

Proposta da Administração para a Assembleia Geral Ordinária de 11.04.2018

ENGIE Brasil Energia S.A.
CNPJ: 02.474.103/0001-19
NIRE: 42 3 0002438-4
R. Paschoal Apóstolo Pitsica, 5064
Agronômica - Florianópolis - SC - CEP 88025-255

ÍNDICE

ÍNDICE **2**
PROPOSTA DA ADMINISTRAÇÃO PARA A ASSEMBLEIA GERAL ORDINÁRIA A REALIZAR-SE NO DIA 11 DE ABRIL DE 2018, EM ATENDIMENTO À INSTRUÇÃO DA COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS (CVM) Nº 481 DE 17 DE DEZEMBRO DE 2009 (ICVM 481/09), E SUAS ALTERAÇÕES POSTERIORES **5**
ANEXO I – COMENTÁRIO DOS DIRETORES **7**
10.1 Comentários dos diretores sobre 7
a. Condições financeiras e patrimoniais gerais 7
b. Estrutura de capital 17
c. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos 18
d. Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas 18
e. Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez 19
f. Níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda: 19
g. Limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados 28
h. Alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras 29
10.2 Comentários dos diretores sobre: 55
a. Resultados das operações da Companhia, em especial: 55
b. Variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços 58
c. Impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro da Companhia, quando relevante 58
10.3 Comentários dos Diretores sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras da Companhia e em seus resultados 60
a. Introdução ou alienação de segmento operacional 60
b. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária 61
c. Eventos ou operações não usuais 64
10.4 Comentários dos diretores sobre 65
a. Mudanças significativas nas práticas contábeis 65
b. Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis 65
c. Ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor 65
10.5 Políticas contábeis críticas adotadas pela Companhia, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros 65
a. Instrumentos financeiros derivativos 66
b. Vida útil do ativo imobilizado 66
c. Teste de redução do valor recuperável dos ativos de longa duração 66
d. Obrigações com benefícios de aposentadoria 66
e. Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas 67
10.6 Descrição pelos diretores dos itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia 67
a. Os ativos e passivos detidos pela Companhia, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items) 67
b. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras 67
10.7 Comentários dos diretores em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6 67

a. Como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras da Companhia; 67
b. Natureza e o propósito da operação 67
c. Natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor da Companhia em decorrência da operação 67
10.8 Principais elementos do plano de negócios da Companhia: 68
a. Investimentos: 68
b. Aquisições já divulgadas de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia 70
c. Novos produtos e serviços 70
10.9 Comentar sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção 71
ANEXO II – PROPOSTA DE DESTINAÇÃO DO LUCRO 72
ANEXO III – COMPOSIÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DO CONSELHO FISCAL 78
12.5/6 Composição e experiência profissional do conselho de administração e do conselho fiscal 78
12.7/8 Composição dos comitês 90
12.9 Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau relacionadas 91
12.10 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle mantidas, nos 3 últimos exercícios sociais, entre administradores da Companhia (Indicados pelo Acionista Controlador): 92
12.13 Outras informações que a Companhia julgue relevantes 94
ANEXO IV – REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES 95
13.1 Descrição da política ou prática de remuneração do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e não Estatutária, do Conselho Fiscal, dos Comitês Estatutários e dos Comitês de Auditoria, de Risco, Financeiro e de Remuneração, abordando os seguintes aspectos: 95
a. Objetivos da política ou prática de remuneração 95
b. Composição da remuneração 95
c. Principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração 98
d. Como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho 98
e. Como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses da Companhia de curto, médio e longo prazo 99
f. Existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos 99
g. existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário da Companhia 99
h. práticas e procedimentos adotados pelo conselho de administração para definir a remuneração individual do conselho de administração e da diretoria: 100
13.2 Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal reconhecida no resultado dos últimos 3 exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente: 101
Na Diretoria Estatutária um dos membros é remunerado pela Controladora. 102
13.3 Remuneração variável do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal dos 3 últimos exercícios sociais e previstas para o exercício social corrente 105
13.4 Plano de remuneração baseado em ações do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente: 106
13.5 Remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária 107
13.6 Opções em aberto do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária ao final do último exercício social 107
13.7 Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais 107
13.8 Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens "13.5" a "13.7", tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções 107

13.9 Quantidade de ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos pela Companhia, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, por membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal, agrupados por órgão, na data de encerramento do último exercício social 107
13.10 Planos de previdência em vigor conferidos aos membros do Conselho de Administração e aos Diretores Estatutários 108
13.11 Remuneração individual máxima, mínima e média do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal, dos 3 últimos exercícios sociais 109
13.12 Arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturem mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria e quais as consequências financeiras para a Companhia 110
13.13 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado da Companhia referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto 110
13.14 Valores reconhecidos no resultado da Companhia como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados, em relação aos 3 últimos exercícios sociais 110
13.15 Valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas da Companhia, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal da Companhia, agrupados por órgão, especificando a que títulos tais valores foram atribuídos a tais indivíduos, em relação aos 3 últimos exercícios sociais 111
13.16 Outras informações que a Companhia julga relevantes 111
ANEXO V – POLÍTICA DE REMUNERAÇÃO E PARTICIPAÇÃO NOS LUCROS 112
14.3 Descrição das políticas de remuneração dos empregados da Companhia 112
a. Política de salários e remuneração variável 112
ANEXO VI – ORIENTAÇÕES SOBRE O VOTO A DISTÂNCIA 113

PROPOSTA DA ADMINISTRAÇÃO PARA A ASSEMBLEIA GERAL ORDINÁRIA A REALIZAR-SE NO DIA 11 DE ABRIL DE 2018, EM ATENDIMENTO À INSTRUÇÃO DA COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS (CVM) Nº 481 DE 17 DE DEZEMBRO DE 2009 (ICVM 481/09), E SUAS ALTERAÇÕES POSTERIORES.

Segundo o artigo 9º da ICVM 481/09, a Companhia deve fornecer, até 1 (um) mês antes da data da realização da Assembleia Geral Ordinária (AGO), os seguintes documentos e informações:

- **Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis (Incisos I e II do artigo 9ª da ICVM 481/09)**

As Demonstrações Contábeis Anuais Completas, que incluem o Relatório da Administração, foram arquivadas na CVM e B3 no dia 22 de fevereiro de 2018 e foram publicadas nos jornais Diário Oficial do Estado de Santa Catarina e Diário Catarinense, no dia 09 de março de 2018. Tais documentos também estão disponíveis nestes websites: da Companhia (www.engieenergia.com.br), da CVM (www.cvm.gov.br) e da B3 (www.b3.com.br).

- **Comentário dos administradores sobre a situação financeira da Companhia, nos termos do item 10 do formulário de referência (Inciso III do artigo 9º da ICVM 481/09)**

As informações referentes ao comentário dos administradores sobre a situação financeira da Companhia estão disponíveis no anexo I deste documento.

- **Parecer dos Auditores Independentes (Inciso IV do artigo 9º da ICVM 481/09)**

O Parecer dos Auditores Independentes está contemplado nas Demonstrações Contábeis Anuais Completas da Companhia.

- **Parecer do Conselho Fiscal, inclusive votos dissidentes, se houver (Inciso V do artigo 9º da ICVM 481/09)**

O Parecer do Conselho Fiscal está contemplado nas Demonstrações Contábeis Anuais da Companhia, ressaltando que não houve votos dissidentes.

- **Formulário de Demonstrações Financeiras Padronizadas - DFP (§ único do artigo 9º - Inciso I, da ICVM 481/09)**

O formulário Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP) foi publicado pela Companhia no dia 22 de fevereiro de 2018, na mesma data da entrega do Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis Anuais Completas. Esse documento pode ser acessado pelos websites da Companhia (www.engieenergia.com.br), da CVM (www.cvm.gov.br) e da B3 (www.b3.com.br).

- **Proposta de destinação do lucro líquido do exercício que contenha, no mínimo, as informações indicadas no anexo 9-1-II da ICVM 481/09 (§ único do artigo 9º - Inciso II, da ICVM 481/09)**

As informações referentes ao anexo 9-1-II da ICVM 481/09 estão disponíveis no anexo II deste documento.

- **Parecer do Comitê de Auditoria, se houver (§ único do artigo 9º - Inciso III, da ICVM 481/09)**

A Companhia não possui Comitê de Auditoria.

Sempre que a assembleia geral for convocada para eleger administradores ou membros do conselho fiscal, a Companhia deve fornecer (artigo 10º da ICVM 481/09):

- **No mínimo, as informações indicadas nos itens 12.5 a 12.10 do formulário de referência, relativamente aos candidatos indicados ou apoiados pela administração ou pelos acionistas controladores (artigo 10º - Inciso I, da ICVM 481/09)**

Os mencionados dados estão apresentados no anexo III deste documento.

Sempre que a assembleia geral dos acionistas for convocada para fixar a remuneração dos administradores, a Companhia deve fornecer, no mínimo, os seguintes documentos e informações (artigo 12º da ICVM 481/09):

- **Informações relativas à remuneração dos administradores baseadas no item 13 do referido Formulário de Referência (artigo 12º - Incisos I e II, da ICVM 481/09)**

Estas informações estão apresentadas no anexo IV deste documento.

- **Informações relativas à proposta de participação dos empregados nos resultados do exercício de 2016**

A proposta está apresentada no anexo V deste documento.

- **Boletim de voto à distância, a que se refere o art. 21-F (Inciso VI do artigo 9º da ICVM 481/09) e nas hipóteses a que se refere o art. 21-A (Inciso II do artigo 10º da ICVM 481/09)**

Em atendimento à ICVM 481/09, e suas alterações posteriores, a Companhia passou a adotar o voto a distância a partir do exercício de 2017.

O boletim de voto a distância foi publicado pela Companhia no dia 09 de março de 2018, na mesma data da entrega da Proposta da Administração. Esse documento pode ser acessado pelos websites da Companhia (www.engieenergia.com.br), da CVM (www.cvm.gov.br) e da B3 (www.b3.com.br).

Mais detalhes estão apresentados no anexo VI deste documento.

ANEXO I – COMENTÁRIO DOS DIRETORES

Artigo 9ª ICVM 481/09 – Inciso III – Comentário dos administradores sobre a situação financeira da Companhia, nos termos do item 10 do formulário de referência

10.1 Comentários dos diretores sobre

a. Condições financeiras e patrimoniais gerais

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2017

O ano de 2017 foi marcado pelo empenho da Companhia em criar valor, preparando-se para as transformações e oportunidades geradas pela transição energética, refletida na estratégia de negócios por meio de três pilares: descarbonização, descentralização e digitalização. A capacidade de entregar resultados efetivos, mesmo em cenários adversos, está entre as principais virtudes da ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia" ou "Companhia" ou "EBE") ao longo de sua trajetória. Em 2017 não foi diferente e a Companhia obteve expressivo sucesso na execução de sua estratégia.

A Companhia avançou na expansão da matriz renovável, com destaque para a aquisição de duas novas concessões – as Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, que juntas agregaram 832 MW à capacidade instalada do parque gerador. Ainda com foco em energia renovável, foi adquirido o projeto do Complexo Eólico Umburanas, na Bahia, com 605 MW. Vizinho ao Complexo Eólico Campo Largo, pertencente à Companhia, esse empreendimento permite uma relevante otimização de recursos e sinergia na implantação e operação desses parques eólicos. Em 2017, no segmento de geração solar distribuída, a ENGIE Geração Solar Distribuída ("ENGIE Solar") instalou 1.493 sistemas, em 14 Unidades da Federação, com 7.714 kWp.

Após 2 anos consecutivos de desaceleração, a economia brasileira deu sinais de retomada em 2017. Embora modestos, tais sinais indicam potencial para um ambiente mais favorável aos negócios nos anos seguintes. No Boletim Focus, publicado em 29 de dezembro de 2017, o Banco Central do Brasil registrou a expectativa de que Produto Interno Bruto (PIB) tenha avançado cerca de 1% em relação a 2016, ano em que a retração se aproximou de 3,5%.

Responsável por cerca de 65% do PIB, o consumo das famílias voltou a crescer no segundo trimestre do ano, registrando a primeira alta desde o final de 2014. Entre os fatores que contribuíram para o aquecimento do consumo está a queda da inflação. O Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) fechou 2017 em 2,95% — ante 6,29% registrado no ano anterior. A queda dos juros também favoreceu a melhoria do cenário. Ao longo do ano, a taxa Selic passou de 12,9% para 7,4% — seu menor patamar histórico.

O deficit primário acumulado do Governo Central foi de R$ 124,4 bilhões no ano, ou 1,9% do PIB. É o quarto ano seguido de deficit nas contas públicas, o que representa um considerável desequilíbrio entre receitas e despesas públicas. Tal resultado foi impactado positivamente pela balança comercial, tanto pelo aumento do volume transacionado, quanto por preços mais favoráveis de algumas *commodities* de peso na pauta brasileira, como minério de ferro e petróleo (Fonte: Banco Central do Brasil). O dólar comercial registrou alta de 1,99% no ano, cotado a R$ 3,314 na venda.

O cenário hidrológico de 2017 foi ainda mais restritivo que 2016, em termos de oferta de energia hidrelétrica. Com exceção do subsistema Norte, que encerrou o ano com níveis de armazenamento dos reservatórios das hidrelétricas levemente superiores aos apresentados em janeiro, os demais subsistemas terminaram 2017 em condições ainda piores que as enfrentadas no início do ano.

No que se refere ao desempenho econômico e financeiro, a ENGIE Brasil Energia, no ano de 2017, obteve lucro líquido consolidado de R$ 2.005 milhões, valor 29,5% ou R$ 457 milhões superior ao exercício de 2016. O EBITDA alcançado pela Companhia foi de R$ 3.520 milhões, um aumento de 10,8% ou R$ 344 milhões se comparado ao ano de 2016. A margem EBITDA avançou 0,9 p.p., passando de 49,3% em 2016 para 50,2% em 2017. Esse desempenho se deve, essencialmente, à combinação, da elevação do volume de energia vendida, ao resultado positivo nas operações de curto prazo, em especial as realizadas na CCEE, a queda nos custos com royalties – em virtude das condições hidrológicas menos favoráveis –, a alienação das Usinas Beberibe, Pedra do Sal e Areia Branca e o reconhecimento de receita decorrente da operação das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda.

Os fatores a seguir citados sustentam as condições patrimonial e financeira favoráveis da Companhia:

- Geração de lucro crescente – No ano de 2017, a Companhia apresentou crescimento nos seus resultados, apresentando lucro líquido consolidado de R$ 2.005 milhões, 29,5% superior ao lucro líquido consolidado do exercício anterior.
- Forte geração de caixa operacional – O EBITDA consolidado ajustado, no ano de 2017, alcançou R$ 3.520 milhões, elevação de 10,8% em relação a 2016. A margem EBTIDA atingiu 50,2%.
- Manutenção do baixo nível de endividamento – A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2017 foi de 1,9 vezes e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 1,3 vezes. A elevação do endividamento foi motivada pela da contratação de notas promissórias e empréstimos para o financiamento do pagamento das outorgas de concessão das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda. Em 31.12.2017, a dívida denominada em moeda estrangeira correspondia a 24,7% do total e estava integralmente protegida contra a variação cambial por operações de *swap*.

- Classificação de risco (*rating*) – Em 2017, não houve alteração do *Rating* Internacional em moeda estrangeira da Companhia de "BB+", ainda um nível acima do *rating* soberano, com perspectiva negativa. Não houve alteração no *Rating* Nacional de Longo Prazo, que permanece "AAA (bra)", com perspectiva estável. Em 27.02.2018, a agência Fitch Ratings, em decorrência do recente rebaixamento do *rating* soberano para "BB-", rebaixou o *Rating* Internacional de Longo Prazo em moeda estrangeira da EBE para "BB", com perspectiva estável, permanecendo assim um nível acima do *rating* soberano.
- Reduzido nível de inadimplência – Resultado do rigoroso processo de análise de crédito e da diversificação do portfólio de clientes da Companhia.
- Crescimento sustentado – Ao fim de 2017, a Companhia possuía capacidade instalada de 7.868,1 MW e operava um parque gerador de 9.588,8 MW. Tal capacidade instalada representa um aumento de 868,8 MW, quando comparada ao ano de 2016. Este aumento se deu, principalmente, pela aquisição das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara (424 MW) e Miranda (408 MW) e pela entrada em operação da Central Fotovoltaica Assú V (30 MW). O mencionado crescimento foi parcialmente atenuado pela alienação das usinas eólicas Beberibe e Pedra do Sal, e da PCH Areia Branca, cujas capacidades instaladas eram de 63,4 MW. A motivação para as vendas foi a oportunidade de priorização de investimentos em ativos com maior grau de sinergia.
- Implantação de novas usinas – O plano de expansão da Companhia segue de acordo com o planejado. Ocorreu a inauguração do Complexo Eólico Santa Mônica (97,2 MW) e o início da operação da Usina Fotovoltaica Assú V (30,0 MW) e, em dezembro de 2017, estão em fase de implementação a Usina Termelétrica Pampa Sul e os Complexos Eólicos Campo Largo – Fase I e Umburanas Fase I, totalizando 1.031,7 MW em construção. A Usina Termelétrica Pampa Sul, localizada no município de Candiota, estado do Rio Grande do Sul, utilizará como combustível para geração de energia o carvão mineral da jazida situada na região e terá capacidade instalada de 345 MW. Ao final de 2017, a obra atingiu progresso acumulado de 77%, com destaque para as obras da correia transportadora de carvão e barragem que estão praticamente finalizadas. A entrada em operação comercial está prevista para o primeiro trimestre de 2019. O Complexo Eólico Campo Largo – Fase I, localizado nos municípios de Umburanas e Sento Sé, estado da Bahia, terá capacidade instalada de 326,7 MW. Até o final de 2017 foram executados 100% da terraplenagem e da pavimentação dos acessos internos. O início da operação comercial dos primeiros projetos está previsto para o segundo trimestre de 2018. O Complexo Eólico Umburanas, localizado no município de Umburanas (BA), tem capacidade instalada total de 605 MW, que serão desenvolvidos em duas fases. A Fase I tem capacidade instalada de 360 MW, com início de operação previsto para 2019. O projeto está localizado próximo ao Complexo Eólico Campo Largo, capturando sinergias durante a implantação e a operação comercial. Todo o licenciamento ambiental está regularizado e as obras estão em fase inicial, sendo que o início das obras civis se deu em novembro de 2017, com a mobilização da empreiteira e início das atividades para a construção dos acessos internos dos projetos. Adicionalmente, a Companhia possui os seguintes projetos em desenvolvimento: Complexos Eólicos Santo Agostinho, Campo Largo – Fase II e Umburanas – Fase II, Usina Termelétrica Norte Catarinense e Complexos Fotovoltaicos

Alvorada e Assú, totalizando 2.011,8 MW. Estes projetos não tiveram suas construções iniciadas até a data de apresentação desta Proposta.

- Expansão – A Companhia vem diversificando sua matriz energética e os mercados regionais de atuação, com prioridade para fontes renováveis de energia. Assim, permanece atenta a oportunidades de expansão em diferentes regiões brasileiras, desde que compatíveis com os requisitos de sustentabilidade nas esferas econômica, social e ambiental. No ano de 2017, a Companhia adquiriu as concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda e a totalidade do capital social das empresas que compõem o Complexo Eólico Umburanas, conforme descrito anteriormente, com investimento aproximado de R$ 3.531 milhões e R$ 17 milhões respectivamente, e arrematou no Leilão de Transmissão nº 02/2017, promovido pela Aneel, o Lote 1, localizado no estado do Paraná, com aproximadamente 1.050 km de extensão de linhas de transmissão, marcando a entrada da EBE no setor de transmissão de energia no Brasil. O prazo de concessão do serviço público de transmissão, incluindo a construção, a montagem e a manutenção das instalações de transmissão, será de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão, prevista para ocorrer em 09.03.2018.
- Alienação de ativos – Em outubro de 2017, após o cumprimento das condições precedentes contratadas, a Companhia efetivou a venda das usinas eólicas Beberibe (25,6 MW), no Ceará, e Pedra do Sal (18 MW), no Piauí, bem como da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca (19,8 MW), em Minas Gerais, para a Companhia Energética de Petrolina. A operação integra a estratégia da Companhia de priorizar a expansão em ativos que ofereçam maior grau de sinergia entre si. Em 15.02.2017, a Companhia comunicou a seus acionistas e ao mercado em geral que mandatou o Banco Morgan Stanley S.A. para prestar assessoria financeira em uma sondagem de mercado, não vinculante, visando identificar potenciais compradores para seus ativos de geração de energia a carvão: (i) Complexo Termelétrico Jorge Lacerda ("CTJL") – com capacidade instalada de 857,0 MW; e (ii) Complexo Termelétrico Pampa Sul – composto pela usina em construção – Usina Termelétrica Pampa Sul, a qual terá capacidade instalada de 345,0 MW – e pelo projeto com potencial de desenvolvimento denominado Pampa Sul 2, cuja capacidade instalada é de 340,0 MW. Em 13.12.2017, a Companhia concedeu direito de exclusividade para um potencial comprador dos ativos para realização de *due diligence*, a qual ainda não foi concluída até a data de apresentação dessa Proposta. Na mesma reunião anteriormente mencionada, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a transferência do patrimônio do CTJL para a Diamante Geração de Energia Ltda. ("Diamante"), empresa controlada pela EBE constituída exclusivamente para essa finalidade. A transferência ocorreu em 01.01.2018, por meio do aumento de capital da Diamante via integralização do ativo imobilizado e do estoque vinculados ao CTJL.

