concedido pelo Poder Concedente, no momento de assinatura do contrato de concessão. p) Normas e interpretações novas e revisadas: **Normas e interpretações novas e revisadas que passaram a ser aplicáveis a partir de 01/01/2017:** • Modificações à IAS 7—Necessidade de inclusão de divulgação de mudanças nos passivos oriundos de atividades de financiamento. • Modificação à IAS 12—Reconhecimento de ativos fiscais diferidos para perdas não realizadas. • Modificações à IFRS 12—Ciclos de melhorias anuais 2014-2016. A aplicação dessas normas não teve impacto relevante nos montantes divulgados no exercício atual nem em exercícios anteriores. **Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas, mas ainda não efetivas em 31/12/2017:** • IFRS 9—Instrumentos financeiros (classificação e mensuração) (a) • IFRS 15—Receita de contratos com clientes (a) • IFRS 16—Arrendamento mercantil (b) • IFRS 17—Contrato de seguro (c) • IFRIC 22—Transações em moeda estrangeira e considerações antecipadas (a) • IFRIC 23—Incerteza sobre o tratamento do imposto de renda (b) • Modificações à IFRS 1 e IAS 28—Ciclos de melhorias anuais 2014-2016 (a) • Modificações à IFRS 2—Classificação e mensuração de transações de pagamentos baseados em ações (a) • Modificações às IFRS 3 e 11 e às IAS 12 e 23—Ciclo anual de melhorias 2015-2017 (b) • Modificações à IFRS 4—Contratos de seguro (aplicação da IFRS 4 com a IFRS 9) (a) • Modificações à IFRS 9—Instrumentos financeiros (pré-pagamento com compensação negativa) (b). • Modificações à IFRS 15—Receita de contratos com clientes—clarificações (a) • Modificações à IAS 28—Investimentos de longo-prazo em associadas e empreendimentos conjuntos (b) • Modificações à IAS 40—Transferências de propriedades de investimento (a). Em vigor para períodos anuais iniciados em ou após: (a) 01/01/2018; (b) 01/01/2019; e (c) 01/01/2021. O CPC ainda não emitiu pronunciamentos equivalentes para determinadas IFRS anteriormente citadas, mas existe expectativa de que o faça antes da data requerida de sua entrada em vigor. A adoção antecipada das IFRS está condicionada à aprovação prévia em ato normativo do CFC. A Companhia ainda não concluiu a sua análise sobre os eventuais impactos dessas IFRS novas e revisadas, já emitidas e ainda não efetivas em suas demonstrações financeiras de 31/12/2017.

**4. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS**

Instituição financeira	Tipo de aplicação	Remuneração	31/12/2017	31/12/2016
Banco Itaú	Fundo Corp Plus DI	98,09% CDI	689	15.715
	Fundo Corp DIF RF			
	FICFI	101,95% CDI	36.982	-
Banco Bradesco	FI Referenciado DI	98,38% CDI	12.627	801
	Premium			
	FI Ref DI Premium			
Banco Bradesco (a)	Federal	96,66% CDI	17.967	17.740
Outras aplicações			2.016	4
			70.281	34.260
			52.314	16.520
Circulante			17.967	17.740
Não circulante				

(a) Conta reserva BNDES: Essa aplicação financeira está vinculada à garantia do empréstimo do BNDES (nota explicativa nº 11). Durante todo o prazo do contrato com o BNDES, a Companhia deve manter em favor deste, uma conta reserva com recursos vinculados no valor correspondente ao serviço da dívida de três meses, sendo que a movimentação dessa conta somente pode ser realizada com autorização formal do BNDES.

	31/12/2017	31/12/2016
Terceiros	28.685	28.399
Partes relacionadas	9.796	8.299
	38.481	36.698

O prazo médio de vencimento do saldo de contas a receber com terceiros é de 45 dias e de 15 dias com parte relacionadas. A Companhia entende que não há a necessidade de constituição de provisão para devedores duvidosos sobre o saldo

das contas a receber, considerando que o risco de perda não é relevante com esses clientes. Em 31/12/2017, não havia saldo relevante vencido, compoando a carteira de contas a receber. 6. DESPESAS PAGAS ANTECIPAMENTE: Em 31/12/2017, a Companhia possui registrado no ativo, despesas pagas antecipadamente a título de prêmio de risco hidrológico no montante de R\$19.756 (R\$27.659 em 31/12/2016), sendo R\$7.903 no ativo circulante e R\$11.853 no ativo não circulante (respectivamente R\$7.903 e R\$19.756 em 31/12/2016). Estas despesas pagas antecipadamente estão sendo apropriadas linearmente durante o período compreendido entre 01/01/2016 a 30/06/2020. **Repactuação do risco hidrológico:** A Lei nº 13.203, de 8/12/2015, dentre outras questões tratou sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. De acordo com o disposto no artigo 1º da Lei, 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 01/01/2015, 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 11/12/2015, estabeleceu os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do MRE. Em 29/12/2015, os acionistas da Companhia, baseados na Lei nº 13.203, de 8/12/2015 e na Resolução Normativa nº 684, de 11/12/2015, que dispõem sobre a repactuação do risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do MRE, aprovaram por meio de Assembleia Geral Extraordinária, a repactuação do risco hidrológico no Ambiente de Contratação Regulada ("ACR"). Em 30/12/2015, a SEFAC protocolou o requerimento para repactuação do risco hidrológico no ACR totalizando 121 MW médios, o qual foi deferido pela ANEEL no Despacho nº 90, publicado no Diário Oficial da União ("DOU") em 15/01/2016. Em 18/01/2016, a SEFAC formalizou junto à ANEEL o Termo de Repactuação do Risco Hidrológico-ACR e demais documentos requeridos na Resolução Normativa nº 684, dentre eles, a apresentação do comprovante de extinção da ação limitadora de GSF, nº 31750-15.2015.4.01.3400, protocolizada em 7/01/2016, como condição de eficácia da repactuação prevista na Lei nº 13.203 e Resolução Normativa nº 684, de modo irrevogável e irretroatável, ao direito de discutir, na via administrativa, arbitral e judicial, suposta isenção ou mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE. Os valores repactuados do Fator de Ajuste de Energia ("GSF") de maio a dezembro de 2015 no montante de R\$26.648 foram estornados em contrapartida de uma redução de custo de energia elétrica no montante de R\$8.914 no ano de 2015. Durante o exercício findo em 31/12/2016, a Companhia pagou à CCEE, a título de prêmio de risco hidrológico, o montante de R\$26.648. Adicionalmente, foi cobrado da SEFAC, sobre o montante repactuado e desembolsado à CCEE em 2016, juros e atualização monetária no valor de R\$2.642, reconhecidos no resultado do exercício. Após o prazo de postergação do pagamento do prêmio, que aconteceu a partir de 01/01/2016, a repactuação dos contratos regulados, terá como contrapartida o pagamento mensal, a partir de 01/07/2020, à Conta Centralizadora de Recursos de Bandeira Tarifária ("CCRBT"), sendo o referido pagamento composto pela multiplicação de 121MW médios pelo prêmio de risco unitário (R\$9,50 /MWh) do produto escolhido (SP-100), conforme apresentado no anexo I da resolução supracitada. O valor do prêmio de risco unitário será reajustado em janeiro de cada ano, a partir da variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA").

**7. IMPOSTOS DIFERIDOS**

	31/12/2017		31/12/2016	
	Base de cálculo	Impostos diferidos	Base de cálculo	Impostos diferidos
Prejuízos fiscais e base negativa	317.724	108.026	307.454	104.534
Diferenças temporárias	11.075	3.766	12.261	4.169
		111.792		108.703

Os efeitos financeiros desses tributos e contribuições ocorrerão no momento da realização. O imposto de renda é calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e a contribuição social constituída à alíquota de 9%. Com base nas projeções de resultados tributáveis futuros, a Administração entende que o saldo de impostos diferidos será realizado antes do final do período de concessão da Companhia, previsto para novembro de 2036. Abaixo, demonstramos a expectativa de realização do imposto de renda e da contribuição social diferidos registrados:

2020	2.292
2021	3.272
2022	5.623
2023	8.806
2024	12.294
2025	15.393
2026	18.681
2027	21.965
2028	23.466
Total	111.792

**8. IMOBILIZADO**

	Taxas médias anuais de depreciação	31/12/2017		31/12/2016	
		Depreciação acumulada	Saldo residual	Saldo residual	
Imobilizado em serviço administrativo:					
Edificações, obras e benfeitorias	3,33%	619	(88)	531	558
Móveis e utensílios	10%	311	(124)	187	204
Máquinas e equipamentos	20%	275	(240)	35	62
Veículo	20%	58	(42)	16	-
		1.263	(494)	769	824
Imobilizado em serviço:					
Reservatórios, barragens, adutoras, edificações e depósitos judiciais	3,33%	691.494	(140.433)	551.061	577.375
Máquinas e equipamentos	5%	374.874	(90.326)	284.548	298.708
Veículos	20%	624	(199)	425	409
Móveis e utensílios	10%	202	(92)	110	132
		1.067.194	(231.050)	836.144	876.624
		1.068.457	(231.544)	836.913	877.448

Apresentamos abaixo, a movimentação do imobilizado:

	31/12/2017	31/12/2016
Saldo inicial	877.448	918.909
Adições	3.661	2.708
Baixas	(139)	(88)
Depreciação	(44.057)	(44.081)
Saldo final	836.913	877.448



**SERRA DO FAÇÃO ENERGIA S.A. CNPJ Nº 07.727.966/0001-74**

9. INTANGÍVEL	31/12/2017		31/12/2016		31/12/2017	31/12/2016
	Taxas médias anuais de amortização	Custo	Amortização acumulada	Saldo Residual		
Uso do Bem Público	4,6%	1.436.554	(196.638)	1.239.916	1.305.462	
Licença de operação (*)	17%	30.879	(8.234)	22.645	30.879	
Intangível transmissão	2%	1.234	(226)	1.008	1.064	
Software	20%	464	(458)	6	35	
		<u>1.469.131</u>	<u>(205.556)</u>	<u>1.263.575</u>	<u>1.337.440</u>	

(\*) Detalhes descritos nas notas explicativas nº 3.e) e nº 13.d).

Apresentamos abaixo, a movimentação do intangível:

	31/12/2017	31/12/2016
Saldo inicial	1.337.440	1.411.314
Amortização	(85)	(94)
Compensação da licença de operação (a)	(8.234)	(8.234)
Amortização do UBP	(65.546)	(65.546)
Saldo final	<u>1.263.575</u>	<u>1.337.440</u>

(a) Refere-se a compensação linear da licença de operação em contrapartida da Provisão para gastos com licença de operação descrita na nota explicativa 13.d).