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2016

O ano de 2016 foi marcado por momentos de mudanças na Companhia, com a finalidade de integração estratégica, proposto por sua Controladora. O novo nome adotado – ENGIE e, por consequência, nova marca são parte deste processo para adequação à transição energética no setor de energia elétrica a nível global, que desenha o futuro deste âmbito em três eixos fundamentais: descarbonização, descentralização e digitalização.

As principais áreas de atuação da ENGIE Brasil Energia continuam sendo a geração centralizada, priorizando as fontes renováveis, e a comercialização de energia, ao mesmo tempo em que o Grupo ENGIE busca, cada vez mais, oferecer soluções integradas e inovadoras à pessoas, empresas e cidades. Em 2016, o ingresso no segmento de geração solar distribuída, por meio da controlada ENGIE Solar, representa um passo importante nesse sentido.

Ao longo de 2016, a economia brasileira deu sequência à desaceleração registrada no ano anterior, sendo verificada instabilidade política e recessão econômica no País. A previsão do Banco Central do Brasil (Bacen), no último Boletim Focus do ano, era de que o Produto Interno Bruto (PIB) sofresse retração de 3,49% quando comparado ao de 2015. Caso essa projeção seja confirmada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), responsável pelo cálculo oficial do PIB, será a primeira vez que o país registrará 2 anos seguidos de retração no nível de atividade da economia – a série histórica oficial teve início em 1948. No ano passado, o recuo foi de 3,8%, o maior em 25 anos.

De acordo com o IBGE, o país fechou o ano com a inflação oficial de 6,29% – no teto da meta do governo, puxada principalmente pelos preços de alimentos. O deficit primário acumulado do setor público, segundo o Banco Central, alcançou R$ 154,255 bilhões. Esse valor representa 2,4% do Produto Interno Bruto (PIB) e é o pior da série histórica. Em 2015, as contas do governo central haviam ficado negativas em R$ 114,741 bilhões ou 1,9% do PIB. O dólar comercial fechou 2016 em queda de 17,69% frente ao real, cotado a R$ 3,2497, a primeira queda anual desde 2010.

O contexto recessivo da economia refletiu diretamente na demanda de energia elétrica no país. Conforme a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de eletricidade totalizou 460.001 GWh em 2016, queda de 0,9% em relação a 2015. O setor residencial representou 132.893 GWh deste total, sendo o único a registrar aumento no ano, de 1,4%. Por outro lado, o consumo médio nas residências termina o ano praticamente estável (160 kWh/mês frente aos 161 kWh/mês do fim de 2015). Os setores comercial e industrial registraram no ano consumo de 88.185 GWh (-2,5%) e 164,034 GWh (-2,9%), respectivamente. Por regiões, os destaques negativos ficam por conta do Sudeste e do Centro-Oeste, com quedas de 1,8% e 1,0% em comparação a 2015. Nordeste e Sul tiveram um resultado praticamente estável, ambos com -0,3% e a região Norte se destacou positivamente, com crescimento de 2,0%.

O cenário hidrológico de 2016 foi ainda mais restritivo do que em 2015 no que se refere a vazões afluentes às usinas hidrelétricas. Tanto o subsistema Norte quanto o Nordeste tiveram o segundo pior ano de seus respectivos históricos. Porém, as elevadas afluências no Sudeste e no Centro-Oeste em janeiro de 2016, associadas às afluências regulares no Sul na maior parte do ano e a uma significativa recessão no consumo de energia elétrica, acabaram fazendo com que o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) ficasse relativamente baixo no período.

No que concerne ao desempenho econômico e financeiro, a ENGIE Brasil Energia, no ano de 2016, obteve lucro líquido consolidado de R$ 1.548 milhões, valor 3,1% ou R$ 47 milhões superior ao exercício de 2015. O EBITDA alcançado pela Companhia foi de R$ 3.176 milhões, um aumento de 2,0% ou R$ 61 milhões se comparado ao ano de 2015. A margem EBITDA avançou 1,5 p.p., passando de 47,8% em 2015 para 49,3% em 2016. Esse desempenho se deve, essencialmente, à combinação de baixo endividamento líquido da Companhia no decorrer do ano, redução do consumo de combustível para geração de energia — em virtude do menor despacho termelétrico — declínio no volume de compras de energia para revenda e reconhecimento de *impairment* de ativos. Cabe destacar que a comparação com os resultados obtidos no ano anterior foi impactada pelos efeitos da repactuação do risco hidrológico para o ambiente de contratação regulada, a qual a Companhia aderiu conforme critérios previstos na Lei 13.203/2015. Reconhecidos no exercício de 2015, os efeitos positivos da repactuação prejudicam a comparação do desempenho registrado em 2016 em relação ao ano anterior.

Os fatores a seguir citados sustentam as condições patrimonial e financeira favoráveis da Companhia:

- Geração de lucro crescente – No ano de 2016, a Companhia apresentou crescimento consistente de seus resultados, mesmo diante do cenário de crise econômica. O lucro líquido consolidado do exercício de 2016 foi de R$ 1.548 milhões.
- Forte geração de caixa operacional – O EBITDA consolidado ajustado, cujo conceito é lucro líquido mais imposto de renda e contribuição social, despesas financeiras líquidas e depreciação e amortização, no ano de 2016 alcançou R$ 3.176 milhões. A margem EBTIDA atingiu 49,3%.
- Manutenção do baixo nível de endividamento – A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2016 foi de 1,0 vez e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 0,3 vez. Os empréstimos em dólares norte americanos foram integralmente liquidados no ano de 2016 e estavam protegidos na sua totalidade contra a variação cambial por meio de operação de *swap* para o CDI.
- Classificação de risco (*rating*) – Em 2016, a agência Fitch Ratings rebaixou o Rating Internacional em moeda estrangeira da Companhia de "BBB-" para "BB+", ainda um nível acima do *rating* soberano, com perspectiva negativa. Não houve alteração no Rating Nacional de Longo Prazo, que permanece "AAA (bra)", com perspectiva estável.
- Reduzido nível de inadimplência – Resultado do rigoroso processo de análise de crédito e da diversificação do portfólio de clientes da Companhia.

- Crescimento sustentado – Ao fim de 2016, a Companhia possuía capacidade instalada de 6.999,3 MW e operava um parque gerador de 8.720,0 MW. A capacidade instalada alcançada ao fim de 2016 representa uma redução de 45,0 MW em relação ao ano anterior. Tal redução se deu com a desmobilização dos ativos da Usina Termelétrica Charqueadas, representando 72 MW de capacidade instalada, em virtude, após 50 anos de operação, da inviabilidade econômica da usina aliada ao aumento do custo de combustível em razão da mudança do critério de reembolso estabelecido na legislação. Este decréscimo foi parcialmente atenuado pelo início da operação comercial dos parques eólicas Santa Mônica e Cacimbas, o último parcialmente, cuja capacidade instalada é de 18,9 MW e 8,1 MW em 31 de dezembro de 2016, respectivamente, pertencentes ao Complexo Eólico Santa Mônica, composto também pelos parques eólicos Estrela e Ouro Verde, localizados no município de Trairí, estado do Ceará.
- Implantação de novas usinas – O plano de expansão da Companhia segue de acordo com o planejado e, em dezembro de 2016, há 762,8 MW em construção que devem estar em total operação até o início de 2019. A Usina Termelétrica Pampa Sul, localizada no município de Candiota, estado do Rio Grande do Sul, utilizará como combustível para geração de energia o carvão mineral da jazida situada na região e terá capacidade instalada de 340 MW. Ao final de 2016, a obra atingiu progresso acumulado de 47%, com destaque para o avanço significativo da montagem das torres da linha de transmissão, com a conclusão de 44 das 52 unidades previstas, e a contratação da montadora da estrutura metálica. O Complexo Campo Largo – Fase I, localizado nos municípios de Umburanas e Sento Sé, estado da Bahia, terá capacidade instalada de 326,7 MW. Em setembro de 2016, foi sancionado o Decreto que declara de utilidade pública, para fins de desapropriação, as áreas do acesso externo ao Complexo Eólico Campo Largo e iniciaram-se os serviços na área do alojamento. Em novembro, o Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Inema) emitiu a Licença de Instalação do último parque do Complexo. A previsão é de que a operação comercial inicie parcialmente em 2018. O Complexo Eólico Santa Mônica, localizado no município de Trairi , estado do Ceará, é composto por quatro usinas, que adicionarão um total de 97,2 MW ao parque gerador da Companhia. A Centrais Eólicas Santa Mônica e Cacimbas iniciaram operação comercial em 2016, a última parcial, e a totalidade do Complexo entrou em operação comercial ao longo do primeiro semestre de 2017, adicionando 59,4 MW ao parque gerador. A Central Fotovoltaica Assú V, com capacidade instalada de 36,7 MW, integra o Complexo Fotovoltaico Assú, a ser implantado em Assú, estado do Rio Grande do Norte. O empreendimento entrou em operação comercial em dezembro de 2017, conforme anteriormente mencionado.

- Expansão - A Companhia permanece atenta a oportunidades de expansão. O grande marco do grupo ENGIE no Brasil no ano foi a inauguração, em dezembro, da Usina Hidrelétrica de Jirau, localizada no Rio Madeira, em Rondônia. Maior projeto hidrelétrico desenvolvido pela ENGIE no mundo e 4ª maior do país, o empreendimento tem capacidade instalada total de 3.750 MW e produzirá energia equivalente ao consumo de cerca de 10 milhões de residências. O número de turbinas em Jirau (50) é superior à soma de todas as hidrelétricas da região Sul. A ENGIE Brasil Participações Ltda. (ENGIE Participações), controladora da ENGIE Brasil Energia, possui 40% de participação no empreendimento. O início do processo de transferência dessa participação para a Companhia está previsto para 2017, em uma operação que contará com o envolvimento do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas. Adicionalmente, em novembro de 2016, a Companhia firmou contrato com a distribuidora de energia de Santa Catarina para instalação de sistema fotovoltaicos em mil residências do Estado, totalizando 2.600 KWp, por meio da controlada direta ENGIE Solar.
- Alienação de ativos - Em dezembro de 2016, o Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou a venda das usinas eólicas Beberibe (25,6 MW), no Ceará, e Pedra do Sal (18 MW), no Piauí, bem como da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca (19,8 MW), em Minas Gerais, para a Companhia Energética de Petrolina. A conclusão da venda ocorreu em outubro de 2017, conforme anteriormente mencionado.
- Remuneração aos acionistas sem descapitalização financeira e alinhada às estratégias e aos planos de investimentos da Companhia – No ano de 2016 os dividendos propostos corresponderam a 100% do lucro líquido distribuível da Companhia.
- Permanência da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3 – A Companhia participa desse índice desde a sua primeira edição em 2005.
- Valorização da cotação das ações da Companhia – As ações da Companhia apresentaram no ano de 2016 valorização de 9,9%, bem como o Índice do Setor Elétrico (IEE) e o Ibovespa em 45,6% e 38,9%, respectivamente, reflexo, principalmente, do otimismo dos investidores ante o *impeachment* da ex-presidente e, com isso, maior estabilidade política e fiscal, de acordo com avaliações de mercado.

Informações consolidadas relativas ao exercício social encerrado em 31.12.2015

O ano de 2015 foi marcado pelo agravamento da crise econômica no País. O Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), responsável pelo cálculo oficial do Produto Interno Bruto (PIB), apurou retração desse índice de 3,8%. A inflação, conforme o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), acumulada no ano foi de 10,7%, 4,2 pontos percentuais acima do teto da meta inflacionária fixada pelo Banco Central, de 6,5%. Adicionalmente, o real foi substancialmente desvalorizado em relação ao dólar: a moeda americana foi cotada em R$ 3,92 ao final de 2015, representando alta de 47,5% em relação ao fechamento de 2014.

Como nos últimos anos, em 2015 o setor elétrico nacional sofreu influência da baixa hidrologia. O potencial hidrológico do país é indiscutível: em 2015, as usinas hidrelétricas representaram 65% da capacidade instalada. Associados a esse potencial estão o baixo custo de geração, além do nível reduzido de emissões atmosféricas da geração hidrelétrica quando comparada à geração térmica convencional. Entretanto, eventos climáticos extremos, frequentes nos últimos anos, apontam para a necessidade de ajustes no planejamento e na operação do setor elétrico brasileiro. A alteração que se observa no regime de chuvas demonstra que não é possível manter apenas a fonte hidráulica na base do sistema. Em 2015, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo de energia elétrica registrou queda de 2,5%, haja vista a redução da atividade econômica no País. Desta forma, os impactos negativos resultantes dos eventos climáticos foram reduzidos pela diminuição do consumo de energia elétrica.

No que se refere ao desempenho econômico e financeiros, a ENGIE Brasil Energia, no ano de 2015, obteve lucro líquido de R$ 1.501 milhões, valor 8,5% ou R$ 118 milhões superior ao exercício de 2014. O EBITDA alcançado pela Companhia foi de R$ 3.115 milhões, um aumento de 7,6% ou R$ 220 milhões se comparado ao ano de 2014. Esses resultados se devem, sobretudo, à estratégia adequada de redução da exposição aos altos preços do mercado de curto prazo no início do ano, de alocação mensal da energia contratada e de manutenção do parque gerador. O alcance desses números em um cenário de retração da economia e eventos climáticos adversos demonstra a resiliência da Companhia e a confiança que o mercado lhe confere.

Os fatores a seguir citados sustentam as condições patrimonial e financeira favoráveis da Companhia:

- Geração de lucro crescente – No ano de 2015, a Companhia apresentou crescimento consistente de seus resultados, mesmo diante do cenário de crise econômica. O lucro líquido consolidado do exercício de 2015 foi de R$ 1.501 milhões.
- Forte geração de caixa operacional – O EBITDA consolidado, cujo conceito é lucro líquido mais imposto de renda e contribuição social, despesas financeiras líquidas e depreciação e amortização, no ano de 2015 alcançou R$ 3.115 milhões. A margem EBTIDA atingiu 47,8%.
- Manutenção do baixo nível de endividamento – A relação "Endividamento total / EBITDA" em 31.12.2015 foi de 1,2 vezes e o "Endividamento líquido / EBITDA", na mesma data, foi de 0,4 vezes. Em 31.12.2015, a dívida denominada em moeda estrangeira - 34% do total, estava integralmente protegida contra a variação cambial por operações de *swap*.

- Classificação de risco (rating) – Em dezembro de 2015, a Fitch Ratings rebaixou o Rating Internacional em moeda estrangeira da Companhia de "BBB" para "BBB-", com perspectiva negativa, ato contínuo ao rebaixamento do rating soberano do Brasil. Não houve alteração no Rating Nacional de Longo Prazo, que permanece "AAA (bra)", com perspectiva estável. Em 17.02.2016, a Standard & Poor's rebaixou o rating de crédito corporativo de longo prazo, atribuído na Escala Nacional Brasil à Companhia, de "brAAA" para "brAA", o qual havia sido reafirmado em dezembro de 2015, em função do rebaixamento do rating soberano do País para "brAA-". Cabe ressaltar que apesar do rebaixamento do rating pela S&P, a companhia manteve seu rating um grau acima do rating soberano em moeda local. Ao mesmo tempo, essa agência reafirmou o rating de curto prazo "brA1". Posteriormente, a pedido da Companhia, os ratings foram retirados da agência Standard &Poor's.
- Reduzido nível de inadimplência – Resultado do rigoroso processo de análise de crédito e da diversificação do portfólio de clientes da Companhia.
- Crescimento sustentado – Ao fim de 2015, a Companhia possuía capacidade instalada de 7.044,3 MW e operava um parque gerador de 8.765,0 MW, mantendo-se, desta forma, como a maior geradora privada de energia do Brasil. A capacidade instalada alcançada ao fim de 2015 representa um aumento de 17,1 MW em relação ao ano anterior. Tal crescimento se deu com a finalização das obras de expansão da Usina Termelétrica Ferrari, iniciadas em 2014, e a inclusão do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Eólico de Tubarão, os quais agregaram, respectivamente, 15,0 MW e 2,1 MW ao parque gerador da Companhia. A ENGIE Brasil Energia permanece atenta, diretamente ou por meio de sua controladora ENGIE Participações, a oportunidades de expansão em todo o Brasil, desde que atendam aos requisitos de viabilidade econômica e de conformidade com o conceito de sustentabilidade.
- Implantação de novas usinas – Em janeiro de 2015, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) emitiu as resoluções autorizativas de implantação e exploração das Usinas do Complexo Eólico Santa Mônica. O prazo das autorizações é de 30 anos a contar da data da publicação das referidas resoluções. O Complexo Eólico Santa Mônica acrescentará 97,2 MW a capacidade instalada da Companhia e sua entrada em operação está prevista para iniciar no segundo semestre de 2016. Em junho e outubro de 2015, a Companhia adquiriu os direitos de desenvolvimento das fases II e III-A do Complexo Eólico Santo Agostinho, compostas por 11 Sociedades de Propósito Específico (SPE) que acrescentarão à capacidade instalada da Companhia, aproximadamente, 250 MW. Ainda em junho de 2015, o Ibama emitiu Licença de Instalação para a Usina Termelétrica Pampa Sul, a qual terá capacidade instalada de 340 MW. Este projeto foi aprovado como empreendimento prioritário para geração de energia pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e fornecerá energia elétrica para o mercado por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN), contribuindo para a estabilidade do sistema energético.
- Comercialização de energia em leilão promovido pela Aneel – A Companhia comercializou, em agosto de 2015, por meio do Complexo Eólico Santa Mônica, 46,0 MW médios no Leilão de Geração promovido pela Aneel, a preço médio de venda de R$ 188,45/MWh, pelo prazo de 20 anos. A energia negociada no leilão terá início de suprimento em 01.01.2018.

- Remuneração aos acionistas sem descapitalização financeira e alinhada às estratégias e aos planos de investimentos da Companhia – No ano de 2015 os dividendos propostos corresponderam a 55% do lucro líquido distribuível da Companhia.
- Permanência da Companhia no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3 – A Companhia participa desse índice desde a sua primeira edição em 2005.
- Valorização da cotação das ações da Companhia – As ações da Companhia apresentaram no ano de 2015 valorização de 2,3%, enquanto o índice do setor elétrico (IEE) e o Ibovespa retraíram, nesse mesmo período, 8,7% e 13,3%, respectivamente, reflexo das incertezas políticas e econômicas vivenciadas pelo Brasil.

b. Estrutura de capital

A Administração entende que a Companhia possui estrutura de capital com nível baixo de alavancagem financeira, o que possibilita a execução de sua estratégia de crescimento nos próximos anos.

O negócio da Companhia apresenta uma elevada geração operacional de caixa, principalmente em função de sua elevada margem, resultado da característica intensiva em capital da atividade de geração de energia e dos rígidos controles de custos e despesas realizados pela Administração da Companhia.

Os principais componentes da estrutura de capital da Companhia são os seguintes:

Valores em R$ milhões	**31.12.2017**	**31.12.2016**	**31.12.2015**
Endividamento bruto[1]	6.738	3.089	3.759
(-) Caixa e equivalente de caixa e depósitos vinculados	2.156	1.996	2.544
Endividamento líquido	4.583	1.093	1.215
Endividamento de longo prazo (% do total do endividamento)	54,4%	90,3%	67,4%
Patrimônio líquido	6.835	6.614	6.642
Grau de alavancagem[2]	40,1%	14,2%	15,5%
Composição da estrutura de capital:			
- Capital próprio (patrimônio líquido / passivo total)	34,9%	45,9%	43,4%
- Capital de terceiros (passivo circulante e não circulante / passivo total)	65,1%	54,1%	56,6%

O percentual de alavancagem aumentou em 2017 devido a captação de notas promissórias pelas controladas Jaguara e Miranda, no montante de R$ 2.110 milhões, e à captação de empréstimos em moeda estrangeira – totalmente coberto por *hedge* para reais, no montante de R$ 1.631 milhões. Os recursos foram captados com a finalidade, principalmente, de pagamento do Bônus pela Outorga das concessões e refinanciamento de dívidas.

[1] Contempla os empréstimos – líquidos dos efeitos do *hedge*, os financiamentos, as debêntures e as notas promissórias.
[2] Endividamento líquido / (Endividamento líquido + Patrimônio líquido)

c. Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

A Companhia, considerando o seu perfil do endividamento e a sua posição de liquidez, em situações normais de mercado, possui plenas condições para honrar as obrigações de curto e médio prazos hoje existentes, bem como para continuar expandindo seus investimentos.

Em 31.12.2017, a Companhia apresentou capital circulante líquido negativo, decorrente, substancialmente, da contratação de notas promissórias e empréstimos no ano de 2017 para o financiamento do pagamento das outorgas de concessão das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda. A Companhia está avaliando a emissão de uma dívida de longo prazo junto ao mercado de capitais e a instituições financeiras, visando refinanciar as notas promissórias emitidas em 2017 que vencem em novembro de 2018.

Os Administradores entendem ainda que, em condições normais de mercado, a sólida geração de caixa confere à Companhia margem de conforto para honrar todas as obrigações de longo prazo existentes.

Neste quadro estão listados os principais indicadores de capacidade de pagamento da dívida utilizados pela Companhia.

Valores em R$ milhões	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
EBITDA	3.520	3.176	3.115
Despesa financeira bruta	450	753	752
Despesa financeira líquida	227	355	471
Endividamento bruto	6.738	3.089	3.759
Endividamento líquido	4.583	1.093	1.215
Endividamento líquido / EBITDA	1,3	0,3	0,4
Endividamento total / EBITDA	1,9	1,0	1,2
EBITDA / Despesa financeira bruta	7,8	4,2	4,1

Nos últimos três exercícios sociais a Companhia honrou suas obrigações assumidas com terceiros, tais como fornecedores, dividendos, dívidas, concessões a pagar, entre outros.