**10. ENCARGOS DO CONSUMIDOR A RECOLHER E USO DO BEM PÚBLICO A PAGAR:**

10.1. Encargos do consumidor a recolher	31/12/2017	31/12/2016
Pesquisa e Desenvolvimento	10.987	8.783
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica	45	46
Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição	778	695
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	247	318
	<u>12.057</u>	<u>9.842</u>

10.2. Uso do bem público a pagar	31/12/2017	31/12/2016
Saldo inicial	1.611.455	1.556.796
Pagamentos	(132.864)	(124.950)
Atualização monetária	112.456	179.609
Saldo final	<u>1.591.047</u>	<u>1.611.455</u>
Circulante	<u>134.198</u>	<u>131.911</u>
Não circulante	<u>1.456.849</u>	<u>1.479.544</u>

Conforme determinado no Contrato de Concessão nº 129/2001 e seus aditivos, o encargo do UBP, no valor total atualizado, em 31/12/2017, de R\$2.587.050 (R\$1.591.047 descontado a valor presente, na data do balanço, pela taxa real de 5,74% (taxa interna de retorno definida no início da concessão) e considerando a parcela atualizada pela inflação, em 31/12/2017), é recolhido à União enquanto da exploração do aproveitamento hidroelétrico, em parcelas mensais proporcionais ao valor anual reajustado pelo IGP-M (calculado pela Fundação Getúlio Vargas) tendo base inicial para o reajuste o mês/05/2001 (mês do início da concessão) comparado ao IGP-M do mês anterior à entrada em operação (junho de 2010). Conforme celebração do 3º Aditivo ao Contrato de Concessão nº 129/2001 junto à ANEEL, a cláusula de reajuste da UBP passou a ser calculada através de dois índices a partir de julho de 2011, sendo: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA") (parcela de energia elétrica comercializada pela UHE Serra do Fação no ACR) e Índice Geral de Preços do Mercado ("IGP-M") sobre a parcela de energia elétrica comercializada no Ambiente de Contratação Livre ("ACL"). O referido termo aditivo foi assinado em 23/05/2011. O índice de variação de 12 meses do IPCA acumulado até dezembro de 2017 foi de 2,9473% (6,29% em 31/12/2016) e o índice do IGP-M foi de -0,5326% (7,19% em 31/12/2016). Outras informações sobre o reconhecimento do UBP a pagar, vide nota explicativa nº 3.d).

**11. FINANCIAMENTOS: A seguir a movimentação dos financiamentos:**

	31/12/2017	31/12/2016
Saldo inicial	409.678	442.263
Pagamento-Principal	(38.203)	(38.203)
Pagamento-Juros	(32.707)	(35.013)
Juros provisionados	35.871	40.631
Saldo final	<u>374.639</u>	<u>409.678</u>
Circulante	<u>49.909</u>	<u>46.745</u>
Não circulante	<u>324.730</u>	<u>362.933</u>

A Companhia celebrou contrato de financiamento junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social-BNDES, em 15/04/2009, no montante de R\$520.000, com uma taxa de juros de 2,28% a.a. + TJLP, destinado à implantação da UHE Serra do Fação. O montante total liberado foi de R\$520.189. O referido financiamento possui prazo de carência de 26 meses e está sendo amortizado em 192 parcelas mensais e sucessivas, contemplando principal e juros em cada parcela, sendo que o início do pagamento ocorreu em 15/07/2011. Os montantes para pagamento do principal em longo prazo dos financiamentos têm a seguinte composição, por ano de vencimento:

2019	38.203
2020	38.203
2021	38.203
2022	38.203
2023	38.203
2024 a junho de 2027	<u>133.715</u>
	<u>324.730</u>

O financiamento do BNDES é garantido por: a) Cessão fiduciária de direitos emergentes do Contrato de Concessão nº 129/2001. b) Penhor de ações da Companhia, fornecida pelos acionistas Alcoa Alumínio S.A., Furnas Centrais Elétricas S.A., DME Energética S.A. e Camargo Corrêa Investimentos em Infra Estrutura S.A. Adicionalmente, de acordo com as cláusulas contratuais, a Companhia deve atender durante o período de amortização do contrato, que se iniciou em julho de 2011, o seguinte índice financeiro: • Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD)—Fluxo de caixa disponível para pagamento da dívida no período dividido pelo montante de juros a pagar adicionado do montante amortizado do principal superior ou igual a 1,3 vezes. Em 31/12/2017, a Companhia está alcançando o respectivo índice. Conforme mencionado na Nota 4, durante todo o prazo do contrato com o BNDES, a Companhia deve manter em favor deste, uma conta reserva com recursos vinculados no valor correspondente ao serviço da dívida de três meses, sendo que a movimentação dessa conta somente pode ser realizada com autorização formal do BNDES. Em 31/12/2017 a Companhia está atendendo este requisito.

**12. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS: Em 31/12/2017 e em 31/12/2016, os saldos das transações com partes relacionadas são compostos como segue:**

	31/12/2017	31/12/2016
	Ativos	Passivos
Alcoa Alumínio S.A. (a)	9.796	8.299
Furnas Centrais Elétricas S.A. (c)	-	101
	<u>9.796</u>	<u>8.299</u>

Receita operacional bruta	31/12/2017	31/12/2016
- Alcoa Alumínio S.A. (a)	122.186	115.269
	<u>122.186</u>	<u>115.269</u>

Custos-Compra de energia elétrica	31/12/2017	31/12/2016
Furnas Centrais Elétricas S.A. (b)	2.901	-
Custos-Serviços de terceiros		
Furnas Centrais Elétricas S.A. (c)	190	144
	<u>3.091</u>	<u>138</u>

(a) O prazo médio de vencimento do saldo de contas a receber de contratos com partes relacionadas relativos à venda de energia é de 15 dias. A Companhia entende que não há a necessidade de constituição de provisão para devedores duvidosos sobre o saldo das contas a receber, considerando que o risco de perda não é relevante com seu acionista. (b) Contrato de compra de energia elétrica no curto prazo, para o período de fornecimento de junho de 2017, celebrado com Furnas, no volume de 25.200 MWh, valor total de R\$2.901 com vencimento no 6º dia útil após o mês de fornecimento. (c) Contrato com Furnas referente a Análise de dados das leituras de Auscultação das Estruturas Cívicas e suas Fundações para a UHE Serra do Fação, contrato SEFAC-CA-029/2014 com o prazo de 04 anos, de 02/04/2014 até 02/04/2018 e o valor total de R\$532, base setembro/2013, atualizado anualmente pelo IPCA. O pessoal-chave da Administração inclui os conselheiros e diretores. A remuneração paga aos administradores, nos exercícios findo em 31/12/2017 e 31/12/2016, estão demonstrados a seguir:

	31/12/2017	31/12/2016
Honorários Administradores	1.461	1.349
Honorários Conselheiros	27	48
Encargos sociais	224	248
	<u>1.712</u>	<u>1.645</u>

**13. PROVISÕES**

	31/12/2017	31/12/2016
IBAMA-Compensação ambiental (a)	16.437	21.875
IBAMA-Estratificação do reservatório (b)	6.272	6.449
IBAMA-Qualidade da água (c)	2.713	2.669
Provisão para gastos com licença de operação (d)	22.644	30.879
Riscos trabalhistas (e)	730	1.065
Riscos cívicos	-	70
Riscos fundiários (f)	1.360	1.946
	<u>50.156</u>	<u>64.953</u>
Circulante	8.234	8.234
Não circulante	41.922	56.719

A seguir a movimentação das provisões:

	31/12/2017	31/12/2016
Saldo inicial	64.953	71.299
Atualização monetária	749	799
Constituições/provisões	965	3.973
Baixa/reversões	(1.345)	-
Compensação licença de operação	(8.234)	(8.234)
Pagamentos	(6.932)	(2.884)
Saldo final	<u>50.156</u>	<u>64.953</u>

a) A Companhia adotou como prática o reconhecimento da provisão para compensação ambiental ao término da construção da UHE Serra do Fação, baseada em estudos realizados por seu departamento ambiental, que concluiu como futuro desembolso provável para essa compensação ambiental o montante de R\$11.278. Esse montante foi estimado com base no termo de concordância assinado com o IBAMA, em 14/09/2005, no valor de R\$7.110, atualizado pelo IGP-M até a data do referido termo de concordância. Após a assinatura do termo de concordância, a SEFAC iniciou uma discussão administrativa com o IBAMA para a redução do percentual de aplicação da compensação ambiental de 2% para até 0,5% do valor do investimento, com base no Decreto nº 6.848/09. Em 4/08/2015, a SEFAC recebeu o Ofício nº 02001.003468/2015-66 DILIC/IBAMA, com decisão em última instância administrativa, indeferindo o requerimento da SEFAC de redução do percentual de aplicação da compensação ambiental. Conforme entendimento do IBAMA, os efeitos do supracitado decreto não se aplicam para empresas que já tinham assinado o termo de concordância. No entanto, a SEFAC após o recebimento do referido ofício, em 14/08/2015, protocolou no IBAMA a correspondência SEFAC-CE-RJ-185/2015, com protocolo sob o nº 2001.015588/2015-14, questionando o índice de atualização do valor da compensação ambiental ter sido alterado do IGP-M para SELIC, nos termos da Instrução Normativa IBAMA nº 11/2013. Neste sentido, considerando a decisão em última instância mencionada acima e o questionamento administrativo acerca da modificação do percentual de atualização, em 30/09/2015, a Companhia atualizou a provisão para compensação ambiental registrada, em 14/09/2005, pelo IGP-M, no montante de R\$10.597, considerando que o valor da compensação ambiental acordado com o IBAMA é atualizado pelo IGP-M até o seu efetivo desembolso, conforme MEMO IBAMA nº 424/SCA/DIREC e seus anexos. Em 9/05/2016, a SEFAC recebeu o Ofício nº 02001.003631/2016-71 CCOMP/IBAMA-Comitê de Compensação Ambiental Federal informando que o montante atualizado até aquela data para Compensação Ambiental perfazia o valor de R\$20.135 e deveria ser atualizado pela SELIC a partir de 1º de janeiro 2015. Em 23/05/2016, foi protocolado pela SEFAC a correspondência SEFAC-CE-RJ-084/2016 informando que o assunto ainda aguardava definição da Diretoria de Licenciamento do IBAMA em resposta à correspondência SEFAC-CE-184/2015. No dia 14/06/2016 a SEFAC recebeu o Ofício nº 02001.006108/2016-05 informando que o assunto já estava definido na 1ª e 2ª instâncias administrativas. A SEFAC informada com o posicionamento do IBAMA ajuizou ação objetivando tutela de urgência para suspender a cobrança da compensação ambiental no percentual de 2%, restringindo o percentual de 0,5%, bem como a modificação do índice de atualização da SELIC para IGP-M. Em setembro de 2017 a concessão da tutela pleiteada foi aceita e, consequentemente, acolhendo todos os nossos pedidos da Companhia, concedendo a liminar para determinar que "os valores da compensação ambiental, devidos pela autora sejam cobrados no limite do percentual de 0,5%, relativo ao grau de impacto nos ecossistemas, nos termos do art. 2º do Decreto nº 6.848/2009, corrigidos pelo IGP-M, desde a data da sua fixação, conforme Memo 424/SCA/DIREC, mediante depósito judicial vinculado ao presente processo e a este Juízo". O referido depósito judicial foi realizado pela SEFAC no dia 27/09/2017 no valor de R\$5.438. A Companhia está aguardando a manifestação do IBAMA na defesa para eventualmente reavaliar junto aos seus assessores legais a estratégia ou se manterá o rumo definido até o momento. A Administração da Companhia com base na opinião de seus assessores legais entende que o valor pago em juízo está relacionado a obrigação que a Companhia possuía com o IBAMA e dessa forma baixou o valor provisionado neste montante. Até a manifestação do IBAMA a Companhia mantém provisionado o valor estimado pela Administração e seus assessores legais referente a discussão sobre o percentual de aplicação da compensação ambiental