A classificação de risco (*rating*) da Companhia em 31.12.2017 era feita pela Fitch Ratings. Em 2017, não houve alteração no *Rating* Internacional em moeda estrangeira da Companhia "BB+", ainda um nível acima do *rating* soberano, com perspectiva negativa. Não houve alteração no *Rating* Nacional de Longo Prazo, que permanece "AAA (bra)", com perspectiva estável. Em 27.02.2018, a agência Fitch Ratings, em decorrência do recente rebaixamento do *rating* soberano para "BB-", rebaixou o *Rating* Internacional de Longo Prazo em moeda estrangeira da EBE para "BB", com perspectiva estável, permanecendo assim um nível acima do *rating* soberano.

d. Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

A Companhia utiliza linhas de crédito em instituições financeiras de primeira linha, com a finalidade de suprir uma eventual necessidade de caixa de curto e médio prazos.

Para os projetos de investimento da Companhia, além da utilização de parte de sua geração de caixa, a principal fonte de financiamento é o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), diretamente e/ou por meio de seus Bancos Repassadores. Estas instituições financeiras usualmente oferecem taxa de juros e prazos de pagamento compatíveis com o retorno dos projetos de geração de energia.

Caso o projeto de investimento não seja elegível para financiamento pelo BNDES, ou por questões de custo do financiamento, a Companhia pode recorrer a outras fontes de financiamento incentivadas, como o Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE), o Fundo Constitucional de Financiamento do Centro-Oeste (FCO), ao mercado de capitais, por meio da emissão de notas promissórias e/ou debêntures ou outras fontes de financiamento, visando à manutenção de uma estrutura de capital e liquidez adequada. A Companhia avalia constantemente alternativas de financiamento de suas operações.

Nos últimos 3 (três) exercícios sociais, a Companhia utilizou como principal fonte de financiamento para os seus projetos o BNDES e Bancos Repassadores. Nestes contratos, de maneira geral, há uma relação "padrão" para a obtenção destas linhas de créditos, que se situa na faixa de 30% de capital próprio e 70% para itens financiáveis.

e. Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

Em que pese a Administração não preveja qualquer situação de deficiência de liquidez, a Companhia possui linhas de crédito previstas (capital de giro, financiamento de longo prazo e fiança bancária) perante instituições financeiras de primeira linha no montante global de aproximadamente R$ 4,9 bilhões.

Em caso de necessidade de financiamento para capital de giro, a Companhia pretende utilizar linhas de crédito disponíveis no mercado junto a instituições financeiras de primeira linha. Para fins de financiamento de ativos não circulantes, a Companhia pretende utilizar prioritariamente recursos de financiamentos de longo prazo diretamente junto ao BNDES ou por meio de Bancos Repassadores.

Além disso, em razão do elevado *rating* atribuído pela agência de classificação de risco Fitch Ratings, a Companhia tem acesso rápido ao mercado de capitais para eventuais necessidades de levantamento de recursos financeiros.

f. Níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

As principais informações sobre as dívidas contratadas com Instituições Financeiras estão descritas a seguir:

(i) contratos de empréstimo, financiamento e notas promissórias relevantes

Principais condições das dívidas contratadas

		Condições de pagamento		Valores em R$ milhões		
Empresas / Bancos	**Juros**	**Vencimento**	**Principal e juros**	**31.12.2017**	**31.12.2016**	**31.12.2015**
Controladora:						
Moeda nacional						
Nordic Investment Bank	IPCA + 3,55% a.a.	10.2022	Principal: Mensais Juros: Trimestrais	135	157	172
BNDES – Modernização	TJLP + 2,26% a.a.[(a)]	07.2020	Principal: Mensais, após 08.2016 Juros: Trimestrais até 08.2016 e posteriormente mensais	171	203	191
BNDES – Usina São Salvador	TJLP + 2,7% a.a.[(a)]	10.2023	Mensais	96	112	126
Repasse BNDES (Bancos) [(b)]	TJLP + 3,25% a.a.[(a)]	10.2023	Mensais	-	226	255
Repasse Finame (Bancos)	3,68% a.a.	11.2024	Mensais	8	18	21
Moeda estrangeira (dólar)						
HSBC USA II	1,4294% a.a. com swap para 97% do CDI	03.2016	Principal: 03.2016 Juros: trimestrais	-	-	387
HSBC USA III	1,7871% a.a. com swap para 99% do CDI	10.2016	Principal: 10.2016 Juros: trimestrais	-	-	307
HSBC USA IV	1,8104% a.a. com swap para 98,6% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: trimestrais	-	-	191
HSBC USA V	1,8471% a.a. com swap para 97% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: trimestrais	-	-	38
Mizuho Bank	1,7260% a.a. com swap para 96,02% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: trimestrais	-	-	341
Bank of Tokyo	114,2857% Libor + 0,5486% a.a. com swap para 98% do CDI	12.2016	Principal: 12.2016 Juros: trimestrais	-	-	188
HSBC USA VI	8,459% a.a. com swap para 103% do CDI	10.2020	Principal: 10.2020 Juros: Semestrais	334	-	-
Scotiabank	3,3710% a.a. com swap para IPCA + 5,2% a.a.	11.2022	Principal: 11.2022 Juros: Semestrais	669	-	-
Bank of Tokyo	1,9429% a.a. com swap para 101,4% CDI 2,0571% a.a. com com swap para 101,4% CDI	10.2018	Principal: 10.2018 Juros: Semestrais	667	-	-

		Condições de pagamento		Valores em R$ milhões		
Empresas / Bancos	**Juros**	**Vencimento**	**Principal e juros**	**31.12.2017**	**31.12.2016**	**31.12.2015**
Controladas:						
Hidropower - Banco do Brasil	8,08% a.a.	10.2017	Mensais	-	3	7
Companhia Energética Estreito						
BNDES – Crédito Social	TJLP	06.2018	Mensais	3	8	14
BNDES	TJLP + 1,89% a.a.[a]	09.2029	Mensais	644	692	736
Repasse BNDES (Bancos) [b]	TJLP + 2,95% a.a.[a]	09.2029	Mensais	438	470	499
Ibitiúva						
BNDES (Subcrédito B)	4,5% a.a.	01.2020	Mensais	9	13	17
BNDES (Subcrédito A e C)	TJLP + 2,05% a.a.[a]	01.2021	Mensais	11	15	19
Ferrari						
BNDES	TJLP + 1,91% a.a.[a]	06.2021	Mensais	15	19	23
BNDES Ampliação	TJLP + 1,76% a.a.[a]	07.2032	Mensais	41	44	44
Repasse BNDES (Bancos) [b]	TJLP + 3,40% a.a.[a]	06.2021	Mensais	7	8	10
Complexo Eólico Trairí [c] – BNDES	TJLP + 2,51% a.a.[a]	07.2029	Mensais	275	296	315
Beberibe [d] **-** BNDES	TJLP + 3,5% a.a.[a]	12.2023	Mensais	-	-	74
Pedra do Sal [d] **–** BNDES	TJLP + 1,92% a.a.[a]	12.2023	Mensais	-	-	50
Areia Branca [d] **–** BNDES	TJLP + 2,5% a.a.[a]	06.2024	Mensais	-	-	41
Complexo Eólico Santa Mônica [e] – BNDES	TJLP + 2,18% a.a.[a] (07.2017 a 05.2033)	05.2033	Mensais	293	-	-
Jaguara - Banco J. Safra S.A.	104,9% a.a. sobre Δ Taxa DI	11.2018	Principal: 11.2018 Juros: 11.2018	1.326	-	-
Miranda - Banco J. Safra S.A.	104,9% a.a. sobre Δ Taxa DI	11.2018	Principal: 11.2018 Juros: 11.2018	784	-	-

[a] O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.
[b] Os Bancos são os seguintes: Itaú Unibanco, Itaú BBA, Bradesco, Santander e Votorantim.
[c] Financiamento do Projeto Trairí, composto pelas seguintes empresas: Trairí, Mundaú, Guajiru e Fleixeiras I.
[d] Em 31.10.2017, foi concluída a alienação da totalidade das participações societárias da ECP nas subsidiárias Eólica Beberibe S.A., Eólica Pedra do Sal S.A. e Hidrelétrica Areia Branca S.A., após terem sido atingidas todas as condições precedentes previstas no contrato de compra e venda de ações.
[e] Financiamento do Projeto Santa Mônica, composto pelas empresas: Santa Mônica, Cacimbas, Estrela e Ouro Verde.

Informações adicionais sobre os contratos de empréstimos, financiamentos e notas promissórias de valores mais relevantes da Companhia e de suas controladas

Os saldos em 31.12.2017, 31.12.2016 e 31.12.2015 dos contratos abaixo listados se encontram na tabela do item f(i) anteriormente apresentada.

ENGIE Brasil Energia

- Nordic Investment Bank

Em janeiro de 2013, a Companhia assinou contrato de empréstimo junto ao *Nordic Investment Bank* (NIB), no montante de R$ 143 milhões, correspondentes a US$ 70 milhões. O recebimento ocorreu no dia 22.01.2013, no valor de R$ 142 milhões, líquido dos custos de captação de R$ 1 milhão. O prazo de amortização é de 7 anos, a partir de outubro de 2015, e os encargos financeiros sobre o empréstimo são IPCA + 3,55% ao ano.

- BNDES – Modernização

Em setembro de 2014, a Companhia assinou contrato com o BNDES, no valor de R$ 275 milhões, para financiamento da modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo. Em 31.12.2017, haviam sido liberados R$ 250 milhões. Do total do financiamento, R$ 273 milhões terão juros equivalentes a TJLP + 2,26% e amortizações mensais de agosto de 2016 a julho de 2020 e R$ 2 milhões terão juros correspondentes a TJLP e amortizações mensais de agosto de 2016 a julho de 2020.

- BNDES – Usina Hidrelétrica São Salvador e Repasse BNDES (Bancos)

Em março de 2007, a Companhia Energética São Salvador ("CESS") contratou com o BNDES e seus Bancos Repassadores – Itaú, Unibanco, Bradesco, Santander e Votorantim – financiamento no valor de R$ 570 milhões, para a construção da Usina Hidrelétrica São Salvador. A CESS foi incorporada em dezembro de 2013 pela Companhia. Em dezembro de 2017 os repasses com as cinco instituições bancárias foram liquidados, no valor total de R$ 199 milhões.

- Empréstimos tomados em moeda estrangeira

A Companhia contratou, nos anos de 2015, 2016 e 2017, empréstimos em moeda estrangeira com os bancos HSBC USA, Mizuho Bank, Bank of Tokyo e Scotiabank.

Em 2017, os recursos foram captados com a finalidade, principalmente, de financiar o pagamento de parte do Bônus pela Outorga das concessões, bem como de refinanciar dívidas que estavam vencendo e dar continuidade a implementação do plano de negócios da Companhia.

Para proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuros contra as oscilações do dólar norte-americano, a Companhia contratou operações de *swap* para a totalidade dos empréstimos contratados em moeda estrangeira, com a subsidiária brasileira da mesma instituição financeira. Com isso, será mantida uma posição ativa correspondente à variação do dólar norte-americano mais juros e uma posição passiva equivalente a variação do CDI. O vencimento do principal e a amortização dos juros dos empréstimos e dos *swaps* ocorrerão exatamente nas mesmas datas. É válido destacar que a Política de Investimentos e Derivativos da Companhia estabelece que a utilização de instrumentos financeiros derivativos fica restrita à proteção de riscos (*hedge*) e deve ser mantida correlação estreita quanto ao perfil da dívida, volumes e prazos.

As principais condições dos empréstimos e das operações de *swap* contratados foram as seguintes:

		Valor		Empréstimo e posição ativa do *swap*	Posição passiva do *swap*	
Bancos	**Mês/Ano**	**US$ milhões**	**R$ milhões**	**Δ US$ + Juros (a.a.)**	**Δ do CDI**	**Vencimento**
HSBC USA II	03.2014	100	231	1,4294 %	97,0% do CDI	03.2016
HSBC USA III	10.2014	80	200	1,7871 %	99,0% do CDI	10.2016
HSBC USA IV	12.2014	50	128	1,8104%.	98,6% do CDI	12.2016
HSBC USA V	01.2016	10	27	1,8471%.	97,0% do CDI	12.2016
Mizuho Bank	12.2014	90	234	1,7260 %	96,02% do CDI	12.2016
Bank of Tokyo I	12.2014	50	131	114,2857% da Libor + 0,5486%	98,0% do CDI	12.2016
Bank of Tokyo II	10.2017	200	656	1,9429% e 2,0571%	101,4% do CDI	10.2018
HSBC USA VI	10.2017	100	325	8,459%.	103% do CDI	10.2020
Scotiabank	11.2017	200	650	3,371%	105,75%	11.2022
		880	**2.582**			

Em função das características destes instrumentos financeiros, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge* de valor justo para os seus registros. Assim, tanto o instrumento de *hedge* (*swap*) quanto o empréstimo objeto do *hedge* são mensurados pelo valor justo em contrapartida do resultado, protegendo integralmente a Companhia das oscilações do dólar norte-americano e da taxa de juros.

No caso da operação com o Scotiabank, em virtude do prazo maior (5 anos), a Companhia optou pela estratégia de realizar um segundo *hedge*, com a finalidade de vincular a exposição dessa operação ao IPCA, índice de correção dos contratos de venda de energia, e desta forma alinhar o risco deste empréstimo com a correção dos recebíveis da Companhia. Este segundo *hedge* foi contratado a taxa de IPCA + 5,2% a.a.

Os empréstimos em dólar norte-americano contratados em 2015 e 2016 e as respectivas operações de *swap*, foram integralmente liquidados até o final de 2016.

Controladas consolidadas na ENGIE Brasil Energia

Os seguintes financiamentos com o BNDES e seus Bancos Repassadores foram contratados na modalidade *Project Finance*. Para tal, foram constituídas Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) para a implantação dos respectivos projetos.

- Companhia Energética Estreito (CEE)

Em março de 2008, a subsidiária CEE assinou contrato de financiamento com o BNDES e seus Bancos Repassadores – Itaú Unibanco, Bradesco e Votorantim – no valor original de R$ 1.358 milhões, para a construção da Usina Hidrelétrica Estreito.

- Complexo Eólico Trairí

Em maio de 2012, as controladas indiretas Mundaú, Guajiru, Fleixeiras I e Trairí assinaram financiamento junto ao BNDES destinado à implantação de seus parques eólicos, no estado do Ceará. O montante total financiado foi de R$ 358 milhões.

- Complexo Eólico Santa Mônica

Em agosto de 2016, as controladas indiretas Cacimbas, Estrela, Ouro Verde e Santa Mônica assinaram financiamento junto ao BNDES destinado à implantação de seus parques eólicos, no estado do Ceará. O montante total acordado no Contrato de Financiamento foi de R$ 354 milhões.

- Companhia Energética Jaguara (Jaguara) e Companhia Energética Miranda (Miranda)

Em 27.11.2017, as controladas diretas Jaguara e Miranda emitiram notas promissórias, com série única, para distribuição pública com esforços restritos, com valor nominal de R$ 5.000, perfazendo o montante total de R$ 1.320 milhões e de R$ 780 milhões, respectivamente. Os recursos obtidos, nos montantes de R$ 2.096 milhões, líquidos dos custos de captação, destinaram-se ao pagamento de parte da bonificação paga pela outorga, nos termos do Leilão nº 001/2017 promovido pela Aneel.

A Companhia está avaliando a emissão de uma dívida de longo prazo junto ao mercado de capital e a instituições financeiras, visando refinanciar essas notas promissórias.

Garantias dos empréstimos e financiamentos

A Companhia mantém garantia para os empréstimos e financiamentos a seguir descritos. Para os demais empréstimos não há garantias concedidas pela Companhia.

- BNDES – Modernização

As garantias dadas para o contrato firmado com o BNDES para a modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo são cessão fiduciária das receitas provenientes de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

- BNDES – financiamento oriundo da Usina Hidrelétrica São Salvador, incorporado pela Companhia

Devido à incorporação, as garantias do respectivo financiamento foram substituídas por fiança bancária.

- BNDES e Repasse BNDES (Bancos) – Empreendimentos hidrelétricos

Os financiamentos de empreendimentos hidrelétricos têm estas garantias: (a) penhor de direitos emergentes da concessão; (b) penhor de direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e de venda de energia elétrica; (c) conta reserva em montante equivalente a três meses do serviço da dívida ou fiança bancária; (d) conta reserva em valor correspondente a três meses das despesas contratuais de operação e manutenção, aplicável às usinas que contratam serviços de terceiros para a execução dessas atividades; e (e) caução da totalidade das ações.

Além dessas garantias, para o contrato da CEE, há também o penhor dos dividendos a serem pagos pela Companhia à sua controladora, ENGIE Participações.

- BNDES – Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Biomassa e Eólicos

As garantias dos projetos de PCH, biomassa e eólicos são estas: (a) alienação fiduciária de bens e equipamentos; (b) totalidade das ações representativas do capital social das controladas; (c) recebíveis e conta reserva; e (d) fiança corporativa da Companhia.

- Notas promissórias - Jaguara e Miranda

As notas promissórias são garantidas por aval prestado pela controladora ENGIE Brasil Energia, compreendendo todas as obrigações principais e acessórias assumidas.

(ii) outras relações de longo prazo com instituições financeiras

São representadas pelas debêntures emitidas pela Companhia. Em 31.12.2017, 31.12.2016 e 31.12.2015, a Companhia possuía vigentes estas emissões:

			Condições de Pagamento				
	Quantidade	Remuneração	Juros/variação monetária	Principal	Dez/17	Dez/16	Dez/15
5ª Emissão - série única	165.000	IPCA + 6,3% a.a.	Anualmente em dezembro	3 parcelas em 12.2022/23/24	199	194	181
6ª Emissão - Série 1	246.600	IPCA + 6,2621% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2021	260	251	-
6ª Emissão - Série 2	353.400	IPCA + 6,2515% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2024	371	359	-

Informações adicionais sobre as debêntures

- Quinta emissão de debêntures - Série única

Em dezembro de 2014, a Companhia emitiu 165.000 debêntures simples, não conversíveis em ações da emissora, de série única, da espécie quirografária, com valor nominal de R$ 1, perfazendo na data de emissão, o montante total de R$ 165 milhões. Estas debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 6,3% a.a., incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado. O pagamento dessa remuneração é anual, tendo ocorrido o primeiro em 15.12.2015. O principal será amortizado em 3 parcelas anuais, nas datas de 15.12.2022, 15.12.2023 e 15.12.2024. A liquidação da oferta pública das debêntures ocorreu no dia 23.12.2014 e os recursos obtidos destinaram-se à modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo.

- Sexta emissão de debêntures – Séries 1 e 2

Em julho de 2016, a Companhia emitiu 600.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, de espécie quirografária, com valor nominal de R$ 1, perfazendo o montante total de R$ 600 milhões, totalizando R$ 586 milhões, líquido dos custos de captação. Estas debêntures são atualizadas pelo IPCA e rendem juros remuneratórios correspondentes a 6,2621% a.a. e 6,2515% a.a. para as Séries 1 e 2, respectivamente, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado. Os pagamentos ocorrerão em 3 parcelas anuais, sendo que o primeiro será a partir de julho de 2021 e julho de 2024 para as Séries 1 e 2, respectivamente. Os recursos obtidos destinaram-se à implantação da Usina Termelétrica Pampa Sul.

(iii) grau de subordinação entre as dívidas

A companhia não adota nenhuma política de subordinação entre as obrigações registradas no passivo exigível dos balanços patrimoniais que integram as demonstrações contábeis e, dessa forma, em caso de uma eventual situação de recuperação judicial, a Companhia adotará os preceitos da Lei nº 11.101/05, e suas alterações posteriores, para compor a ordem de preferência em concurso universal de credores.

(iv) eventuais restrições impostas à Companhia, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se a Companhia vem cumprindo essas restrições

a) Empréstimos, financiamentos e notas promissórias

A Companhia está sujeita aos seguintes compromissos contratuais (*covenants*) – índices e limites financeiros – estabelecidos em seus contratos de empréstimos e financiamentos:

Dívida	*Covenants*
Controladora:	
Nordic Investment Bank	Controladora: Dívida total/Ebitda ≤ 3,5 Consolidado: Dívida total/Ebitda ≤ 4,5 Controladora e Consolidado: Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0
BNDES – Modernização BNDES – Usina Hidrelétrica São Salvador HSBC USA, Scotiabank e Bank of Tokyo	Controladora: Dívida líquida/Ebitda ≤ 3,5 Consolidado: Dívida bruta/Ebitda ≤ 4,5 Consolidado: Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0 Consolidado: Dívida bruta /Ebitda ≤ 4,5
Controladas:	
BNDES e Bancos (Repasse BNDES)	Índice de cobertura do serviço da dívida[3] ≥ 1,2 ou ≥1,3, dependendo da controlada
BNDES Ampliação	Dívida líquida/Ebitda ≤ 3,5
BNDES – Ibitiúva	Índice de endividamento geral ≤ 0,80 Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,3

A Companhia, na condição de controladora e garantidora do financiamento da CEE com o BNDES, precisa cumprir este índice financeiro: Dívida consolidada/EBITDA ≤ 3,5.

Os financiamentos contratados junto ao BNDES são formalizados mediante a celebração de contratos de financiamento por meio da abertura de linha de crédito e estão sujeitos às disposições aplicáveis aos contratos do BNDES.

Nos termos dessas disposições, adicionalmente aos *covenants* financeiros descritos na tabela anteriormente apresentada, os tomadores de empréstimo não podem, sem a prévia autorização do BNDES: (i) conceder preferência a outros créditos; (ii) realizar amortização de ações; (iii) emitir debêntures; (iv) emitir partes beneficiárias; (v) assumir novas dívidas, observadas as ressalvas expressamente previstas nas disposições aplicáveis aos contratos do BNDES; (vi) alienar ou onerar bens de seu ativo permanente; e (vii) distribuir dividendos superiores ao mínimo obrigatório, em algumas controladas.

Os compromissos financeiros estabelecidos nos contratos de empréstimos e financiamentos estão sendo cumpridos pela Companhia.

Os empréstimos em dólar norte-americano coberto por operação de *hedge* de proteção contra a variação cambial e as notas promissárias anteriormente mencionadas não estão sujeitos ao cumprimento de *covenants*.

As notas promissórias não contêm cláusulas de compromissos financeiros contratuais.

[3] Índice de cobertura do serviço da dívida: Geração de caixa da atividade / Serviço da dívida.

b) Debêntures

Dívida	*Covenants*
5ª e 6ª Emissões	EBITDA/despesas financeiras consolidadas ≥ 2,0 Dívida bruta consolidada/EBITDA ≤ 4,5

Adicionalmente aos compromissos financeiros descritos na tabela, nos termos das escrituras de emissão das debêntures, a Companhia não pode incorrer nas condicionantes descritas a seguir, sob pena de vencimento antecipado, estando elencados os itens de maior restrição nas emissões de debêntures ativas na Companhia: (i) inadimplemento por prazo superior a 2 dias úteis de pagamentos definidos na escritura de emissão das debêntures; (ii) descumprimento por prazo superior a 5 dias úteis após o recebimento de comunicação remetida pelo Agente Fiduciário de qualquer obrigação não pecuniária definida na escritura de emissão das debêntures; (iii) não pagamento de quaisquer obrigações que, individual ou em conjunto, sejam iguais ou superiores a R$ 100 milhões; (iv) vencimento antecipado de qualquer dívida cujo valor, individual ou em conjunto, seja superior a R$ 100 milhões; (v) protesto de títulos de responsabilidade da Companhia ou qualquer de suas controladas; (vi) liquidação, dissolução, extinção ou qualquer forma de reorganização societária das controladas da Companhia e da própria Companhia, exceto se a(s) sociedade(s) sucessória(s) forem, também, controladas, direta ou indiretamente, por empresa do grupo econômico no qual a Companhia está inserida; (vii) pedido de recuperação judicial, extrajudicial, autofalência ou qualquer procedimento análogo que caracterize estado de insolvência da Companhia ou de suas controladas; (viii) requerimento ou decretação de falência da Companhia ou de suas controladas, exceto se tal requerimento for contestado e houver comprovação de depósito elisivo no prazo legal, se aplicável; (ix) cisão, fusão, incorporação ou qualquer tipo de reorganização societária da Companhia, exceto se: (ix.i) a alteração for aprovada em Assembleia Geral de Debenturistas; (ix.ii) for garantido o direito de resgate aos debenturistas que não concordarem com a reorganização; ou (ix.iii) a sociedade sucessora for controlada, direta ou indiretamente, por empresa do mesmo grupo econômico da Companhia; (x) alteração no controle acionário direto ou indireto da Companhia; (xi) alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Companhia, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% da capacidade de geração de energia elétrica da Companhia, e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Companhia; (xii) intervenção ou perda da concessão/autorização que represente mais de 25% de sua capacidade instalada, e que comprovadamente afete a capacidade econômico financeira da Companhia; (xiii) transformação do tipo societário da Companhia; (xiv) redução do capital social da Companhia, exceto se aprovado em Assembleia Geral de Debenturistas; (xv) pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto na Lei das Sociedades por Ações, caso a Companhia esteja em mora com relação ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária relativa às debêntures; (xvi) cessão, promessa de cessão ou qualquer forma de transferência ou promessa de transferência a terceiros dos direitos e das obrigações assumidas com a emissão das debêntures, sem que haja a prévia autorização dos debenturistas; (xvii) não renovação, cancelamento, revogação ou suspensão das autorização, concessões, subvenções, alvarás ou licenças necessárias para o exercício das atividades da Companhia que implique na interrupção ou suspensão de 25% da capacidade de geração da Companhia e cause um efeito significativo na capacidade da Companhia cumprir com as obrigações advindas da Escritura de emissão das debêntures; (xviii) não cumprimento de qualquer decisão judicial, administrativa ou sentença judicial, transitada em julgado e que não caiba recurso ou sentença arbitral não sujeita a recurso, em valor individual ou agregado igual ou superior a R$ 100 milhões; (xix) não manutenção de classificação de risco corporativo igual

ou superior a AA, em escala local, pela Standard & Poor's, Fitch ou nota equivalente pela Moody's; e (xx) não utilização dos recursos provenientes da emissão das debêntures conforme descrito na Escritura de emissão da mesma.

Os *covenants* financeiros e restrições estão sendo integralmente cumpridos pela Companhia.

g. Limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

A Companhia mantém junto ao BNDES financiamento para a modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago (UHSS) e Passo Fundo (UHPF), no valor de R$ 275 milhões. O projeto de modernização já foi concluído em ambas as Usinas. Até o momento foram sacados R$ 250 milhões (91%). O saldo a sacar é de R$ 25 milhões e a previsão da Companhia é que tais recursos sejam liberados até abril de 2018.

Em dezembro de 2015, a controlada indireta Ferrari Termoelétrica S.A. contratou financiamento com o BNDES, no valor de R$ 81 milhões, para a ampliação de sua usina, dos quais R$ 44 milhões (54,3%) foram liberados, restando R$ 37 milhões. A expectativa de realização é até junho de 2018.

h. Alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

h.1) Análise comparativa entre os resultados relativos aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e de 2016 preparadas de acordo com o IFRS e os CPC:

	31 de dezembro de				
Valores em R$ milhões	**2017**	**% da receita**	**2016**	**% da receita**	**2017 *versus* 2016 (%)**
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**7.010**	**100**	**6.442**	**100**	**8,8**
Custos da energia vendida e dos serviços prestados					
Energia elétrica comprada para revenda	(1.746)	24,9	(1.643)	25,5	6,3
Transações no mercado de energia de curto prazo	(360)	5,1	(182)	2,8	97,8
Encargos de uso da rede elétrica e de conexão	(423)	6,0	(397)	6,2	6,5
Custo de produção de energia elétrica	(1.444)	20,6	(1.449)	22,5	(0,3)
Custo dos serviços prestados	(31)	0,4	(30)	0,5	3,3
	(4.004)	**57,1**	**(3.701)**	**57,5**	**8,2**
LUCRO BRUTO	**3.006**	**42,9**	**2.741**	**42,5**	**9,7**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(17)	0,2	(17)	0,3	-
Despesas gerais e administrativas	(179)	2,6	(185)	2,8	(3,2)
Provisão para redução ao valor recuperável	(18)	0,3	(121)	1,9	(85,1)
Resultado na alienação de investimentos	57	(0,8)	-	-	-
Outras receitas operacionais, líquidas	4	(0,1)	7	(0,1)	(57,1)
	(153)	**2,2**	**(316)**	**4,9**	**(51,3)**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO, DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E DOS TRIBUTOS	**2.853**	**40,7**	**2.425**	**37,6**	**17,6**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	223	(3,2)	398	(6,2)	(44,0)
Despesas financeiras	(450)	6,4	(753)	11,6	(40,2)
	(227)	**3,2**	**(355)**	**5,4**	**(36,1)**
Resultado de Participações Societárias					
Equivalência patrimonial	(2)	-	(3)	-	(33,3)
	(2)	**-**	**(3)**	**-**	**(33,3)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**2.624**	**37,5**	**2.067**	**32,2**	**26,9**
Imposto de renda e contribuição social	(619)	8,8	(519)	8,1	19,3
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**2.005**	**28,7**	**1.548**	**24,1**	**29,5**
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**3,07**		**2,37**		
EBITDA	**3.520**	**50,2**	**3.176**	**49,3**	**10,8**

Receita operacional líquida
A receita operacional líquida passou de R$ 6.442 milhões em 2016 para R$ 7.010 milhões em 2017, ou seja, elevação de R$ 568 milhões ou 8,8%. Esse aumento decorreu essencialmente destas combinações: (i) R$ 350 milhões – aumento da receita nas operações realizadas no mercado de curto prazo, em especial as na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); (ii) R$ 165 milhões – maior volume de venda de energia; e (iii) R$ 48 milhões – receita resultante da operação das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda.

- Preço médio líquido de vendas
O preço médio de venda de energia, líquido dos encargos sobre a receita, atingiu R$ 180,39/MWh, 0,2% inferior ao praticado em 2016, que foi de R$ 180,68/MWh. A redução do preço ocorreu, essencialmente, da venda a consumidores livres da energia descontratada com distribuidoras, em função do término do contrato de Leilão de Energia Existente, no fim de 2016, com preços inferiores aos anteriormente praticados.

- Volume de vendas
Em 2017, o volume de venda de energia foi de 35.761 GWh (4.082 MW médios), contra 34.789 GWh (3.961 MW médios) registrados em 2016, acréscimo de 972 GWh (121 MW médios) ou 2,8%. Tal variação decorreu, substancialmente, da combinação do acréscimo de venda de energia convencional para comercializadoras e de energia incentivada para consumidores livres, e também, pela entrada em operação comercial do Complexo Eólico Santa Mônica, que possui garantia física de 47,4 MW médios e cuja maioria dos parques eólicos entraram em operação comercial no início de 2017.

Custos da venda de energia e dos serviços prestados
Os custos da venda de energia e serviços foram elevados em R$ 303 milhões, (8,2%), entre os anos comparados, passando de R$ 3.701 milhões em 2016 para R$ R$ 4.004 milhões no ano em análise. Tal variação decorre, majoritariamente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

- Energia elétrica comprada para revenda: acréscimo de R$ 103 milhões em relação a 2016, decorrente dos seguintes itens: (i) R$ 393 milhões – elevação de 2.346 GWh (672 MW médios) nas compras de médio e longo prazos; e (ii) R$ 290 milhões – redução do preço médio destas aquisições, motivada principalmente pelo encerramento de contratos de aquisição de energia com preços superiores à média de preços praticados nos contratos vigentes e em novas contratações.

- Transações no mercado de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE: Entre os exercícios de 2016 e 2017, ocorreu aumento de R$ 178 milhões desses custos. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

- Encargos de uso de rede elétrica e conexão: elevação de R$ 26 milhões entre os exercícios de 2016 e 2017, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão.

- Combustíveis para produção de energia elétrica: acréscimo de R$ 314 milhões entre os anos comparados, devido, basicamente, ao reconhecimento de acordo judicial com o fornecedor de gás natural em ação na qual se discutia a diferença do preço do combustível fornecido no período entre setembro de 2014 e junho de 2017, no valor total de R$ 355 milhões.

- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*): queda de R$ 74 milhões entre os anos de 2016 e 2017, refletindo, principalmente, a menor geração das usinas hidrelétricas no período analisado, bem como a redução da Tarifa Atualizada de Referência (TAR) em 22,7% no ano de 2017.

- Pessoal: redução de R$ 25 milhões entre os anos analisados, resultante, substancialmente, da readequação do quadro de empregados e da redução de custos decorrentes do Plano de Demissão Voluntária (PDV), encerrado em novembro de 2016.

- Materiais e serviços de terceiros: em base anual, ocorreu aumento de R$ 23 milhões, reflexo, essencialmente, dos seguintes itens: (i) reconhecimento de ganhos extraordinários no 1T16, no valor de R$ 15 milhões, decorrentes da recuperação de crédito de PIS e Cofins incidentes sobre materiais e serviços de terceiros; e (ii) pagamento em 2017 de honorário de êxito decorrente de acordo judicial com o fornecedor de gás natural em ação na qual se discutia a diferença do preço do combustível fornecido no período entre setembro de 2014 e junho de 2017.

- Depreciação e amortização: ampliação de R$ 18 milhões nos anos comparados, em decorrência, sobretudo, dos seguintes aspectos: (i) entrada em operação comercial do Complexo Eólico Santa Mônica; e (ii) amortização de ativo intangível referente à aquisição das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda no Leilão 001/2017 promovido pela Aneel em 29.09.2017. Tal variação foi parcialmente atenuada pela diminuição da depreciação sobre os ativos de geração termelétrica reduzidos por "*impairment*".

- Reversão de provisões operacionais, líquidas: efeito positivo de R$ 264 milhões entre os anos analisados. A variação apresentada resultou, sobretudo, da assinatura e homologação judicial de acordo de preço do gás natural para geração de energia elétrica entre a Companhia e o fornecedor do combustível, ocasionando, assim, a reversão no 2T17 do valor contabilizado como provisão, no valor de R$ 219 milhões. Adicionam-se a reversão de provisão para perda na venda de óleo combustível da Usina Termelétrica Alegrete, que está em processo de devolução à União, e a provisão para custos a incorrer no processo de descomissionamento da Usina Termelétrica Charqueadas. As reversões se devem ao fato de a Companhia estar incorrendo em perdas e custos inferiores aos inicialmente estimados.

Detalhamento das operações de curto prazo – em especial as transações na CCEE

Operações de curto prazo são definidas como compra e venda de energia cujo objetivo principal é a gestão da exposição da Companhia na CCEE. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O presente item engloba também as transações na CCEE, dado o caráter volátil e sazonal — e, portanto, de curto prazo — dos resultados advindos da contabilização na CCEE. Adicionalmente, as exposições positivas ou negativas são liquidadas à PLD, à semelhança das operações de curto prazo descritas acima.

Sobre as transações na CCEE, os diversos lançamentos credores ou devedores realizados mensalmente na conta de um agente da CCEE são sintetizados numa fatura única (a receber ou a pagar), exigindo, portanto, seu registro na rubrica de receita ou de despesa. Cumpre ressaltar que, em razão de ajustes na estratégia de gerenciamento de portfólio da Companhia, vem se verificando mudança no perfil das faturas mencionadas. Tal alternância dificulta a comparação direta dos elementos que compõem cada fatura dos períodos em análise, sendo esse o motivo para a criação deste tópico. Assim, permite analisar oscilações dos principais elementos, apesar de terem sido alocados ora na receita, ora na despesa, conforme a natureza credora ou devedora da fatura à qual estão vinculados.

Genericamente, esses elementos são receitas ou despesas provenientes, por exemplo, (i) da aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (ii) do fator de ajuste da garantia física (*GSF – Generation Scaling Factor*), que ocorre quando a geração das usinas que integram o MRE, em relação à energia alocada, é menor ou maior (Energia Secundária); (iii) do chamado "risco de submercado"; (iv) do despacho motivado pela Curva de Aversão ao Risco (CAR); (v) da aplicação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), que resultam do despacho fora da ordem de mérito de usinas termelétricas; e (vi) naturalmente, da exposição (posição vendida ou comprada de energia na contabilização mensal), que será liquidada ao valor do PLD.

No acumulado de 2017, o resultado líquido fruto de transações de curto prazo – em especial as realizadas na CCEE, foi positivo em R$ 107 milhões. Já em 2016 tivemos um resultado negativo de R$ 65 milhões, ou seja, entre os anos comparados uma variação favorável de R$ 172 milhões.

Essa variação é consequência, fundamentalmente, da combinação destes fatores: (i) maior receita auferida com a posição credora na CCEE (posição *long*), fruto da estratégia de alocação dos recursos hídricos, aliada à ativa gestão do portfólio; (ii) reconhecimento dos efeitos decorrentes da recontabilização resultante da elevação do Custo Variável Unitário (CVU) da Usina Termelétrica Willian Arjona, após o acordo judicial com o fornecedor de gás natural; (iii) resultado positivo da geração termelétrica. Apesar da menor geração em 2017, houve redução da garantia física relacionada à essa fonte em razão do encerramento da operação da Usina Termelétrica Charqueadas, no fim de 2016; (iv) reconhecimento de recomposição de receita na CCEE em razão da indenização de sinistro ocorrido em unidade geradora da Companhia; (v) incremento dos efeitos negativos do GSF, já deduzido dos efeitos positivos da repactuação do risco hidrológico, em razão do elevado fator de deficit de geração hidrelétrica; e (vi) redução de receita no MRE em razão da menor geração hidrelétrica no período.

No comparativo anual, o PLD médio teve um aumento de 244,1%, saindo do patamar de R$ 93,16 para R$ 320,59 ao fim de 2017. Importante considerar que o aumento do PLD médio em 2017, conforme anteriormente informado, contribuiu consideravelmente para a elevação dos efeitos positivos do excedente de energia liquidado na CCEE e do maior despacho termelétrico, bem como para o aumento dos efeitos negativos decorrentes da aplicação do GSF.

Lucro bruto

No ano de 2017, o lucro bruto da Companhia foi de R$ 3.006 milhões, R$ 265 milhões ou 9,7% superior ao apresentado em 2016, que foi de R$ 2.741 milhões, reflexo das variações explicadas nos subitens "Receita operacional líquida" e "Custos da energia vendida e dos serviços prestados".

Receitas (despesas) operacionais

Entre os anos em análise, as despesas com vendas, gerais e administrativas reduziram em R$ 6 milhões, em função, principalmente, da reversão de provisão relacionada à discussão judicial sobre benefícios de aposentadoria, em virtude de acordo firmado com participantes de um dos fundos de pensão patrocinados pela Companhia, parcialmente atenuada pelo reconhecimento de provisão com desligamento voluntário e remuneração variável, bem como pelo acréscimo de gastos com serviços de terceiros.

Adicionalmente, em 2017, a Companhia reconheceu complemento de provisão para redução ao valor recuperável (*impairment*) de ativos no montante de R$ 18 milhões, inicialmente reconhecida em 2016 no valor de R$ 121 milhões. Do total provisionado em 2017, R$ 16 milhões (R$ 45 milhões em 2016) correspondem aos ativos de geração termelétrica e R$ 2 milhões (R$ 76 milhões em 2016) aos ativos não operacionais do Projeto Termelétrico Jacuí, gerando um efeito positivo de R$ 103 milhões na comparação entre os anos.

Em 31 de outubro de 2017, após o cumprimento das condições precedentes contratadas, a Companhia efetivou a venda das controladas Eólica Beberibe, Eólica Pedra do Sal e Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca, reconhecendo, no 4T17, o resultado na alienação de investimentos no montante de R$ 57 milhões.

Lucro antes do resultado financeiro, de participações societárias e dos tributos (Resultado do serviço)

No acumulado de 2017, esse resultado foi de R$ 2.853 milhões, R$ 428 milhões ou 17,6% maior em relação ao apresentado no mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 2.425 milhões, resultado das variações acima descritas nos subitens "Lucro bruto" e "Receitas (despesas) operacionais".

Resultado financeiro

- Receitas financeiras: No comparativo entre os anos, as receitas financeiras reduziram R$ 175 milhões (44,0%), passando de R$ 398 milhões em 2016 para R$ 223 milhões em 2017. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 128 milhões na receita com aplicações financeiras, em razão do menor volume de recursos investidos e da queda na taxa de juros; (ii) redução de R$ 39 milhões na variação monetária, oriundos de decisão favorável à Companhia em disputa judicial em 2016 de cobrança de atualização de valores a receber de um agente do setor; (iii) diminuição de R$ 14 milhões na variação monetária sobre contas a receber devido à inadimplência na liquidação financeira da CCEE em 2016; (iv) elevação de juros sobre valores de imposto de renda e contribuição social a compensar relativos aos anos anteriores de R$ 9 milhões; e (v) decréscimo de R$ 4 milhões na variação monetária de depósitos judiciais.

- Despesas financeiras: Em base anual, as despesas reduziram de R$ 753 milhões para R$ 450 milhões, ou seja, R$ 303 milhões (ou 40,2%), resultado da combinação, fundamentalmente, destas variações: (i) diminuição de R$ 136 milhões na variação monetária sobre as concessões a pagar, visto a queda dos índices inflacionários; (ii) reconhecimento em 2016 de R$ 58 milhões de variação monetária sobre os valores a pagar na CCEE que estavam pendentes de pagamento em razão das liminares que impediam a CCEE de aplicar o GSF; e (iii) decréscimo de R$ 103 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas, em virtude de decréscimo de endividamento no decorrer do ano de 2017 e queda da inflação.

Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)

As despesas com IR e CSLL no ano aumentaram em R$ 100 milhões, passando de R$ 519 milhões em 2016 para R$ 619 milhões em 2017. O acréscimo decorreu, substancialmente, da elevação do lucro antes dos tributos, parcialmente atenuada pelo início dos incentivos fiscais da Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) – Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra e da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (Sudene) – Usina Hidrelétrica de Estreito, concedidos em 2017. A taxa efetiva de IR e CSLL em 2017 foi de 23,6% ante 25,1% em 2016.

Equivalência Patrimonial

Em 2017 foi reconhecido R$ 2 milhões como resultado negativo de equivalência patrimonial da ENGIE Solar.

Lucro líquido do exercício

O lucro líquido passou de R$ 1.548 milhões em 2016 para R$ 2.005 milhões em 2017, ou seja, elevação de R$ 457 milhões ou 29,5%. Tal variação decorreu, principalmente, destes fatores: (i) aumento de R$ 344 milhões no EBITDA; (ii) elevação de R$ 128 milhões das receitas financeiras líquidas; (iii) redução do *impairment* de ativos de R$ 103 milhões; (iv) crescimento de R$ 19 milhões da depreciação e amortização; (v) aumento de R$ 100 milhões do imposto de renda e da contribuição social; e (vi) diminuição do resultado negativo de equivalência patrimonial de R$ 1 milhão.