**SERRA DO FAÇÃO ENERGIA S.A. CNPJ Nº 07.727.966/0001-74**

e o índice de atualização no montante de R\$16.437. b) Refere-se a dois autos de infração emitidos pelo IBAMA, em junho de 2010, e estão relacionados à mortandade de peixes. O valor estimado de futuro desembolso provável para a liquidação dos autos pelos assessores legais da Companhia é de R\$6.272 em 31/12/2017 (R\$6.449 em 31/12/2016). c) Qualidade da água—Refere-se ao Auto de Infração nº 699658 recebido do IBAMA em 2013 que alega que a Companhia deixou de atender às condicionantes 2.6 e 2.7 estabelecidas na Licença Ambiental LO nº 895/2009, conforme descrito no Parecer nº 005172/2013. A Companhia apresentou defesa administrativa requerendo a improcedência do Auto de Infração nº 699658, tendo em vista: a comprovação do atendimento das condicionantes 2.6 e 2.7 da Licença de Operação nº 895/2009, uma vez que o relatório nelas especificado foi entregue dentro do prazo previsto e eventual inconsistência de dados pode ser suprida mediante simples complementação do documento, como prevê a Resolução CONAMA nº 237/1997. Em 2015, este risco estava sendo avaliado como probabilidade de perda possível pelos assessores jurídicos da Companhia e passou a ser classificado como probabilidade de perda provável a partir de 2016. Assim, a Companhia constitui a referida provisão de R\$2.713 em 31/12/2017 (R\$2.669 em 31/12/2016). d) Refere-se a provisão dos gastos estimados para atendimento das condicionantes socioambientais vinculadas à renovação da LO junto ao IBAMA. e) Refere-se a provisão para ações trabalhistas em que a SEFAC figura como 1ª e 2ª reclamada. f) Refere-se ao valor atualizado do processo de servidão administrativa ajuizado pela SEFAC na Vara Cível de Catalão, onde o assunto em discussão está relacionado ao impacto da Torre da Linha de Transmissão. **Passivos contingentes:** No decorrer do ano de 2012, a SEFAC apresentou defesa em uma Ação Civil Pública ajuizada pelo Ministério Público Estadual de Goiás na Justiça Estadual de Goiás, no fórum de Catalão, com o valor da causa atualizado em R\$41.045 sobre os mesmos fatos relativos à mortandade de peixes no reservatório da UHE Serra do Fação. O risco dessa ação foi determinado como possível pelos assessores legais da Companhia, devido à alegação de ilegitimidade passiva do Ministério Público Estadual para ajuizar ação de competência da Justiça Federal, diante da responsabilidade objetiva em matéria ambiental e, portanto, não foi constituída a provisão para tal ação. A ação judicial, devido à defesa apresentada, teve o foro deslocado para a Justiça Federal de Brasília e no momento, o processo está suspenso desde 18/02/2014 até o julgamento da exceção de incompetência, devido à impossibilidade jurídica de alteração do polo ativo da demanda ajuizada pelo Ministério Público Estadual. Em 09/11/2017 foi rejeitado a preliminar de inépcia da petição inicial suscitada pela SEFAC, bem como, a impossibilidade jurídica do pedido e não acolhendo a alegação de ilegitimidade ativa do Ministério Público Estadual. Determinando a intimação do perito judicial para informar sobre o andamento dos trabalhos. A Companhia tem outras ações de natureza cível, trabalhista e administrativa envolvendo riscos de perda classificados pela administração como possíveis, com base na avaliação dos advogados da Companhia e de seus assessores legais externos, para as quais não há provisão constituída, sendo os valores atualizados em 31/12/2017 no montante de R\$163, R\$1.203 e R\$208 (R\$163, R\$1.703 e R\$204 em 31/12/2016), respectivamente.