EBITDA e margem EBITDA

No ano de 2017, o EBITDA aumentou R$ 344 milhões (10,8%), passando de R$ 3.176 milhões em 2016 para R$ 3.520 milhões em 2017. A margem EBITDA em 2017 atingiu 50,2%, representando aumento de 0,9 p.p. em comparação com 2016. As elevações dos indicadores decorreram, principalmente, da combinação destes fatores: (i) aumento de R$ 165 milhões na combinação de preço e volume de energia contratada; (ii) variação positiva de R$ 173 milhões nas operações realizadas no mercado de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE; (iii) registro de R$ 48 milhões na receita operacional das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda em 2017; (iv) acréscimo de R$ 103 milhões nas compras de energia para revenda; (v) queda de R$ 74 milhões nos custos com *royalties*; (vi) elevação de R$ 30 milhões no custo de combustível; (vii) acréscimo de R$ 26 milhões nos encargos de uso de rede; (viii) resultado positivo na alienação de investimentos de R$ 57 milhões; e (ix) aumento de R$ 14 milhões dos demais custos e das despesas operacionais.

A tabela a seguir apresenta a reconciliação do lucro líquido com o EBITDA.

Reconciliação entre o lucro líquido e o EBITDA

Valores em R$ milhões	31.12.2017	31.12.2016
Lucro líquido do exercício	2.005	1.548
(+) Imposto de renda e contribuição social	619	519
(+) Despesas financeiras, líquidas	227	355
(+) Depreciação e amortização	649	630
EBITDA	**3.500**	**3.052**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável *(impairment)*	18	121
(+) Resultado de Participações Societárias	2	3
EBITDA Ajustado	**3.520**	**3.176**
Margem EBITDA (%)	**50,2%**	**49,3%**

O EBITDA apresentado pela Companhia segue a orientação estabelecida na Instrução CVM nº 527/2012, que passou a reger a divulgação desse indicador não contábil. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as "Práticas Contábeis Internacionais e as Adotadas no Brasil", tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez.

Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas financeiras, o imposto sobre a renda e a contribuição social, depreciação, amortização, *impairment*, e resultado de participações societárias, o EBITDA funciona como um indicador de desempenho econômico geral. Consequentemente, o EBITDA funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

Análise comparativa entre os resultados relativos aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e de 2015, preparadas de acordo com o IFRS e os CPC:

	31 de dezembro de				
Valores em R$ milhões	**2016**	**% da receita**	**2015**	**% da receita**	**2016 *versus* 2015 (%)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS	**6.442**	**100**	**6.512**	**100,0**	**(1,1)**
Custos da energia vendida e dos serviços prestados					
Energia elétrica comprada para revenda	(1.643)	25,5	(1.783)	27,4	(7,9)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(182)	2,8	(67)	1,0	171,6
Encargos de uso da rede elétrica e de conexão	(397)	6,2	(363)	5,6	9,4
Custo de produção de energia elétrica	(1.449)	22,5	(1.562)	24,0	(7,2)
Custo dos serviços prestados	(30)	0,5	(28)	0,4	7,1
	(3.701)	**57,5**	**(3.803)**	**58,4**	**(2,7)**
LUCRO BRUTO	**2.741**	**42,5**	**2.709**	**41,6**	**1,2**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	(17)	0,3	(17)	0,3	-
Despesas gerais e administrativas	(185)	2,8	(183)	2,7	1,1
Provisão para redução ao valor recuperável	(121)	1,9	(10)	0,2	1.110,0
Outras receitas operacionais, líquidas	7	(0,1)	5	(0,1)	40,0
	(316)	**4,9**	**(205)**	**3,1**	**54,1**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO, DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS E DOS TRIBUTOS	**2.425**	**37,6**	**2.504**	**38,5**	**(3,2)**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	398	(6,2)	281	(4,3)	41,6
Despesas financeiras	(753)	11,6	(752)	11,5	0,1
	(355)	**5,4**	**(471)**	**7,2**	**(24,6)**
Resultado de Participações Societárias					
Equivalência patrimonial	(3)	**-**	-	-	-
	(3)	**-**	**-**	**-**	**-**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**2.067**	**32,2**	**2.033**	**31,3**	**1,7**
Imposto de renda e contribuição social	(519)	8,1	(532)	8,2	(2,4)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**1.548**	**24,1**	**1.501**	**23,1**	**3,1**
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	**2,37**		**2,30**		
EBITDA	**3.176**	**49,3**	**3.115**	**47,8**	**2,0**

Receita líquida de vendas

A receita líquida de vendas passou de R$ 6.512 milhões em 2015 para R$ 6.442 milhões em 2016, ou seja, redução de R$ 70 milhões ou 1,1%. Essa diminuição decorreu essencialmente destas combinações: (i) R$ 347 milhões – aumento do preço médio líquido de venda; (ii) R$ 232 milhões – menor quantidade de energia vendida; e (iii) R$ 185 milhões – redução da receita nas transações realizadas no mercado de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE.

- Preço médio líquido de vendas

O preço médio líquido de vendas foi de R$ 180,68/MWh, 5,4% superior ao praticado em 2015, que foi de R$ 171,37/MWh. As elevações de preço ocorreram, substancialmente, em razão da atualização monetária dos contratos existentes, parcialmente atenuadas por preços praticados em novas vendas com valores inferiores aos preços médios do portfólio.

- Volume de vendas

Em 2016, o volume de venda de energia foi de 34.789 GWh (3.971 MW médios), contra 36.012 GWh (4.111 MW médios) registrados em 2015, queda de 1.223 GWh (140 MW médios) ou 3,5%. Tais variações decorreram, substancialmente, do término e da renegociação de contratos existentes e da redução de consumo em contratos com flexibilidade, suavizada pelo acréscimo de vendas de energia convencional para comercializadoras.

Custos da venda de energia e dos serviços prestados

Os custos da venda de energia e serviços atingiram R$ 3.701 milhões, 2,7%, ou R$ 102 milhões, a menos que em 2015, que foi de R$ 3.803 milhões. Tais variações decorreram essencialmente do comportamento dos principais componentes a seguir:

- Energia elétrica comprada para revenda: redução de R$ 140 milhões em 2016, em relação a 2015, reflexo, sobretudo, da redução de 886 GWh (104 MW médios) em 2016 nas compras de médio e de longo prazo, redução compensada parcialmente por maiores preços praticados em novas contratações, se comparados com o período anterior. A redução observada no volume de compras é efeito, principalmente, da aquisição em 2015 do excedente de energia da Usina Hidrelétrica Jirau, suavizada pelo maior volume de compras de energia incentivada para revenda a consumidores livres no período em análise. Em 2016, a Companhia não comprou energia da UHE Jirau.

- Transações no mercado de curto prazo - em especial as realizadas no âmbito da CCEE: Entre os exercícios de 2015 e 2016, ocorreu aumento de R$ 115 milhões desses custos. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

- Encargos de uso de rede elétrica e conexão: elevação de R$ 34 milhões entre os exercícios de 2015 e de 2016, decorrente, principalmente, do reajuste anual das tarifas de transmissão.

Custo de Produção de energia elétrica

- Combustíveis para produção de energia elétrica: decréscimo de R$ 109 milhões entre os anos comparados, devido à redução de consumo de gás natural pela Usina Termelétrica William Arjona (UTWA), em virtude de esta ter deixado de ser despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no fim de fevereiro de 2016. Essa queda foi parcialmente atenuada pelos seguintes fatores: (i) custo com carvão mineral, a partir de 2016, em razão de a Companhia ter deixado de obter o reembolso integral, pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), do carvão consumido no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e na Usina Termelétrica Charqueadas, conforme previsto em nova legislação que estabeleceu parâmetros de maior eficiência energética das usinas; e (ii) consumo de carvão mineral próprio em 2016, em virtude da exportação de energia elétrica para a Argentina.

- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (royalties): aumento de R$ 13 milhões devido, principalmente, ao reajuste anual de preços, atenuado por pequena redução de geração hidrelétrica.

- Pessoal: aumento de R$ 18 milhões entre os anos analisados, resultante, substancialmente, do reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados e de novas adesões ao Plano de Demissão Voluntária (PDV), reaberto em 2016, suavizado pela readequação do quadro funcional em razão do desligamento dos colaboradores por meio do PDV.

- Materiais e serviços de terceiros: redução de R$ 29 milhões no confronto entre os anos comparados, reflexo, principalmente, da menor demanda de serviços relacionados à manutenção e conservação das unidades geradoras termelétricas, além dos esforços de racionalização de custos da Companhia.

- Depreciação e amortização: ampliação de R$ 30 milhões nos anos comparados, em decorrência, sobretudo, de grandes revisões realizadas no parque termelétrico da Companhia no fim de 2015, de sua modernização e de novos ativos adicionados a seu parque gerador.

- Provisões operacionais, líquidas: efeito positivo de R$ 39 milhões entre os anos analisados. O principal fator contributivo para o decréscimo no comparativo anual desses custos foi a constituição de provisão cível, em 2015, decorrente de disputa judicial com fornecedor, em consequência de divergência quanto à aplicação dos termos da legislação vigente, no que se refere à definição do preço do insumo consumido. Esse efeito positivo foi parcialmente atenuado pelos seguintes itens: (i) provisão para a desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas; e (ii) provisão para redução de estoques ao valor realizável líquido das Usinas Termelétricas Charqueadas e Alegrete.

Detalhamento das operações de curto prazo – em especial as transações na CCEE

No acumulado de 2016, o resultado líquido fruto de transações de curto prazo – em especial as realizadas na CCEE, foi negativo em R$ 65 milhões, ante o resultado positivo de R$ 236 milhões, obtido em 2015, ou seja, redução de R$ 301 milhões entre os anos comparados.

Essa variação resultou da conjunção dos efeitos a seguir: (i) maior exposição termelétrica em virtude do menor despacho dessa fonte de geração; (ii) redução de receita no MRE em razão de menor geração hidrelétrica no período; e (iii) maior exposição à diferença de preços entre submercados.

Cabe considerar que a expressiva redução do PLD médio em 2016, conforme a seguir informado, contribuiu para o decréscimo dos efeitos negativos decorrentes da aplicação do GSF e da exposição termelétrica e, em contrapartida, para a redução dos efeitos positivos do excedente de energia liquidado na CCEE.

No comparativo entre os anos, o PLD dos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste reduziu 67,4%, passando de R$ 285,41/MWh em 2015 para R$ 93,18/MWh em 2016.

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015, e com o propósito de mitigar os efeitos negativos do GSF aplicado às usinas integrantes do MRE, a Companhia, em dezembro de 2015, aderiu, mediante manifestação formal e despachos emitidos pela Aneel, à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada. Como condicionante para a adesão, a Companhia teve que desistir de qualquer disputa judicial que impedisse a aplicação do GSF às suas usinas.

Em decorrência desse acordo, a Companhia reconheceu no seu custo um prêmio de risco de R$ 24 milhões no ano de 2016, tendo evitado, no mesmo período, um custo de deficit de geração de R$ 93 milhões, ambos efeitos líquidos de tributos incidentes diretamente sobre os mesmos.

Lucro bruto

No ano de 2016 o lucro bruto da Companhia foi de R$ 2.741 milhões, R$ 32 milhões ou 1,2% superior ao apresentado em 2015, que foi de R$ 2.709 milhões, reflexo das variações explicadas nos subitens "Receita líquida de vendas" e "Custos da energia vendida e dos serviços prestados".

Receitas (despesas) operacionais

As despesas com vendas, gerais e administrativas passaram de R$ 200 milhões para R$ 202 milhões, aumento de R$ 2 milhões ou 1,0%. Tal elevação foi consequência, substancialmente, da reversão de provisão cível em 2015 no valor de R$ 6 milhões, do aumento em R$ 2 milhões na contratação de serviços de terceiros, parcialmente, atenuados pela redução das despesas com pessoal e administradores, no montante de R$ 7 milhões, em razão dos efeitos do Plano de Demissão Voluntária (PDV) concluído em 2016.

Adicionalmente, em de 2016, a Companhia reconheceu provisão para redução do valor recuperável (*impairment*) de ativos no montante de R$ 121 milhões, dos quais R$ 76 milhões correspondem aos ativos não operacionais do projeto termelétrico Jacuí e R$ 45 milhões a ativos de geração termelétrica. Já em 2015, o valor provisionado foi de R$ 10 milhões, referente à Usina Termelétrica Charqueadas.

Os ativos de Jacuí correspondem a bens do empreendimento termelétrico Jacuí recebidos em decorrência de sentença favorável à Companhia (em 2014), em ação de execução movida contra a Elétrica Jacuí Ltda. para a cobrança de valores a receber fruto da venda dos ativos do empreendimento, os quais tinham sido concedidos em garantia da venda.

No ano de 2015, a Companhia firmou contrato de exclusividade de venda com um potencial comprador para os ativos. O contrato previa opção para a aquisição do projeto com validade até janeiro de 2016, que não foi exercida pelo comprador. Dessa forma, ao longo do ano de 2016, foi mantida a tentativa de venda dos ativos como ativos operacionais, sem sucesso. Diante desse cenário, a Companhia contratou uma empresa especializada em venda de ativos para a definição de uma estratégia viável de alienação e a avaliação do valor de mercado dos ativos, elaborada com base na alternativa de venda proposta. Baseada nessa avaliação, a Companhia constituiu um *impairment* de R$ 76 milhões, correspondente ao valor contábil excedente à estimativa do valor de venda dos ativos.

Lucro antes do resultado financeiro, de participações societárias e dos tributos (Resultado do serviço)

No acumulado de 2016, esse resultado foi de R$ 2.425 milhões, R$ 79 milhões ou 3,2% menor em relação ao apresentado no mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 2.504 milhões, resultado das variações acima descritas nos subitens "Lucro bruto" e "Receitas (despesas) operacionais".

Resultado financeiro

- Receitas financeiras: No comparativo entre os anos, as receitas financeiras aumentaram R$ 117 milhões, ou 41,6%, passando de R$ 281 milhões em 2015 para R$ 398 milhões em 2016. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 71 milhões na receita com aplicações financeiras; (ii) acréscimo de R$ 39 milhões nos juros e na variação monetária, oriundos de decisão favorável à Companhia em disputa judicial de cobrança de atualização de valores a receber de um agente do setor; (iii) elevação de R$ 18 milhões nos juros e na variação monetária sobre contas a receber, devido à inadimplência na liquidação financeira da CCEE causada por liminares que impediam a aplicação do GSF; e (iv) redução de R$ 6 milhões na variação monetária de depósitos judiciais.

- Despesas financeiras: Em base anual, as despesas aumentaram de R$ 752 milhões para R$ 753 milhões, ou seja, R$ 1 milhão, ou 0,1%, resultado da combinação, principalmente, destas variações: (i) reconhecimento em 2016 de R$ 58 milhões de variação monetária sobre os valores a pagar na CCEE que estavam pendentes de pagamento em razão das liminares que impediam a CCEE de aplicar o GSF; (ii) decréscimo de R$ 56 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas; (iii) aumento de R$ 28 milhões nos juros líquidos sobre provisões e no passivo atuarial; (iv) redução de R$ 23 milhões nos juros e na variação monetária sobre as concessões a pagar, e (v) decréscimo de R$ 1 milhão de impostos sobre operações financeiras.

Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)

No acumulado do ano, as despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social passaram de R$ 532 milhões em 2015 para R$ 519 milhões em 2016, diminuição de R$ 13 milhões. Essa variação é resultado, sobretudo, dos maiores juros sobre o capital próprio creditados aos acionistas no ano de 2016, variação parcialmente atenuada pelos seguintes fatores: (i) aumento do lucro antes dos tributos no período; e (ii) término de benefício fiscal da Usina Ponte de Pedra. As alíquotas efetivas dos tributos sobre o lucro em 2015 e 2016 ficaram em 26,2 % e 25,1%, respectivamente.

Equivalência Patrimonial

Em abril de 2016, a ENGIE Brasil Energia adquiriu 50% do capital social da ENGIE Solar, mediante subscrição do aumento de capital. A ENGIE Solar tem como objeto social o desenvolvimento, venda atacadista e varejista, operação e manutenção de geradores e painéis solares fotovoltaicos, com potência instalada abaixo de 5 MW (cinco megawatts). Desta maneira, em 2016 foi reconhecido R$ 3 milhões como resultado negativo de equivalência patrimonial em decorrência da aquisição da Companhia.

Lucro líquido do exercício

No exercício de 2016, o lucro líquido passou de R$ 1.501 milhões em 2015 para R$ 1.548 milhões, ou seja, elevação de R$ 47 milhões, ou 3,1%. Tal variação decorreu, principalmente, destes fatores: (i) crescimento de R$ 61 milhões no EBITDA; (ii) aumento de R$ 29 milhões da depreciação e amortização; (iii) acréscimo do *impairment* no montante de R$ 111 milhões; (iv) redução de R$ 116 milhões das despesas financeiras líquidas; (v) diminuição de R$ 13 milhões do Imposto de Renda e da Contribuição Social; e (vi) despesa de equivalência patrimonial de R$ 3 milhões.

EBITDA e margem EBITDA

No ano de 2016, o EBITDA aumentou R$ 61 milhões, ou 2,0%, passando de R$ 3.115 milhões em 2015 para R$ 3.176 milhões em 2016. A margem EBITDA em 2016 atingiu 49,3%, representando um aumento de 1,5 p.p. em comparação com 2015. As elevações dos indicadores decorreram, principalmente, da combinação destes fatores: (i) efeito negativo de R$ 301 milhões nas transações realizadas no mercado de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE; (ii) redução de R$ 139 milhões nas compras de energia para revenda; (iii) crescimento de R$ 114 milhões na receita líquida de venda de energia contratada; (iv) decréscimo de R$ 109 milhões no consumo de combustível; (v) elevação de R$ 34 milhões de encargos de uso da rede elétrica e conexão; (vi) efeito positivo de R$ 30 milhões nas provisões operacionais, líquidas; e (vii) diminuição de R$ 4 milhões dos demais custos e das despesas operacionais.

A tabela a seguir apresenta a reconciliação do lucro líquido com o EBITDA.

Reconciliação entre o lucro líquido e o EBITDA

Valores em R$ milhões	31.12.2016	31.12.2015
Lucro líquido do exercício	1.548	1.501
(+) Imposto de renda e contribuição social	519	532
(+) Despesas financeiras, líquidas	355	471
(+) Depreciação e amortização	630	601
EBITDA	**3.052**	**3.105**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável *(impairment)*	121	10
(+) Resultado de Participações Societárias	3	-
EBITDA Ajustado	**3.176**	**3.115**
Margem EBITDA (%)	**49,3%**	**47,8%**

O EBITDA apresentado pela Companhia segue a orientação estabelecida na Instrução CVM nº 527/2012, que passou a reger a divulgação desse indicador não contábil. O EBITDA não é uma medida de desempenho financeiro segundo as "Práticas Contábeis Internacionais e as Adotadas no Brasil", tampouco deve ser considerado isoladamente, ou como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez.

Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas financeiras, o imposto sobre a renda e a contribuição social, depreciação, amortização, *impairment*, e resultado de participações societárias, o EBITDA funciona como um indicador de desempenho econômico geral. Consequentemente, o EBITDA funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

h.2) Comparação entre os balanços patrimoniais de 31 de dezembro de 2017, 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 preparados de acordo com o IFRS e os CPC

	ATIVO							
Valores em R$ milhões	**31.12.2017**	**%**	**31.12.2016**	**%**	**31.12.2015**	**%**	**31.12.2017 *versus* 31.12.2016 (%)**	**31.12.2016 *versus* 31.12.2015 (%)**
ATIVO CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	1.930	9,9	1.815	12,6	2.397	15,7	6,3	(24,3)
Contas a receber de clientes	1.058	5,4	824	5,7	774	5,1	28,4	6,5
Estoques	98	0,5	106	0,7	89	0,6	(7,5)	19,1
Créditos fiscais a recuperar	16	0,1	15	0,1	46	0,3	6,7	(67,4)
Depósitos vinculados	15	0,1	9	0,1	8	0,1	66,7	12,5
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	26	0,1	26	0,2	26	0,2	-	-
Ativo financeiro de concessão	302	1,5	-	-	-	-	100,0	-
Outros ativos circulantes	285	1,5	140	1,0	1.004	6,6	103,6	(86,1)
	3.730	**19,1**	**2.935**	**20,4**	**4.344**	**28,6**	**(6,4)**	**(32,4)**
Ativo não circulante mantido para venda	6	-	420	2,9	87	0,6	(98,6)	382,8
	3.736	**19,1**	**3.355**	**23,3**	**4.431**	**29,2**	**(105,0)**	**350,4**
ATIVO NÃO CIRCULANTE								
Realizável a Longo Prazo								
Créditos fiscais a recuperar	13	0,1	38	0,3	47	0,3	(65,8)	(19,1)
Depósitos vinculados	231	1,2	186	1,3	158	1,0	24,2	17,7
Depósitos judiciais	101	0,5	150	1,0	132	0,9	(32,7)	13,6
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	145	0,7	171	1,2	197	1,3	(15,2)	(13,2)
Ativo financeiro de concessão	2.245	11,5	-	-	-	-	100,0	-
Outros ativos não circulantes	92	0,5	67	0,4	183	1,0	37,3	(63,4)
	2.827	**14,5**	**612**	**4,2**	**717**	**4,5**	**361,9**	**(14,6)**
Investimentos	**19**	**0,1**	**5**	**-**	**-**	**-**	**280**	**100,0**
Imobilizado	**11.678**	**59,6**	**10.195**	**70,7**	**9.898**	**64,7**	**14,5**	**3,0**
Intangível	**1.309**	**6,7**	**253**	**1,8**	**243**	**1,6**	**417,4**	**4,1**
	15.833	**80,9**	**11.065**	**76,7**	**10.858**	**70,8**	**43,1**	**1,9**
TOTAL	**19.569**	**100,0**	**14.420**	**100,0**	**15.289**	**100,0**	**35,7**	**(5,7)**

	PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
Valores em R$ milhões	**31.12.2017**	**%**	**31.12.2016**	**%**	**31.12.2015**	**%**	**31.12.2017 *versus* 31.12.2016 (%)**	**31.12.2016 *versus* 31.12.2015 (%)**
PASSIVO CIRCULANTE								
Fornecedores	617	3,2	371	2,6	574	3,8	66,3	(35,4)
Dividendos e juros sobre o capital próprio	1.301	6,6	372	2,6	271	1,8	249,7	37,3
Empréstimos e financiamentos	948	4,8	283	2,0	1.713	11,2	235,0	(83,5)
Debêntures e notas promissórias	2.128	10,9	17	0,1	-	-	12.417,6	100,0
Concessões a pagar	67	0,3	65	0,5	61	0,4	3,1	6,6
Imposto de renda e contribuição social a pagar	181	0,9	81	0,6	18	0,1	123,5	350,0
Outras obrigações fiscais e regulatórias	94	0,5	89	0,6	97	0,6	5,6	(8,2)
Obrigações trabalhistas	95	0,5	95	0,7	108	0,7	-	(12,0)
Provisões	12	0,1	35	0,2	26	0,2	(65,7)	34,6
Obrigações com benefícios de aposentadoria	31	0,2	27	0,2	22	0,1	14,8	22,7
Outros passivos circulantes	203	1,0	207	1,3	87	0,6	(1,9)	137,9
	5.677	**29,0**	**1.642**	**11,4**	**2.977**	**19,5**	**245,7**	**(44,8)**
Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda	-	-	159	1,1	-	-	(100,0)	100,0
	5.677	**29,0**	**1.801**	**12,5**	**2.977**	**19,5**	**145,7**	**55,2**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE								
Empréstimos e financiamentos	2.868	14,7	2.001	13,9	2.353	15,4	43,3	(15,0)
Debêntures	812	4,1	787	5,5	181	1,2	3,2	334,8
Concessões a pagar	2.433	12,4	2.282	15,8	2.010	13,1	6,6	13,5
Provisões	78	0,4	292	2,0	247	1,6	(73,3)	18,2
Obrigações com benefícios de aposentadoria	281	1,4	272	1,9	256	1,7	3,3	6,3
Imposto de renda e contribuição social diferido	508	2,6	311	2,2	559	3,7	63,3	(44,4)
Outros passivos não circulantes	77	0,4	60	0,4	64	0,4	28,3	(6,3)
	7.057	**36,0**	**6.005**	**41,7**	**5.670**	**37,1**	**17,5**	**5,9**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	2.829	14,5	2.829	19,6	2.446	16,0	-	15,7
Reservas de capital	-	-	-	-	92	0,6	-	(100,0)
Reservas de lucros	2.964	15,2	2.926	20,3	2.833	18,5	1,3	3,3
Aumento de capital e dividendos propostos	637	3,3	410	2,8	500	3,3	55,4	(18,0)
Ajustes de avaliação patrimonial	401	2,0	446	3,1	769	5,0	(10,1)	(42,0)
	6.831		**6.611**		**6.640**		**3,3**	**(0,4)**
Participação de acionista não controlador	4	-	3	-	2	-	33,3	50,0
	6.835	**35,0**	**6.614**	**45,8**	**6.642**	**43,4**	**3,3**	**(0,4)**
TOTAL	**19.569**	**100,0**	**14.420**	**100,0**	**15.289**	**100,0**	**35,7**	**(5,7)**

Comentários sobre variações significativas entre os balanços patrimoniais de 31.12.2017 e 31.12.2016

Ativo circulante

Caixa e equivalentes de caixa

O aumento de R$ 115 milhões resultou da seguinte combinação: (i) recursos provenientes das atividades operacionais de R$ 2.831 milhões, excluindo o pagamento da bonificação pela outorga de concessão das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, no valor de R$ 2.499 milhões; (ii) aquisição de investimentos no montante de R$ 37 milhões; (iii) aplicação de R$ 1.905 milhões e R$ 1.051 milhões em ativos imobilizado e intangível, respectivamente; (iv) recebimento pela alienação dos investimentos nas subsidiárias Beberibe, Pedra do Sal e Areia Branca no valor de R$ 212 milhões; (v) pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio de R$ 839 milhões; (vi) amortização de R$ 505 milhões de empréstimos e financiamentos; (vii) captação de recursos por meio de empréstimos e financiamentos e de notas promissórias, nos montantes de R$ 1.952 milhões e R$ 2.096, respectivamente, destinados, substancialmente, ao pagamento do bônus pela outorga das controladas Jaguara e Miranda; (viii) pagamento de parcelas de concessões no montante de R$ 69 milhões; (ix) aplicação de R$ 27 milhões em depósitos vinculados ao serviço da dívida; e (x) R$ 44 milhões de outras aplicações em atividades de investimento e financiamento.

Contas a receber de clientes

O crescimento de R$ 234 milhões deve-se, principalmente, ao reconhecimento dos efeitos decorrentes da recontabilização de valores a receber na CCEE resultante da elevação do CVU da Usina Termelétrica Willian Arjona, após o acordo judicial com o fornecedor de gás natural, no valor de R$ 178 milhões.

Estoques

O valor contábil dos insumos para produção de energia elétrica apresentou redução de R$ 13 milhões, principalmente em função da queda do percentual de glosa do carvão reembolsado (CDE), em 3,47 p.p., ou seja, aumento do montante reembolsado quando comparado os anos de 2017 e 2016. Tal redução foi parcialmente atenuada pela realização de parcela da provisão para redução ao valor realizável líquido reconhecida em 2016.

Depósitos vinculados

A variação de R$ 6 milhões é explicada, substancialmente, pelo aumento no montante de garantias financeiras em razão das operações realizadas na CCEE.

Ativo financeiro de concessão

Em 27.09.2017, a Aneel realizou o Leilão de Concessões não Prorrogadas (Leilão 001/2017), no qual a Companhia foi vencedora de dois lotes, correspondentes às concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda e consequente alocação em cotas de suas garantias físicas de energia e de potência, nos termos da Lei nº 12.783/2013 e suas alterações.

A bonificação pela outorga por 30 anos das UHE Jaguara e Miranda foi de R$ 2.171 milhões e de R$ 1.360 milhões, respectivamente. O pagamento se deu em parcela única em 30.11.2017. A Companhia procedeu ao cálculo do valor presente decorrente dos fluxos de caixa futuros da energia a ser liquidada no ACR com base na taxa de desconto antes dos impostos, apurada com a finalidade desse cálculo, de 6,9% a.a., a qual melhor representa a expectativa de retorno dessa parcela dos investimentos. O montante apurado compreende um direito incondicional da Companhia de receber caixa, atualizado pelo IPCA e pelos juros remuneratórios, durante o período de concessão.

Outros ativos circulantes

O aumento de R$ 145 milhões decorre, principalmente, da combinação dos seguintes itens: (i) R$ 112 milhões – reconhecimento de valores a receber pela alienação dos investimentos nas subsidiárias Beberibe, Pedra do Sal e Areia Branca; (ii) 14 milhões – indenizações de seguro de lucros cessantes em função de sinistro ocorrido na Usina Hidrelétrica São Salvador (UHSA) em dezembro de 2015, parcialmente atenuada pelo recebimento de indenização de seguro de lucros cessantes da paralização temporária de geração em unidades geradoras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda; (iii) R$ 11 milhões – acréscimo do saldo a compensar de imposto de renda; (iv) R$ 7 milhões — referente a valores a receber devido a sinistros ocorridos em usinas da Companhia; (v) R$ 5 milhões – redução devido aos valores que estavam pendentes de recebimento de combustíveis a reembolsar referente ao mês de dezembro; e (vi) R$ 3 milhões – ganhos não realizados em operações de *hedge* contratados para cobrir os efeitos de variação cambial sobre empréstimos (*hedge* de valor justo).

Ativo não circulante mantido para venda

A redução de R$ 414 milhões é explicada pelos seguintes itens: (i) efetivação da venda das controladas indiretas Beberibe, Pedra do Sal e Areia Branca; e (ii) baixa pela alienação de bens e reconhecimento de complemento de *impairment* dos valores a receber do empreendimento termelétrico não operacional Jacuí.

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Créditos fiscais a recuperar

A redução de R$ 25 milhões se deu, majoritariamente, em função da utilização dos créditos de ICMS sobre aquisições de imobilizado durante o ano de 2017.

Depósitos vinculados

A variação é explicada, substancialmente, pelo aumento no montante dos depósitos vinculados às garantias dos financiamentos dos Complexos Eólicos Trairí e Santa Mônica, devido a cláusulas contratuais.

Depósitos judiciais

O decréscimo de R$ 49 milhões decorre, principalmente, da liberação de depósitos vinculados a processos transitados em julgado em favor da Companhia, no valor de R$ 55 milhões, parcialmente compensado pelo registro da variação monetária dos depósitos judiciais e ingressos em decorrência de trâmites legais na qual a Companhia está envolvida.

Os processos transitados em julgado requeriam a manutenção da sistemática de não cumulatividade para a apuração do PIS e da Cofins sobre as receitas decorrentes de contratos com "preços predeterminados".

Repactuação de risco hidrológico a apropriar

A redução de R$ 26 milhões decorre da amortização realizada no ano de 2017. O montante de R$ 145 milhões corresponde aos valores que serão compensados com a obrigação de prêmio de risco no período compreendido entre 2018 e 2033.

Ativo financeiro de concessão

A natureza da operação e a razão do acréscimo de R$ 2.245 milhões estão descritas no "Ativo circulante", item "Ativo financeiro de concessão".

Outros ativos não circulantes

O aumento de R$ 25 milhões decorre, principalmente, de: (i) R$ 18 milhões – valores de adiantamentos do Complexo Eólico Campo Largo aos proprietários dos terremos nos quais os parques estão instalados. Estes valores serão amortizados a partir de 2020, durante o período de 13 anos; e (ii) R$ 12 milhões – ganhos não realizados em operações de *hedge* contratados para cobrir os efeitos de variação cambial sobre empréstimos (*hedge* de valor justo).

Investimentos

O montante de R$ 14 milhões registrado em 2017 refere-se ao aporte de capital efetuado pela Companhia na controlada em conjunto, ENGIE Solar.

Imobilizado

O aumento em R$ 1.483 milhões é decorrente dos seguintes itens: (i) aquisições de ativos no montante de R$ 1.953 milhões; (ii) depreciação de R$ 630 milhões; (iii) reclassificação para ativo mantido para venda no montante de R$ 17 milhões; (iv) capitalização de R$ 169 milhões de juros e variação monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures; (v) baixas de ativos de R$ 30 milhões; e (vi) reversão de provisão para redução ao valor de recuperação de ativos (*impairment)* de R$ 4 milhões.

Intangível

O acréscimo de R$ 1.056 milhões decorreu, substancialmente, do reconhecimento de parte da bonificação pela outorga no valor de R$ 1.031 milhão.

Passivo circulante

Fornecedores

Os principais fatores que resultaram no aumento de fornecedores foram: (i) aumento do saldo de fornecedores de combustíveis fósseis e biomassa, em função de: (i.i) reconhecimento de acordo judicial com o fornecedor de gás natural em ação na qual se discutia a diferença do preço do combustível fornecido no período entre setembro de 2014 e junho de 2017; e (i.ii) parcela de carvão à pagar às carboníferas; (ii) aumento nos fornecedores de energia elétrica comprada para revenda e de imobilizado; e (iii) redução de transações no mercado de curto prazo.

Dividendos e juros sobre capital próprio

O aumento de R$ 929 milhões decorre, principalmente, do crédito de dividendos intercalares relativo ao ano de 2017. O início dos pagamentos dos referidos dividendos ocorreu em 10.01.2018.

Empréstimos e financiamentos

O acréscimo de R$ 665 milhões ocorreu pelos seguintes fatores: (i) pagamentos de principal e juros de R$ 700 milhões, nos quais estão incluídos a liquidação antecipada do financiamento da Usina Hidrelétrica São Salvador (UHSA) e do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda junto à Bancos de Repasse do BNDES; (ii) ingressos de R$ 680 milhões, devido principalmente a captações destinadas, principalmente, ao refinanciamento de dívidas que estavam vencendo, ao financiamento do pagamento de parte da bonificação pela outorga das concessões de Jaguara e Miranda e à construção do Complexo Eólico Santa Mônica; (iii) transferência de R$ 464 milhões do passivo não circulante; (iv) encargos financeiros e variações cambiais de R$ 218 milhões; (v) ajuste a valor justo e outros efeitos de R$ 5 milhões.

Debêntures e Notas Promissórias

O aumento de R$ 2.111 milhões, decorre da combinação dos seguintes itens: (i) emissão de notas promissórias pelas controladas Jaguara e Miranda, com vencimento em 11.2018, no montante de R$ 2.096 milhões, destinadas ao pagamento de parte da bonificação pela outorga das concessões; (ii) R$ 67 milhões – reconhecimento de juros e variação monetária; (iii) amortização de juros no valor de R$ 50 milhões; e (iv) transferência de R$ 2 milhões para o passivo não circulante.

Concessões a pagar

A variação desta rubrica está descrita no item "Concessões a pagar" do "Passivo não circulante".

Imposto de renda e contribuição social a pagar

A elevação de R$ 100 milhões ocorreu, principalmente, pelo aumento do lucro real em 2017 (base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social).

Outras obrigações fiscais e regulatórias

O aumento de R$ 5 milhões deve-se, substancialmente, ao acréscimo do saldo a pagar de ICMS e INSS, em razão de menor crédito tomado em dezembro de 2017, se comparado ao período de dezembro de 2016.

Provisões

A variação no circulante e não circulante nos montantes de R$ 23 milhões e R$ 214 milhões, respectivamente, é explicada, substancialmente, pelos seguintes itens: (i) reversão da provisão relativa ao processo de compra de combustível, em função de acordo judicial com o fornecedor de gás natural em ação na qual se discutia a diferença do preço do combustível fornecido no período entre setembro de 2014 e junho de 2017; (ii) reversão de provisão de ação ajuizada contra a Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social – ELOS e a Eletrosul – Eletrosul Centrais Elétricas S.A., por participantes da Fundação, por meio da qual requeriam a declaração de nulidade ou, alternativamente, que fossem declaradas ineficazes as opções por eles exercidas no sentido de limitar as contribuições para a Fundação aos seus salários de contribuição, devido a acordo efetuado com autores do processo; e (iii) reversão da provisão para desmobilização da UTE Charqueadas, devido a assinatura do contrato com o fornecedor.

Obrigações com benefícios de aposentadoria

A elevação observada nesta rubrica no circulante e não circulante, nos montantes de R$ 4 milhões e R$ 9 milhões, respectivamente, é resultado do reconhecimento de juros e da realização de avaliação atuarial, parcialmente atenuada pelos pagamentos de obrigações contratadas.

Outros passivos circulantes

A variação apresentada é explicada, principalmente, pelos seguintes itens: (i) R$ 20 milhões – redução das perdas não realizadas nas operações de *hedge* de fluxo de caixa, haja vista a liquidação de algumas operações no decorrer do ano de 2017; e (ii) R$ 17 milhões – reconhecimento de complemento de provisão em função de possível glosa do reembolso de carvão.

Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda

Em decorrência da conclusão do processo de alienação das subsidiárias Beberibe, Pedra do Sal e Areia Branca, os passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda foram integralmente baixados contra o resultado.

Passivo não circulante

Empréstimos e financiamentos

A elevação de R$ 867 milhões é explicada pelos seguintes fatores: (i) ingresso de R$ 1.272 milhões principalmente, em função da captação de empréstimos destinados, principalmente, ao refinanciamento de dívidas que estavam vencendo, ao financiamento do pagamento de parte da bonificação pela outorga das concessões de Jaguara e Miranda e à construção do Complexo Eólico Santa Mônica; (ii) transferência para o passivo circulante de R$ 464 milhões das dívidas que vencerão em 2017; (iii) aumento de R$ 14 milhões em função de reclassificação de passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda; (iv) encargos financeiros e variação cambial de R$ 37 milhões; e (v) ajuste a valor justo de R$ 8 milhões.

Debêntures e Notas Promissórias

A variação desta rubrica está descrita no item "Debêntures e Notas Promissórias", no item "Passivo circulante".

Concessões a pagar

O incremento no circulante e não circulante de R$ 153 milhões decorre do seguinte: (i) juros e variação monetária de R$ 222 milhões; e (ii) amortizações de R$ 69 milhões.

Provisões

A variação desta rubrica está descrita no item "Provisões" do "Passivo circulante"

Obrigações com benefícios de aposentadoria

A variação de R$ 9 milhões desta rubrica está descrita no item "Obrigações com benefícios de aposentadoria" do "Passivo circulante".

Imposto de renda e contribuição social diferidos

O incremento de R$ 197 milhões decorre, basicamente, da combinação dos seguintes impactos nos tributos diferidos: (i) maior depreciação acelerada fiscal de ativos elegíveis; (ii) redução do custo atribuído do imobilizado (ajuste a valor justo); (iii) constituição de tributos diferidos sobre os juros capitalizados; e (iv) remuneração e variação monetária de ativo financeiro de concessão.

Patrimônio líquido

A redução de R$ 220 milhões decorreu da combinação do seguinte: (i) lucro líquido do exercício de 2017 de R$ 2.005 milhões; (ii) dividendos intercalares e juros sobre o capital próprio creditados relativos a 2017 de R$ 1.364 milhões; (iii) reversão de ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa no valor de R$ 6 milhões; (iv) aprovação da distribuição dos dividendos propostos relativos a 2016 de R$ 410 milhões; e (v) perda na remensuração de obrigações com benefícios de aposentadoria no montante de R$ 5 milhões.

Comentários sobre variações significativas entre os balanços patrimoniais de 31.12.2016 e 31.12.2015

Ativo circulante

Caixa e equivalentes de caixa

A redução de R$ 582 milhões resultou, principalmente, da seguinte combinação: (i) recursos provenientes das atividades operacionais de R$ 2.525 milhões; (ii) aplicação de R$ 1.176 milhões em ativos imobilizado e intangível; (iii) pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio de R$ 1.164 milhões; (iv) amortização de R$ 1.210 milhões de empréstimos, financiamentos e debêntures; (v) captação de recursos por meio de empréstimos e financiamentos, no montante de R$ 621 milhões, destinados, principalmente, à implantação da Usina Termelétrica Pampa Sul e à construção de projetos em desenvolvimento; (vi) pagamento de parcelas de concessões no montante de R$ 64 milhões; e (vii) transferência de R$ 69 milhões de caixa e equivalentes de subsidiárias para ativo mantido para venda.

Contas a receber de clientes

O crescimento de R$ 50 milhões deve-se, principalmente, ao acréscimo das transações no mercado de energia de curto prazo, parcialmente atenuado pela redução do saldo de contas a receber de comercializadoras, em função da apresentação líquida, em 2016, das transações de vendas de energia convencional, concomitantemente à compra de energia incentivada de comercializadoras, para revenda a consumidores livres que migraram do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Estoques

O aumento de R$ 17 milhões decorre, principalmente, da elevação dos saldos de estoque de almoxarifado, principalmente, das Usinas Termelétricas Jorge Lacerda e William Arjona, ocorrido devido a compras para manutenção e gestão de estoques. Adicionalmente, o valor contábil dos insumos para produção de energia elétrica apresentou aumento em função do reconhecimento a partir de 2016 do carvão próprio, anteriormente reembolsado pela Eletrobras (CDE). Em contrapartida, em dezembro de 2016, a Companhia registrou provisão para redução ao valor realizável líquido, haja vista a desativação das Usinas Termelétricas Charqueadas e Alegrete.

Créditos fiscais a recuperar

A redução no circulante e não circulante nos valores de R$ 31 milhões e R$ 9 milhões, respectivamente, se deu devido à utilização dos créditos de PIS e Cofins sobre aquisições de imobilizado da controlada CEE durante o ano de 2016.

Repactuação de risco hidrológico a apropriar

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015 e na Resolução Normativa nº 684/2015, em dezembro de 2015, a Aneel concedeu anuência ao acordo de repactuação do risco hidrológico relativo às usinas da Companhia cuja energia estava vendida no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Como condição para a adesão ao referido Acordo, a Companhia formalizou a desistência de qualquer disputa judicial com a Aneel que impeça a aplicação direta do mecanismo do GSF. As regras da repactuação estabelecem opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumem o compromisso de pagar um prêmio de risco definido pela Aneel ao longo do prazo do contrato de venda de energia no ACR. A Companhia amortizou R$ 26 milhões no exercício de 2016 e reconheceu o mesmo valor para amortização em 2017.

Outros ativos circulantes

A redução de R$ 864 milhões decorre da combinação dos seguintes itens: (i) R$ 777 milhões – redução em ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa; (ii) R$ 95 milhões - redução devido aos valores que estavam pendentes de recebimento de combustíveis a reembolsar referente ao mês de dezembro; (iii) R$ 7 milhões – acréscimo de adiantamento a fornecedores; (iv) R$ 5 milhões – decréscimo do saldo a compensar de imposto de renda; (v) R$ 4 milhões – incremento de dispêndios e sinistros a serem reembolsados; (vi) R$ 1 milhão – aumento de despesas a apropriar, tendo em vista a renovação de licença e suporte de informática; e (vii) R$ 1 milhão – aumento de alienações de bens e direitos.

Ativo não circulante mantido para venda

As variações são explicadas pelos seguintes itens: (i) reconhecimento de *impairment* dos valores a receber de Jacuí, no montante de R$ 76 milhões; e (ii) reclassificação dos saldos dos ativos das subsidiárias Areia Branca, Beberibe e Pedra do Sal, no valor de R$ 409 milhões para esta rubrica, haja vista ter sido aprovado pelo Conselho de Administração a alienação destas subsidiárias.

Ativo não circulante

Realizável a longo prazo

Créditos fiscais a recuperar

A variação desta rubrica está descrita no "Ativo circulante", item "Créditos fiscais a recuperar".

Depósitos vinculados

A variação de R$ 28 milhões é explicada, substancialmente, pelo aumento no montante dos depósitos vinculados às garantias dos financiamentos das eólicas Trairí, Mundaú, Guajiru e Fleixeiras, devido a cláusulas contratuais.

Depósitos judiciais

O incremento em R$ 18 milhões refere-se, basicamente, à variação monetária dos depósitos judiciais e ingressos em decorrência de trâmites legais na qual a Companhia está envolvida.

Repactuação de risco hidrológico a apropriar

O montante de R$ 171 milhões corresponde aos valores que serão compensados com a obrigação de prêmio de risco no período compreendido entre 2017 e 2033, conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 684/2015.

Outros ativos não circulantes

O aumento de R$ 116 milhões decorre, principalmente, dos seguintes aspectos: (i) R$ 128 milhões – redução em ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa; e (ii) R$ 22 milhões – diminuição de imposto de renda e contribuição social diferidos.

Investimentos

O montante de R$ 5 milhões registrado em 2016 refere-se à aquisição de 50% do capital social da ENGIE Solar pela Companhia, mediante subscrição do aumento de capital. A ENGIE Solar tem como objeto social o desenvolvimento, venda atacadista e varejista, operação e manutenção de geradores e painéis solares fotovoltaicos, com potência instalada abaixo de 5 MW (cinco megawatts).

Imobilizado

O aumento em R$ 297 milhões é decorrente dos seguintes itens: (i) aquisições de ativos no montante de R$ 1.136 milhões; (ii) depreciação de R$ 619 milhões; (iii) reclassificação para ativo mantido para venda no montante de R$ 288 milhões; (iv) capitalização de R$ 113 milhões de juros e variação monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures; e (v) reconhecimento de provisão para redução ao valor de recuperação de ativos (*impairment)* de R$ 45 milhões.

Intangível

O acréscimo de R$ 10 milhões decorreu, substancialmente, do reconhecimento dos direitos sobre os projetos Assú e Santo Agostinho.

Passivo circulante

Fornecedores

Os principais fatores que resultaram na redução de R$ 203 milhões de fornecedores foram: (i) em dezembro de 2015, parte do saldo dessa rubrica era de "Fornecedores – Transações no mercado de curto prazo", o qual referia-se ao montante a pagar à CCEE, líquido dos valores a receber, devido a repactuação do risco hidrológico e a postergação das liquidações financeiras do Mercado de Curto Prazo; (ii) redução do saldo de fornecedores de combustíveis fósseis e biomassa, em função de: (ii.i) menor quantidade de carvão comprada para as Usinas Termelétricas Jorge Lacerda e Charqueadas; e (ii.ii) menor compra de gás natural em função do menor despacho da Usina Termelétrica William Arjona; e (iii) redução de fornecedores de energia elétrica comprada para revenda e de imobilizado.

Dividendos e juros sobre capital próprio

O aumento de R$ 101 milhões decorre do maior crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao ano de 2016 em comparação ao ano 2015.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

O decréscimo de R$ 1.413 milhões ocorreu pelos seguintes fatores: (i) pagamentos de principal e juros de R$ 1.796 milhões, em função, principalmente, da liquidação das operações de *swap* em 2016; (ii) transferência de R$ 292 milhões do passivo não circulante; (iii) encargos financeiros de R$ 109 milhões; e (iv) reclassificação para passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda de R$ 18 milhões.

Concessões a pagar

A variação desta rubrica está descrita no item "Concessões a pagar", no item "Passivo não circulante".

Imposto de renda e contribuição social a pagar

A elevação de R$ 63 milhões ocorreu, principalmente, devido à adoção da Companhia, a partir do terceiro trimestre de 2015, de pagamento do imposto de renda e da contribuição social com base no balanço mensal de suspensão ou redução, enquanto que em 2016 a apuração mensal foi baseada na estimativa, por meio da receita bruta.

Outras obrigações fiscais e regulatórias

A redução de R$ 8 milhões deve-se, substancialmente, ao decréscimo do saldo a pagar de PIS e Cofins, em razão de maior crédito tomado em dezembro de 2016, se comparado ao período de dezembro de 2015.

Obrigações trabalhistas

Em 2016 houve redução de R$ 13 milhões na rubrica, ocasionado, principalmente pela readequação do quadro funcional em razão dos desligamentos dos colaboradores por meio do Plano de Demissão Voluntária (PDV), parcialmente atenuada por novas adesões a este programa, reaberto em 2016, bem como pelo reajuste anual da remuneração e dos benefícios dos empregados. Cabe destacar que em 2016 não ocorreu definição do percentual de reajuste, tendo sido, portanto, provisionado o valor de 10% para o dissídio.

Provisões

A variação no circulante e não circulante é explicada, substancialmente, pelos seguintes itens: (i) juros e variação monetária de provisões cíveis, fiscais e trabalhistas, no valor de R$ 34 milhões; (ii) reconhecimento em 2016 de provisão para desmobilização da UTE Charqueadas, no montante de R$ 19 milhões.

Obrigações com benefícios de aposentadoria

A elevação de R$ 21 milhões observada nesta rubrica no circulante e não circulante é resultado do reconhecimento de juros e realização de avaliação atuarial, parcialmente atenuada pelos pagamentos de obrigações contratadas.

Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda

O montante registrado em 2016 é resultado da reclassificação dos saldos dos passivos das subsidiárias Areia Branca, Beberibe e Pedra do Sal, haja vista ter sido aprovado pelo Conselho de Administração a alienação destas.

Outros passivos circulantes

Os principais itens que influenciaram tal aumento foram: (i) R$ 87 milhões – reconhecimento de provisão em função da possível glosa do reembolso de carvão relativo a 2016 – caso haja a glosa, a Companhia deverá efetuar o pagamento à Eletrobras do montante glosado; e (ii) R$ 22 milhões – perdas não realizadas nas operações de *hedge* de fluxo de caixa.

Passivo não circulante

Empréstimos, financiamentos e debêntures

A elevação de R$ 255 milhões é explicada pelos seguintes fatores: (i) ingresso de R$ 621 milhões principalmente, em função da emissão pela Companhia de 600.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, de espécie quirografária, com valor nominal de R$ 1, perfazendo o montante total de R$ 600 milhões; (ii) transferência para o passivo circulante de R$ 292 milhões das dívidas que vencerão em 2017; (iii) reclassificação para passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda de R$ 133 milhões; e (iv) encargos financeiros de R$ 59 milhões.

Concessões a pagar

O incremento no circulante e não circulante de R$ 276 milhões decorre do seguinte: (i) juros e variação monetária de R$ 341 milhões; e (ii) amortizações de R$ 65 milhões.

Provisões

A variação desta rubrica está descrita no item "Provisões", no item "Passivo circulante"

Obrigações com benefícios de aposentadoria

A variação desta rubrica está descrita no item "Obrigações com benefícios de aposentadoria", no item "Passivo circulante".

Imposto de renda e contribuição social diferidos

O decréscimo de R$ 248 milhões decorre, basicamente, em função da liquidação das operações de *swap* contratados pela Companhia, o que acarretou na apuração de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido a pagar sobre este montante.

Patrimônio líquido

A redução de R$ 28 milhões decorreu da combinação do seguinte: (i) lucro líquido do exercício de 2016 de R$ 1.548 milhões; (ii) dividendos intercalares pagos e juros sobre o capital próprio creditados relativos a 2016 de R$ 1.078 milhões; (iii) reversão de ganhos não realizados em operações de *hedge* de fluxo de caixa no valor de R$ 284 milhões; (iv) aprovação da distribuição dos dividendos propostos relativos a 2015 de R$ 209 milhões; e (v) perda na remensuração de obrigações com benefícios de aposentadoria no montante de R$ 5 milhões.

10.2 Comentários dos diretores sobre:

a. Resultados das operações da Companhia, em especial:

(i) descrição de quaisquer componentes importantes da receita

A composição da receita operacional líquida da Companhia é a seguinte:

Em R$ milhões	31.12.2017	%	31.12.2016	%	31.12.2015	%	31.12.2017 *versus* 31.12.2016 (%)	31.12.2016 *versus* 31.12.2015 (%)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA								
Distribuidoras de energia elétrica	2.687	72,2	3.114	103,5	3.046	93,4	(13,7)	2,2
Comercializadoras de energia elétrica	601	16,1	320	10,6	209	6,4	87,8	53,1
Consumidores livres	3.162	85,0	2.834	94,2	2.916	89,5	11,6	(2,8)
Transações no mercado de curto prazo	467	12,5	117	3,9	303	9,3	299,1	(61,4)
Remuneração do ativo financeiro de concessão	48	1,3	-	0,0	-	0,0	100,0	-
Outras receitas	45	1,2	57	1,9	38	1,2	(21,1)	50,0
	3.722	**100,0**	**3.008**	**100,0**	**3.257**	**100,0**	**23,7**	**(7,6)**

Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita operacional líquida entre os exercícios findos em 31.12.2017 e 31.12.2016

Distribuidoras de energia elétrica

Em 2017, a receita atingiu R$ 2.687 milhões, queda de 13,7% em relação ao exercício de 2016, que foi de R$ 3.114 milhões. Esse decréscimo é explicado pela queda de 3.483 GWh (393 MW médios) do volume de energia vendida, parcialmente atenuada pela elevação no preço médio líquido de venda, em virtude de reajuste pela inflação do período.

O decréscimo no volume de vendas entre os períodos é resultado, majoritariamente, do término do contrato de Leilão de Energia Existente, no fim de 2016 (343 MW médios), aliado às reduções decorrentes do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD). Adicionalmente, a variação do preço médio ocorreu por efeito do encerramento do contrato do mencionado Leilão em 2016, cujo preço era inferior ao médio praticado nos contratos vigentes.

Comercializadoras de energia elétrica

A receita de venda a comercializadoras atingiu R$ 601 milhões em 2017, 87,8% superior à receita auferida em 2016 — R$ 320 milhões. A elevação é resultado destes aspectos: (i) R$ 293 milhões — aumento de 95,3%, ou 2.088 GWh (239 MW médios), no volume de energia vendida; e (ii) R$ 12 milhões — decréscimo de 3,8% no preço médio líquido de vendas.

A variação do volume observada nos períodos em análise decorreu do acréscimo de venda de energia convencional, concomitantemente à compra de energia incentivada para revenda a consumidores livres, que migraram do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). A redução do preço decorreu, principalmente, de novas contratações com preços inferiores à média dos preços praticados nos contratos existentes.

Consumidores livres

No ano de 2017, a receita de vendas a consumidores livres alcançou R$ 3.162 milhões, 11,6% além dos R$ 2.834 milhões verificados em 2016. Essa ampliação está relacionada ao que segue: (i) R$ 404 milhões — acréscimo de 2.443 GWh (284 MW médios), ou 14,7%, no volume de venda de energia; e (ii) R$ 76 milhões — decréscimo de 2,7% no preço médio líquido da energia vendida. A carteira de consumidores livres passou de 228 em 2016 para 280 em 2017, um crescimento de 22,8%.

Tal elevação das quantidades vendidas está relacionada, basicamente, ao maior volume de vendas de energia incentivada para clientes que migraram do ACR para o ACL, inclusive da energia gerada pelo Complexo Eólico Santa Mônica, que possui garantia física de 47,4 MW médios e cuja maior parte dos parques eólicos entrou em operação comercial no início de 2017. A queda do preço ocorreu, substancialmente, devido ao encerramento de contratos de venda com preços superiores à média dos praticados em novas contratações.

Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE

No exercício de 2017, houve acréscimo de R$ 350 milhões na receita das transações de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE, em relação ao ano anterior, passando de R$ 117 milhões em 2016 para R$ 467 milhões em 2017, correspondendo a um aumento de 299,1%. Mais detalhes sobre tais operações e variações foram elencados no "item 10.1.h.1", tópico "Detalhamento das operações de curto prazo – em especial as transações na CCEE".

Remuneração do ativo financeiro de concessão

O montante equivalente a 70% da garantia física das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, adquiridas em 27 de setembro de 2017, será remunerado pelo direito incondicional de recebimento de caixa por meio do Retorno da Bonificação de Outorga (RBO). Dessa forma, as práticas contábeis preveem que parte equivalente ao valor pago pela outorga da concessão seja registrado como ativo financeiro e que a remuneração desse ativo seja reconhecida como receita financeira operacional.

O montante dessa remuneração reconhecido no período de 10 de novembro a 31 de dezembro de 2017 nas Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda foi de R$ 29,7 milhões e R$ 18,2 milhões, respectivamente.

Análise comparativa das variações significativas dos componentes da receita operacional líquida entre os exercícios findos em 31.12.2016 e 31.12.2015

Comercializadoras de energia elétrica

A receita de venda a comercializadoras atingiu R$ 320 milhões, 53,1% superior à receita auferida em 2015 — R$ 209 milhões. A elevação é resultado destes aspectos: (i) R$ 164 milhões — aumento de 86,0%, ou 1.013 GWh (115 MW médios), no volume de energia vendida; e (ii) R$ 53 milhões — decréscimo de 17,8% no preço médio líquido de vendas.

A elevação do volume de venda observada nos períodos em análise decorreu, substancialmente, de vendas de energia convencional, concomitantemente à compra de energia incentivada de comercializadoras, para revenda a consumidores livres que migraram do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE

No exercício de 2016, houve decréscimo de R$ 186 milhões na receita das transações de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE, em relação ao ano anterior, passando de R$ 303 milhões em 2015 para R$ 117 milhões em 2016. Mais detalhes sobre tais operações e variações foram elencados no "item 10.1.h.1", tópico "Detalhamento das Operações de Curto Prazo – em especial as Transações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)".

(ii) fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Os fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais da Companhia nos anos de 2017, 2016 e 2015 estão mencionados a seguir. Informações complementares sobre eles foram detalhadas nos itens 10.1.h e 10.2.a.(i).

Ano de 2017 – (i) aumento da receita nas operações realizadas no mercado de curto prazo, em especial no âmbito da CCEE; (ii) elevação do volume de energia vendida; (iii) acréscimo nas compras de energia para revenda; (iv) menor custo com *royalties*; (v) ganho na alienação de investimentos; (vi) receita referente à remuneração do ativo financeiro de concessão, decorrente da aquisição, por meio do Leilão 001/2017 de Concessão Não Renovadas promovido pela Aneel, das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, que já contribuíram com receita decorrente da operação, a partir de 10.11.2017; (vii) elevação dos encargos de uso da rede; e (viii) aumento em combustíveis para produção de energia elétrica.

Ano de 2016 – (i) ampliação do preço médio líquido de venda; (ii) redução da quantidade de energia vendida; (iii) resultado negativo das transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE, ante o resultado positivo no exercício de 2015; (iv) redução dos custos com compra de energia elétrica para revenda; (v) menor consumo de combustíveis para geração de energia elétrica; (vi) efeito positivo nas provisões operacionais líquidas quando comparadas ao mesmo período do ano anterior; e (vii) reconhecimento de provisão para redução do valor recuperável (*impairment*) de ativos de geração termelétrica e para devolução de reembolso de combustível (CDE) em função de alteração da legislação.

Ano de 2015 – (i) ampliação do preço médio líquido de venda; (ii) redução da quantidade vendida à distribuidoras, comercializadoras e consumidores livres; (iii) resultado positivo nas transações no mercado de curto prazo, inclusive no âmbito da CCEE ante o resultado negativo no exercício anterior, incluindo os efeitos da adesão à repactuação do risco hidrológico de algumas usinas da Companhia, cuja energia foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada, conforme estabelecido na Lei nº 13.203/2015; (iv) crescimento dos custos com a compra de energia para revenda; (v) efeito negativo decorrente de constituição de provisões operacionais; e (vi) aumento dos demais custos de energia vendida e dos serviços prestados.

b. Variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

As receitas de venda da Companhia são suportadas por contratos com cláusulas de reajuste de preço, em grande parte, pelo IPCA e IGP-M. A receita da Companhia não possui exposição a taxas de câmbio que afete significativamente seu resultado e não foi, substancialmente, afetada pela introdução de novos produtos e serviços.

As principais variações das receitas da Companhia em decorrência de modificação de preço e alteração de volume estão explicadas no item 10.2.a (i).

c. Impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro da Companhia, quando relevante

c.1) inflação e variação de preços nos custos de venda de energia elétrica

Energia elétrica comprada para revenda: estas transações normalmente são realizadas por meio de contratos de médio e longo prazo, os quais possuem seus preços reajustados, na sua grande parte, pelo IPCA e IGP-M. O impacto médio referente ao reajuste de preço pelos índices de inflação no exercício de 2017 foi de cerca de R$ 11 milhões, e nos anos de 2016 e 2015 foi de aproximadamente R$ 33 e R$ 37 milhões, respectivamente.

Combustível para a produção de energia elétrica: ao final do ano de 2017 a Usina Termelétrica William Arjona se encontrava indisponível para despacho pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em função da impossibilidade de renovação do contrato de suprimento de gás com níveis de preço que justificassem a viabilidade da continuidade da operação da Usina. Em 20.02.2018, após solicitação da Companhia, a Aneel revogação a autorização da outorga da Usina. Em 2017, a Companhia reverteu a provisão relativa ao processo de compra de combustível, em função de acordo judicial com o fornecedor de gás natural em ação na qual se discutia a diferença do preço do combustível fornecido no período entre setembro de 2014 e junho de 2017. Concomitantemente à reversão da provisão foi reconhecido o custo com o combustível, eliminando os efeitos desse custo adicional no resultado operacional da Companhia.

Em 2016, o custo unitário do gás foi reduzido em função da UTE William Arjona ter sido despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) somente nos meses de janeiro e fevereiro. Em 2015, a desvalorização do real frente ao dólar impactou na elevação do custo unitário do gás

Os preços do carvão não reembolsável pela CDE são negociados quando da contratação da aquisição ou da renovação do contrato e tem como indexador fórmulas paramétricas cujos principais componentes são o INPC e índices setoriais específicos, na sua maioria, publicados pela Fundação Getulio Vargas (FGV). Os índices de correção não resultaram em efeitos relevantes no custo da Companhia.

Encargos de uso de rede elétrica e conexão: são calculados pela multiplicação do montante de uso da rede, em kW, pela tarifa estabelecida anualmente pela Aneel, com base no rateio dos custos totais de conexão e de transmissão observados, e esperados, para todo sistema, e nos índices de reajustes dos contratos de transmissão e conexão vigentes – em maioria IPCA e IGP-M. O efeito da variação desses indicadores de inflação no custo da Companhia foi de aproximadamente R$ 15 milhões, R$ 47 milhões e R$ 35 milhões em 2017, 2016 e 2015, respectivamente.

Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*): o valor corresponde a 7,0% sobre a quantidade de energia elétrica produzida, valorada por uma Tarifa Anualizada de Referência (TAR) definida pela Aneel, com base no custo de aquisição de energia pela distribuidora, revisto a cada 4 anos. Para o exercício de 2017, a TAR sofreu uma redução de 22,7% e o impacto positivo no custo da Companhia foi de aproximadamente R$ 34 milhões. Nos anos de 2016 e 2015, os efeitos negativos decorrentes dos reajustes de 9,5% e 6,7% foram de R$ 16 milhões e R$ 11 milhões, respectivamente.

c.2) Impactos do câmbio, da inflação e da taxa de juros no resultado financeiro da Companhia

Exposição ao câmbio

Em 2017, a Companhia contratou empréstimos em dólar norte-americano no valor total de US$ 500.000, equivalentes a R$ 1.631.280. Para proteger a totalidade dos fluxos de pagamentos futuros contra as oscilações do câmbio, a Companhia contratou operações de *swap* com as subsidiárias brasileiras das mesmas instituições financeiras concedentes dos empréstimos, com os mesmos valores e as mesmas datas de vencimento dos juros e do principal.

Em 2016, a Companhia liquidou a totalidade de sua dívida em dólar norte-americano, contratadas junto às instituições financeiras HSBC, Mizuho e Tokyo e suas respectivas operações de *swap* com as subsidiárias brasileiras.

A Companhia não possuía, em 31.12.2015, empréstimos expostos à variação da cotação de moeda estrangeira, em função dos instrumentos de *hegde* (*swap*) contratados.

Atualmente, a Companhia não possui nenhum compromisso financeiro em moeda estrangeira cuja variação cambial não esteja integralmente protegida por operação de hedge.

Exposição ao risco de taxa de juros e índices flutuantes

A Companhia está exposta à taxa de juros e índices flutuantes relacionados às variações da TJLP, taxa DI, do IPCA e do IGP-M.

Em 31.12.2016, a Companhia não estava exposta ao CDI, visto que naquele ano os empréstimos em dólar norte-americano que estavam protegidos contra a variação cambial por meio de operação de *swap* para o CDI foram integralmente liquidados.

Os impactos dos juros e da variação monetária no resultado financeiro da Companhia nos exercícios de 2017, 2016 e 2015 foram estes:

(Valores em R$ milhões)	Empréstimos, financiamentos, debêntures e notas promissórias	Concessões a pagar	Total
Exercício Social findo em 31.12.2017			
- Juros	133	217	350
- Variação monetária	34	4	38
Exercício Social findo em 31.12.2016			
- Juros	220	201	421
- Variação monetária	51	140	191
Exercício Social findo em 31.12.2015			
- Juros	282	173	455
- Variação monetária	45	191	236

10.3 Comentários dos Diretores sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras da Companhia e em seus resultados

a. Introdução ou alienação de segmento operacional

2017

A Companhia administra os seus negócios como um único segmento operacional, composto pelas atividades de geração e de comercialização da energia elétrica gerada pelos seus ativos ou comprada por meio de contratos de médio e de longo prazo. Tal segmento concentrou 99,4% das receitas líquidas de vendas consolidadas auferidas em 2017.