14. PATRIMÔNIO LÍQUIDO: a) Capital social: Em 31/12/2017 e em 31/12/2016, o capital social no valor de R\$522.368, é representado por 522.368.000 ações, sendo 421.633.827 ordinárias e 100.734.173 preferenciais, nominativas, sem valor nominal. Cada ação ordinária dá direito a um voto nas Assembleias Gerais. A totalidade das ações preferenciais são detidas pela acionista Furnas Centrais Elétricas S.A. As ações preferenciais não têm direito a voto, porém, têm prioridade no reembolso de capital em caso de liquidação da Companhia e direito a um dividendo fixo de R\$0,01 (um centavo de real) por lote de 1.000 ações. O capital social da Companhia, em 31/12/2017 e 31/12/2016, é assim composto:

	Quantidade de ações		Preferenciais		Total	
	Ordinárias	%	%	%	Total	%
Alcoa Alumínio S.A.	182.691.417	43,3294	-	-	182.691.417	34,9737
DME Energética S.A.	52.694.927	12,4978	-	-	52.694.927	10,0877
Camargo Corréa Investimentos em Infra Estrutura S.A.	28.546.844	6,7705	-	-	28.546.844	5,4649
Furnas Centrais Elétricas S.A.	157.700.639	37,4023	100.734.173	100,00	258.434.812	49,4737
	421.633.827	100,0000	100.734.173	100,00	522.368.000	100,0000

Considerando a boa geração de caixa projetada para os anos futuros associado ao fato da Companhia não poder remunerar os acionistas através de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio, a alternativa referente a redução de capital social está sendo analisada pelos Administradores e Acionistas, sendo que as devidas autorizações já foram solicitadas aos respectivos órgãos competentes, ANEEL e BNDES. Cabe ressaltar que a ANEEL, através do despacho nº 3.390 de 04/10/2017, anuiu à proposta da SEFAC para redução de capital social de forma escalonada, no valor total de R\$410 milhões. A Companhia ainda aguarda a anuência do BNDES e da totalidade de seus acionistas para definir a melhor alternativa e prazo para uma possível redução de capital. b) Dividendos: Aos acionistas é garantido estatutariamente um dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido após a destinação da reserva legal. Dividendos adicionais, após a aprovação dos acionistas, só podem ser pagos após a anuência e aprovação do BNDES conforme previsto no contrato de financiamento. c) Resultado por ação: O resultado básico por ação é calculado por meio da divisão do resultado do exercício, atribuível aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada das ações ordinárias durante o exercício. A Companhia não possui ações potenciais classificadas como diluidoras.

	31/12/2017	31/12/2016
Prejuízo atribuível aos acionistas da Companhia	(7.208)	(60.393)
Quantidade média ponderada de ações ordinárias (milhares)	421.634	421.634
Prejuízo básico por ação	(0,02)	(0,14)

De acordo com a legislação societária brasileira, os acionistas detentores de ações preferenciais não estão contratualmente obrigados a absorver prejuízos, sendo esses prejuízos atribuídos exclusivamente aos acionistas detentores de ações ordinárias. 15. RECEITAS: A seguir, a conciliação da receita operacional bruta para a receita líquida no exercício:

	31/12/2017	31/12/2016
Suprimento/Fornecimento de energia	367.955	346.693
Receita bruta operacional	367.955	346.693
PIS	(6.104)	(5.753)
COFINS	(28.167)	(26.550)
Encargos setoriais	(4.973)	(5.919)
	328.711	308.471

16. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL: A despesa de imposto de renda e contribuição social do exercício pode ser conciliada com o resultado contábil como segue:

	31/12/2017	31/12/2016
Prejuízo antes dos impostos	(10.297)	(89.987)
Imposto de renda e contribuição social calculados à alíquota de 34%	3.501	30.596
Outras diferenças	(412)	(1.002)
Imposto de renda e contribuição social reconhecidos - no resultado	3.089	29.594
Imposto de renda e contribuição social diferidos	3.089	29.594

17. INSTRUMENTOS FINANCEIROS: a) Categorias dos principais instrumentos

	31/12/2017
Ativos financeiros	4
Caixa e equivalentes de caixa	70.281
Valor justo por meio do resultado:	
- Títulos e valores mobiliários	38.481
Empréstimos e recebíveis:	108.766
- Contas a receber	5.927
Passivos financeiros	374.639
Outros passivos	1.591.047
- Fornecedores	1.971.613
- Financiamentos	30.260
- UBP a pagar	70.968
Ativos financeiros	10
Caixa e equivalentes de caixa	36.698
Empréstimos e recebíveis:	34.260
- Contas a receber	70.968
- Títulos e valores mobiliários	
Passivos financeiros	7.699
Outros passivos	409.678
- Fornecedores	1.611.455
- Financiamentos	2.028.832
- UBP a pagar	

É o risco de que alterações nos preços de mercado, tais como as taxas de juros e inflação, tenham impacto nos ganhos da Companhia ou no valor de suas participações em instrumentos financeiros. A Companhia não tem pactuado contratos de derivativos para fazer "hedge" contra esses riscos, porém, estes são monitorados pela Administração, que, periodicamente, avalia a exposição da Companhia e propõe estratégia, sistema de controle, limite de posição e limites de créditos com os demais parceiros do mercado. A Companhia também não pratica aplicações de caráter especulativo ou quaisquer outros ativos de risco. Os principais riscos de mercado os quais a Companhia está exposta são os seguintes: b.1. Risco de taxa de juros e índices flutuantes. A principal fonte de receita da Companhia é vinculada à correção anual do IPCA. Nos financiamentos da Companhia, o principal fator de risco de longo prazo é a possibilidade de ocorrerem perdas por conta do aumento nas taxas de juros (TJLP). A Companhia não adota o procedimento de contratar instrumentos financeiros de proteção contra o risco de taxa de juros. Adicionalmente, a Companhia possui um compromisso de pagar o UBP, cuja indexação está atrelada à variação do IPCA e IGP-M. a.2. Análise de sensibilidade da taxa de juros: A Companhia preparou uma análise de sensibilidade demonstrando os eventuais impactos no seu resultado de curto prazo. Se as taxas de juros de longo prazo (TJLP) fossem 25% mais altas e todas as outras variáveis se mantivessem constantes, o prejuízo do exercício findo em 31/12/2017 aumentaria em R\$8.824. b) Riscos operacionais e regulatórios: De acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico ("ONS"), a maior parte do suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional ("SIN") é gerado por Usinas Hidrelétricas ("UHE"). Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada UHE, incluindo a UHE da Companhia, está sujeita à variações nas condições hidrológicas verificadas, tanto na região geográfica em que opera, como em outras regiões do País. Na eventualidade da ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis no SIN, em conjunto com a obrigação de entrega da energia assegurada, a Companhia está exposta ao mercado de energia de curto prazo. Todavia, conforme mencionado na nota explicativa nº 1, com a repactuação do risco hidrológico a SEFAC assumiu um prêmio de risco para os contratos regulados para limitar a sua exposição ao mercado de energia de curto prazo e ao GSF. c) Valor justo dos instrumentos financeiros: Os valores registrados nas contas a receber têm prazo médio de vencimento de 45 dias. A Companhia entende que não há a necessidade de constituição de provisão para devedores duvidosos sobre o saldo das contas a receber, considerando que o risco de perda esperado não é relevante com esses clientes. Os valores registrados nas contas a pagar a fornecedores têm vencimento, em sua maioria, em prazos inferiores a três meses. Considerando o prazo e as características desses instrumentos, que são sistematicamente renegociados, os valores contábeis se aproximam dos valores justos. Os valores dos títulos e valores mobiliários registrados pela Companhia aproximam-se dos valores de realização em virtude das operações serem efetuadas a juros pós-fixados. O valor contábil do financiamento em reais com o BNDES e o UBP a pagar refletem as condições de mercado para este tipo de financiamento/obrigação, cujos valores contábeis se aproximam dos valores justos. Durante os exercícios findos em 31/12/2017 e de 2016, a Companhia não operou com instrumentos financeiros derivativos.

18. SEGUROS: A Companhia possui cobertura de seguro para: riscos operacionais, responsabilidade civil, incluindo empregador e danos morais, multirrisco escritório RJ e GO, garantia e riscos diversos. A cobertura de seguros da Companhia está demonstrada conforme quadro a seguir:

Ativo	Tipo de cobertura	Vigência	Limite máximo de indenização
UHE Serra do Fação	Responsabilidade Civil	08/06/17 a 08/06/18	R\$25.000
UHE Serra do Fação	Responsabilidade Civil	14/07/17 a 14/07/18	R\$20.000
UHE Serra do Fação	Risco Operacional	09/01/17 a 09/07/18	R\$531.142
UHE Serra do Fação	Multirrisco-Empresarial Escritório RJ	16/11/17 a 16/11/18	R\$404
UHE Serra do Fação	Multirrisco-Empresarial Escritório GO	16/11/17 a 16/11/18	R\$541
UHE Serra do Fação	Fiança locatícia	18/11/17 a 18/11/18	R\$160

A adequação dos limites de cobertura dos seguros contratados não foi auditada pelos auditores independentes.

19. COMPROMISSOS: O valor gasto em Projetos Ambientais, incluindo os gastos com pessoal alocados nos projetos, no exercício findo em 31/12/2017 foi de R\$9.796 (R\$9.167 em 31/12/2016). Em 09/09/2014, o IBAMA emitiu a 1ª Renovação da



**SERRA DO FAÇÃO ENERGIA S.A. CNPJ Nº 07.727.966/0001-74**

Licença de Operação nº 895/2009, com validade até 08/09/2020. Em 11/03/2015, a SEFAC recebeu a 1ª retificação da 1ª Renovação da Licença de Operação nº 895/2009 do IBAMA, com validade até 10/03/2021. Em cumprimento à legislação, a SEFAC publicou em 02/04/2015 no Diário Oficial da União, a informação sobre a 1ª Retificação da 1ª Renovação da Licença de Operação nº 895/2009. Em 10/10/2017 a Companhia recebeu ofício do IBAMA nº 283/2017/DILIC- IBAMA com a 2ª Retificação da 1ª Renovação da Licença de Operação 895/2009 devido a inclusão na licença dos itens 2.24 e 2.25 das condicionantes específicas referente a aprovação do Plano Ambiental de Conservação e Uso do Entorno do Reservatório Artificial (PACUERA). A inclusão das duas condicionantes na Licença de Operação é consequência da aprovação final do PACUERA obtida pela SEFAC, conforme Ofício nº 60/2017/NLS- MG/DITEC-MG/SUPES-MG-IBAMA, em 14/09/2017. Todos os programas estão sendo executados conforme previsto nas 1ª e 2ª Retificações da 1ª Renovação da Licença de Operação nº 895/2009 e em harmonia com os entendimentos mantidos entre a SEFAC e o IBAMA. Ao todo são 3 Macro Atividades Socioambientais (Programas Físicos ("F")), Programas Bióticos ("B") e Programas Socioeconômicos ("S")), que englobam Atividades Socioambientais, cujos resultados devem ser apresentados anualmente ao IBAMA por meio de relatórios consolidados, conforme quadros a seguir:

Macro atividades socio ambientais	Atividades Socioambientais
F	Programa de Monitoramento Climatológico
F	Programa de Monitoramento Limnológico e de Qualidade de Água
F	Programa de Monitoramento Hidrossedimentológico
F	Programa de Monitoramento Sismológico
F	Programa de Monitoramento e Controle das Condições de Erosão
F	Programa de Monitoramento do Lençol Freático
F	Programa de Acompanhamento dos Direitos Minerários
B	Programa de Limpeza Seletiva da Bacia de Aterramento

Macro atividades socio ambientais	Atividades Socioambientais
B	Subprograma de Conservação da Fauna Projeto de Monitoramento da Fauna
B	Projeto de Monitoramento da Fauna e Flora em Área de Deposição de Galhadas
B	Subprograma de Conservação da Flora Projeto de Marcação de Matrizes Arbóreas e Coleta de Sementes Florestais
B	Programa de Conservação da Ictiofauna
S	Monitoramento da Ictiofauna
S	Monitoramento da Eficiência do STP
S	Monitoramento e Resgate da Ictiofauna nas Paradas das UGS Prevenção, Monitoramento e Controle de Espécies Exóticas Invasoras
S	Mitigação dos Impactos e Conservação da Ictiofauna Nativa Afetada
S	Programa de Gestão Patrimonial
B	Programa de Recomposição Vegetal da APP Subprograma de Conectividade de Fragmentos Vegetais
B	Programa de Recuperação de Áreas Degradadas (PRAD)
S	Programa de Compensação Ambiental
S	Programa de Comunicação Social
S	Programa de Educação Ambiental
S	Programa de Indenização e Remanejamento da População Subprograma de Assistência Técnica e Social Subprograma de Monitoramento da Qualidade de Vida das Famílias
S	Programa de Reorganização da Infraestrutura e Apoio aos Serviços Municipais
S	Programa de Saúde e Controle de Vetores

20. APROVAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS: As demonstrações financeiras foram aprovadas e autorizadas para emissão pela Administração da Companhia em 13/03/2018.

**CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO: MEMBROS TITULARES:** Almir Galvani Coutinho; José Márcio Peralta; Rogério Gonçalves Pizeta; Fillipe Henrique Neves Soares; Miguel Gustavo Junqueira Franco; Fernando Luiz Aguiar Filho. **MEMBROS SUPLENTEs:** Claudia Campos Leite; Marcos Antonio Carvalho Gomes; Jorge Eduardo Mattos de Carvalho; Mateus Tiraboschi; Marcelo Dias Loichate; Leonardo de Almeida Massa.  
**DIRETORIA EXECUTIVA: LUIZ ANTONIO GOUVÊA DE ALBUQUERQUE - DIRETOR PRESIDENTE; ODAIR BATISTA CARVALHO - DIRETOR ADMINISTRATIVO FINANCEIRO. CONTADOR: PATRÍCIA NOGUEIRA DE SOUZA POLATE - CRC RJ-095769/0-O GO**

**RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**

Aos Acionistas e Administradores da Serra do Fação Energia S.A. **Opinião com ressalva:** Examinamos as demonstrações financeiras da Serra do Fação Energia S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31/12/2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis. Em nossa opinião, exceto pelos efeitos do assunto descrito na seção a seguir intitulada "Base para opinião com ressalva", as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Serra do Fação Energia S.A. em 31/12/2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. **Base para opinião com ressalva: Direito de outorga ou direito de concessão—Uso do Bem Público:** Conforme mencionado na nota explicativa nº 3.d às demonstrações financeiras, a Companhia registrou o valor da obrigação a pagar do direito de exploração (concessão onerosa), denominado Uso do Bem Público ("UBP"), de forma prospectiva a partir de 01/01/2015. O registro contábil descrito estava sendo feito, até 31/12/2014, pelo regime de caixa quando do pagamento das parcelas mensais, iniciadas em julho de 2010. De acordo com as orientações da orientação técnica OCP 05—Contratos de Concessão e considerando as características do contrato de concessão da Companhia, entendemos se tratar de um contrato não executório, que requereria o registro da obrigação do UBP em contrapartida ao ativo intangível (direito de concessão) na data da assinatura do contrato de concessão (ocorrido em 2001). Consequentemente, em 31/12/2017, o saldo do ativo intangível (direito de concessão) está a maior R\$391.677 mil (R\$412.382 mil em 31/12/2016), os impostos diferidos ativos estão a menor em R\$133.170 mil (R\$140.210 mil em 31/12/2016), o patrimônio líquido está a maior em R\$258.507 mil (R\$272.172 mil em 31/12/2016) e o prejuízo do exercício está a maior em R\$13.665 mil (R\$13.665 mil para o exercício findo em 31/12/2016), líquido dos efeitos tributários. 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 "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade—CFC, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião com ressalva. **Ênfase: Transações com partes relacionadas:** Chamamos a atenção para as notas explicativas nº1 e nº12 às demonstrações financeiras, que descrevem que a Companhia mantém saldos e operações comerciais e financeiras em montantes significativos com partes relacionadas nas condições nela descritas. Nossa opinião não contém ressalva relacionada a esse assunto. **Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório do auditor:** A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração. Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras 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 financeiras, 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 financeiras 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 distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito. **Responsabilidades da Administração pelas demonstrações financeiras:** A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demons-

trações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro. Na elaboração das demonstrações financeiras, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando e divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e com 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. **Responsabilidades 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, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detecta 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 financeiras. Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantivemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso: • Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos 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 às 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. • Concluímos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar a atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras 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 em continuidade operacional. • Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada. Comunicamo-nos com a Administração a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos. Rio de Janeiro, 13/03/2018

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU Jônatas José Medeiros de Barcelos  
Auditores Independentes Contador Protocolo 71021  
CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" RJ CRC nº 1 RJ 093376/O-3