Em 2017 não houve introdução ou alienação de segmento operacional.

Em 15.12.2017, a Companhia arrematou no Leilão de Transmissão nº 02/2017, promovido pela Aneel, o Lote 1, localizado no estado do Paraná, que totaliza aproximadamente 1.050 km de extensão de linhas de transmissão. O prazo limite para o início da operação da linha de transmissão é 09 de março de 2023, com prazo de concessão do serviço público, incluindo a construção, a montagem e a manutenção das instalações de transmissão, de 30 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato de concessão, prevista para ocorrer em 09 de março de 2018.

2016 e 2015

A Companhia administra os seus negócios como um único segmento operacional, composto pelas atividades de geração e de comercialização da energia elétrica gerada pelos seus ativos ou comprada por meio de contratos de médio e de longo prazo. Tal segmento concentrou 99,4% das receitas líquidas de vendas consolidadas auferidas em 2016 e 2015.

Em 2016 não houve introdução ou alienação de segmento operacional.

b. Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

2017

As principais informações referentes à aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia são estas:

- Companhia Energética Jaguara e Companhia Energética Miranda

A Companhia, em 27.09.2017, arrematou no Leilão de Concessões não Prorrogadas, promovido pela Aneel, as Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, pelo custo de R$ 3.531 milhões, as quais possuem capacidade instalada de 424,0 MW e 408,0 MW e capacidade comercial de 341,0 MW médios e 198,2 MW médios, respectivamente. Ambas as concessões pertenciam à Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG. Os parâmetros técnicos e econômicos deste leilão foram estabelecidos na Resolução nº 12/2017, do Conselho Nacional de Política Energético – CNPE. A EBE apresentou o maior valor de bonificação pela outorga para a geração de energia elétrica em regime de cotas, observando o percentual de 70% da garantia física das Usinas Hidrelétricas destinado ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Os 30% restantes serão destinados ao Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Em 09.10.2017, foram constituídas a Companhia Energética Jaguara e a Companhia Energética Miranda, as quais tiveram início das atividades em 19.10.2017 e 20.10.2017, respectivamente, e têm como objetivo operar as Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda.

Em 29.12.2017, a operação foi assumida pela Companhia, após o período de transição, denominado "operação assistida", iniciado em 10.11.2017, data na qual os contratos de concessão foram assinados.

- Complexo Eólico Umburanas

Em 24.11.2017, a Companhia concluiu a aquisição da totalidade do capital social das empresas que compõem o Complexo Eólico Umburanas pelo valor de R$ 17 milhões. Localizada no município de Umburanas (BA), possui potencial eólico de 605,0 MW, dos quais 360,0 MW são relacionados à Fase I (257,5 MW destinados ao mercado livre e 102,0 MW já contratados no mercado regulado), com início de operação em 2019. Os 245,0 MW remanescentes permanecerão no portfólio da Companhia para desenvolvimento futuro. Todo o licenciamento ambiental está regularizado e as obras estão em fase inicial.

- Alienação – Eólica Beberibe, Eólica Pedra do Sal e Hidrelétrica Areia Branca

Em 31.10.2017, foi concluída a alienação da totalidade das participações societárias da Companhia e da sua controlada direta ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP") nas sociedades Eólica Beberibe S.A., Eólica Pedra do Sal S.A. e Hidrelétrica Areia Branca S.A., pelo montante de R$ 321 milhões, após os ajustes de preço, líquido do PIS e da Cofins e após terem sido atingidas todas as condições precedentes previstas no contrato de compra e venda de ações. As usinas pertencentes às controladas indiretas alienadas possuem capacidade instalada total de 63,4 MW e capacidade comercial total de 23,9 MW médios.

2016

As principais informações referentes à aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia são estas:

- Complexo Eólico Santo Agostinho

Em 2016, a Companhia finalizou o processo de aquisição da última fase do Complexo Eólico Santo Agostinho, tendo sido transferido quatro SPE para seu controle. O Complexo Eólico é composto por vinte e quatro SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólico, totalizando um potencial de desenvolvimento de 600 MW, com cada SPE participando com 25 MW, e uma *holding*, todo localizado nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, no estado do Rio Grande do Norte.

A mais valia de todo o negócio adquirido, no valor de R$ 59 milhões, corresponde, substancialmente, ao valor justo dos projetos básicos ambientais, da certificação de geração de energia, das medições de ventos, das licenças ambientais prévias e dos contratos de arrendamentos, tendo sido alocada integralmente no ativo intangível. Até o momento foram desembolsados R$ 45 milhões na aquisição do projeto.

- Projeto Assú

Em novembro de 2015, a ECP, controlada direta da Companhia, assinou contrato de aquisição de projetos de implantação de três usinas fotovoltaicas e de opção de compra de outras duas – a qual foi exercida em 2016, no município de Assú, estado do Rio Grande do Norte. Ainda em novembro de 2015, a ECP, por meio de sua controlada Assú V, que desenvolverá um dos projetos adquiridos, comercializou 9,2 MW médios em Leilão de Energia de Reserva (LER) promovido pela Aneel, ao valor de R$ 302,99/MWh, pelo prazo de 20 anos, a serem fornecidos a partir de 1º de novembro de 2018.

A Central Fotovoltaica Assú V terá capacidade instalada de 36,7 MW, e suas obras tiveram início no ano de 2016 e a operação comercial foi iniciada em dezembro de 2017. O empreendimento demandará o investimento total de aproximadamente R$ 220 milhões.

- Usina Termelétrica Norte Catarinense

A Companhia está desenvolvendo um projeto para implantação de uma usina termelétrica a gás natural, em ciclo combinado, na cidade de Garuva, ao norte do estado de Santa Catarina. A UTE Norte Catarinense terá capacidade instalada de aproximadamente 600 MW. Em março de 2016, foi emitida a Licença Ambiental Prévia deixando a Usina apta a participar de futuros leilões de energia nova.

- ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda.

A ENGIE Varejista foi constituída em 2016 e tem como objeto social o comércio varejista de energia elétrica, incluindo a compra, no atacado ou no varejo, a venda, no varejo, e a importação de energia elétrica. O início da operação comercial da Empresa está condicionado à habilitação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), fato que ainda não ocorreu.

A figura do comercializador varejista foi regulamentada pela Aneel em 2015 com o objetivo de reduzir a complexidade da adesão e facilitar o desenvolvimento do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

- ENGIE Geração Solar Distribuída S.A.

Em abril de 2016, a Companhia adquiriu 50% do capital social da ENGIE Solar, mediante subscrição de capital. A ENGIE Solar tem como objeto social o desenvolvimento, venda atacadista e varejista, operação e manutenção de geradores e painéis solares fotovoltaicos, com potência instalada abaixo de 5 MW.

O valor máximo de aquisição será de R$ 24 milhões a serem aportados em até 48 meses.

- Alienação – Eólica Beberibe, Eólica Pedra do Sal e Hidrelétrica Areia Branca

Em reunião realizada em 23.12.2016, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a alienação das participações societárias detidas pela Companhia e pela sua controlada direta ECP nas sociedades : (i) Eólica Beberibe S.A., que detém autorização outorgada pela Aneel para explorar o Parque Eólico Beberibe, com capacidade instalada de 25,6 MW; (ii) Eólica Pedra do Sal S.A., que detém autorização outorgada pela Aneel para explorar o Parque Eólico Pedra do Sal, com capacidade instalada de 18,0 MW; e (iii) Hidrelétrica Areia Branca S.A, que detém autorização outorgada pela Aneel para explorar a Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca, com capacidade instalada de 19,8 MW.

O valor das Sociedades (*Enterprise Value*), antes de eventuais e usuais ajustes de preço, foi estabelecido em R$ 392 milhões, dos quais R$ 85 milhões são referentes a seu endividamento líquido estimado. A conclusão da operação está sujeita ao atendimento de determinadas condições precedentes previstas no contrato de compra e venda de ações, incluindo a aprovação prévia do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e da Aneel.

A Operação faz parte da estratégia de otimização do parque gerador da Companhia, de forma a permitir a expansão em ativos que ofereçam maior grau de sinergia entre si.

2015

As principais informações referentes à aquisição, incorporação e alienação de participações societárias da Companhia são estas:

- Complexo Eólico Santo Agostinho

Em agosto de 2014, a Companhia adquiriu os direitos de desenvolvimento do Complexo Eólico Santo Agostinho, o qual é composto por vinte e quatro SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, totalizando um potencial de desenvolvimento de 600 MW, cada SPE participando com 25 MW, todo localizado nos municípios de Lajes e Pedro Avelino, no estado do Rio Grande do Norte.

Em dezembro de 2014, a Companhia finalizou o processo de aquisição da primeira fase do projeto, tendo sido transferidas nove SPE e uma holding para seu controle. O valor de aquisição atualizado referente a esta primeira fase foi de R$ 21 milhões.

Em junho e outubro de 2015, a Companhia adquiriu os direitos de desenvolvimento das fases II e III-A do Complexo Eólico Santo Agostinho, as quais são compostas por 11 (onze) Sociedades de Propósito Específico (SPE).

- Projeto Assú

Em novembro de 2015, a controlada direta ECP assinou contrato de aquisição de projetos de implantação de três usinas fotovoltaicas e de opção de compra de duas usinas fotovoltaicas, com prazo de exercício até 11 de junho de 2016, no município de Assú, estado do Rio Grande do Norte. Ainda em novembro de 2015, a ECP, por meio de sua controlada Assú V, a qual desenvolverá um dos projetos adquiridos, comercializou 9,2 MW médios em Leilão de Energia de Reserva (LER) promovido pela Aneel, ao valor de R$ 302,99/MWh, pelo prazo de 20 anos, a serem fornecidos a partir de 1º de novembro de 2018. Assú V terá capacidade instalada de 36,7 MW, e suas obras deverão ser iniciadas em 2016. O empreendimento demandará o investimento total de aproximadamente R$ 220 milhões.

- Eventual alienação – Eólica Beberibe, Eólica Pedra do Sal e Hidrelétrica Areia Branca

Em 06 de julho de 2015, a Companhia publicou Comunicado ao Mercado informando a contratação de uma empresa de assessoria para coordenar uma eventual alienação das sociedades de propósito específico Eólica Beberibe S.A., Eólica Pedra do Sal S.A. e Hidrelétrica Areia Branca S.A.

c. Eventos ou operações não usuais

2017

Os principais eventos não usuais que impactaram o resultado da Companhia no exercício de 2017 foram estes: (i) em 31.10.2017, após o cumprimento das condições precedentes contratadas, a Companhia efetivou a venda das controladas Eólica Beberibe, Eólica Pedra do Sal e Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca, reconhecendo, no 4º trimestre de 2017, o resultado na alienação de investimentos no montante de R$ 56,9 milhões; (ii) complemento da provisão para redução ao valor recuperável (*impairment*) no montante de R$ 18 milhões, sendo R$ 2 milhões referente aos ativos não operacionais do projeto termelétrico Jacuí e R$ 16 milhões referente aos ativos de geração termelétrica; (iii) reversão da provisão da estimativa para os gastos futuros com a desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas, no montante de R$ 15 milhões, devido ao contrato firmado com empresa terceirizada que se responsabilizará pela desmontagem, retirada e transporte dos ativos da Usina; e (iv) ocorrência de sinistro em uma unidade geradora da Usina Hidrelétrica São Salvador (UHSA), gerando indenização relativa à exposição de lucros cessantes de longo prazo no montante de R$ 22 milhões.

2016

Os principais eventos não usuais que impactaram no resultado da Companhia no exercício de 2016 foram os reconhecimentos de provisões para: (i) redução do valor recuperável (*impairment*) de ativos no montante de R$ 121 milhões, dos quais R$ 76 milhões correspondem aos ativos não operacionais do projeto termelétrico Jacuí e R$ 45 milhões a ativos de geração termelétrica; (ii) redução do de reembolso de combustível (CDE), no valor de R$ 87 milhões, em função de alteração da legislação que estabelece procedimentos para reembolso do custo de combustível em usinas que utilizam o carvão mineral nacional; (iii) provisão para gastos com a desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas no montante de R$ 19 milhões; e (iv) redução de estoques ao valor realizável líquido das Usinas Termelétricas Charqueadas e Alegrete no valor de R$ 6 milhões.

2015

- Repactuação de risco hidrológico

Em consonância com as diretrizes estabelecidas na Lei nº 13.203/2015 e a fim de mitigar os efeitos negativos do GSF aplicado às usinas integrantes do MRE, a Companhia, em dezembro de 2015, aderiu, mediante manifestação formal e despachos emitidos pela Aneel, à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no Ambiente de Contratação Regulada. Como condicionante para a adesão, a Companhia teve que desistir de qualquer disputa judicial que impeça a aplicação do GSF as suas usinas.

Tal repactuação foi retroativa a janeiro de 2015, resultando no ressarcimento (líquido do prêmio de risco de 2015), no valor de R$ 223 milhões, registrado na rubrica do ativo "Repactuação de risco hidrológico a apropriar", que será compensado com os prêmios de risco futuros a serem incorridos pela Companhia.

As regras da repactuação estabelecem opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumem o compromisso de pagar um prêmio de risco definido pela Aneel ao longo do prazo do contrato de venda de energia no ACR. Com base no novo patamar de risco definido nos termos da repactuação, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante pago a maior que será compensado com os prêmios de risco calculados a valor presente devidos pela Companhia.

A classificação do montante a ser ressarcido no balanço patrimonial da Companhia tem esta composição: (i) R$ 26 milhões reconhecidos no ativo circulante; e (ii) R$ 197 milhões reconhecidos no ativo não circulante.

10.4 Comentários dos diretores sobre

a. Mudanças significativas nas práticas contábeis

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis da Companhia, nos exercícios encerrados em 31.12.2017, 31.12.2016 e 31.12.2015.

b. Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis da Companhia, nos exercícios encerrados em 31.12.2017, 31.12.2016 e 31.12.2015 e, consequentemente, sem efeitos significativos advindos destas.

c. Ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Não houve ressalva no Relatório dos Auditores Independentes da Companhia relativo às Demonstrações Contábeis dos exercícios findos em 31.12.2017, 31.12.2016 e 31.12.2015.

10.5 Políticas contábeis críticas adotadas pela Companhia, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros

As práticas contábeis críticas são aquelas importantes para demonstrar a condição financeira e os resultados e requerem os julgamentos mais difíceis, subjetivos ou complexos por parte da Administração, frequentemente como resultado da necessidade de se fazer estimativas que têm impacto sobre questões que são inerentemente incertas. À medida que aumenta o número de variáveis e de premissas que afetam a possível solução futura dessas incertezas, esses julgamentos se tornam ainda mais subjetivos e complexos.

Na preparação das demonstrações contábeis, a Companhia adotou determinadas premissas decorrentes de experiência histórica e outros fatores que considera como razoáveis e relevantes.

Ainda que essas estimativas e premissas sejam revistas pela Companhia no curso ordinário dos negócios, a demonstração da sua condição financeira e dos resultados das operações frequentemente requer o uso de julgamentos quanto aos efeitos de questões inerentemente incertas sobre o valor contábil dos seus ativos e dos seus passivos.

Os resultados reais podem ser distintos dos estimados em função de variáveis, de premissas ou de condições diferentes. De modo a proporcionar um entendimento de como a Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, inclusive as variáveis e as premissas utilizadas nas estimativas, incluímos comentários referentes a cada prática contábil crítica descrita a seguir:

a. Instrumentos financeiros derivativos

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos ao valor justo nas demonstrações contábeis. A definição do valor justo dos derivativos da Companhia exige o uso de metodologias de valoração que podem ser complexas e envolve o uso de estimativas de câmbio futuro e de taxas de juros de longo prazo.

b. Vida útil do ativo imobilizado

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam as vidas úteis estimadas dos bens – limitadas ao prazo da concessão ou da autorização das suas usinas, quando aplicável. Entretanto, as vidas úteis reais podem variar com base na atualização tecnológica dos ativos de cada unidade geradora. As vidas úteis dos ativos imobilizados também afetam os testes de recuperação (*impairment)* destes ativos, quando eles são necessários.

c. Teste de redução do valor recuperável dos ativos de longa duração

Existem regras específicas para avaliar a recuperação dos ativos de vida longa, especialmente, os ativos imobilizados. No encerramento do exercício, a Companhia realiza uma análise para determinar se há evidência de que o montante dos ativos de longa duração pode não ser recuperável. Se tal evidência é identificada, a Companhia procede ao teste de avaliação de recuperação dos ativos (*impairment*).

d. Obrigações com benefícios de aposentadoria

A Companhia reconhece suas obrigações com planos de benefícios a empregados e os custos relacionados, líquidos dos ativos do plano, adotando estas práticas: (i) os compromissos futuros decorrentes dos planos de benefício de pensão são descontados ao valor presente com base nas taxas de juros de títulos do Governo Federal com duração média (*duration*) similar à esperada para pagamento dos compromissos futuros projetados; e (ii) os ativos dos planos de pensão são avaliados pelos seus valores de mercado na data do balanço patrimonial.

Nos cálculos atuariais, os consultores atuariais também utilizam fatores subjetivos, como tábuas de mortalidade, estimativas de inflação, de previsão de crescimento salarial, de desligamento e de rotatividade.

As premissas atuariais usadas pela Companhia podem ser diferentes dos resultados reais devido a mudanças nas condições econômicas e de mercado, eventos regulatórios, decisões judiciais ou períodos de vida mais curtos ou longos dos participantes. Entretanto, a Companhia e seus atuários utilizaram premissas consistentes com as análises internas e externas realizadas para a definição das estimativas.

e. Provisões fiscais, cíveis e trabalhistas

São definidas com base em avaliação e qualificação dos riscos cuja probabilidade de perda é considerada provável. Essa avaliação é suportada pelo julgamento e pela experiência da Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, bem como outros aspectos aplicáveis.

10.6 Descrição pelos diretores dos itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia

a. Os ativos e passivos detidos pela Companhia, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items)

b. Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

A Administração da Companhia esclarece que não há ativos e passivos relevantes que não estejam refletidos nas demonstrações contábeis da Companhia nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015.

10.7 Comentários dos diretores em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6

a. Como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras da Companhia;

b. Natureza e o propósito da operação

c. Natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor da Companhia em decorrência da operação

A Administração da Companhia esclarece que não há ativos e passivos relevantes que não estejam refletidos nas demonstrações contábeis da Companhia, nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017, 2016 e 2015.

10.8 Principais elementos do plano de negócios da Companhia:

a. Investimentos:

(i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

A Companhia, ao final do ano de 2017, detinha em andamento, basicamente, as obras dos Complexos Eólicos Campo Largo e Umburanas e da Usina Termelétrica Pampa Sul. Para início em 2018, a Companhia, prevê a realização das obras referentes às linhas de transmissão fruto do Leilão 02/2017, promovido pela Aneel em 15.12.2017, bem como à modernização da Usina Hidrelétrica de Salto Osório. O montante investido, em 2017, foi de R$ 5.538 milhões, sendo R$ 1.674 milhões provenientes de recursos próprios e R$ 3.864 milhões por meio de capital de terceiros.

Os investimentos realizados em 2017 e os previstos para o período de 2018 a 2020, na data-base de 31.12.2017, são estes:

Valores em R$ milhões	Realizado 2017	Previsto 2018	Previsto 2019	Previsto 2020
Financiado com dívida	3.864	2.708	1.130	474
Financiado com capital próprio	1.674	397	(228)	669
	5.538	**3.105**	**902**	**1.143**

O montante previsto financiado com capital próprio em 2019 refere-se à recuperação de valores investidos em períodos anteriores, por meio de captação de dívida.

No ano de 2017, a Companhia investiu R$ 1.738 milhões na construção de novas usinas: (i) R$ 866 milhões – Usina Termelétrica Pampa Sul; (ii) R$ 667 milhões – parques eólicos em construção na região Nordeste no Brasil; e (iii) R$ 205 milhões – Central Fotovoltaica Assú V. Adicionalmente, em 27.09.2017, a Companhia adquiriu por R$ 3.535 milhões as concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, por meio do Leilão de Concessões não Prorrogadas (Leilão 01/2017), promovido pela Aneel. Houve, também, a aquisição de novos projetos eólicos no montante total de R$ 27 milhões.

No mesmo ano, a Companhia investiu R$ 172 milhões em projetos de manutenção e revitalização do seu parque gerador, de forma a manter o alto grau de disponibilidade das usinas. Estes investimentos foram aplicados, principalmente, nas grandes manutenções do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, cujos investimentos totalizaram R$ 72 milhões e em equipamentos gerais na sede da Companhia, no montante de R$ 32 milhões. Adicionalmente, houve investimentos na modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Salto Osório, onde foram investidos R$ 58 milhões e R$ 8 milhões, respectivamente.

Os valores anteriormente mencionados não contemplam a capitalização dos juros sobre os financiamentos durante a fase de construção dos empreendimentos.

Os principais projetos e investimentos previstos para 2018 são: (i) modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório; (ii) a prossecução da construção dos Complexos Eólicos Campo Largo e Umburanas e da Usina Termelétrica Pampa Sul; e (iii) início das obras referentes às linhas de transmissão, fruto do Leilão 002/2017, promovido pela Aneel em 15.12.2017; e (iv) o prosseguimento do programa de revitalização e manutenção do parque gerador da Companhia.

(ii) fontes de financiamento dos investimentos

Os projetos setoriais geralmente possuem financiamento da ordem de 50% a 70% do investimento total. O montante remanescente é coberto com recursos próprios, os quais, usualmente, resultam de aportes de capital da controladora, ENGIE Brasil Energia. A Controladora capta recursos por meio de empréstimos bancários ou emissões junto ao mercado de capital que, usualmente, são destinados aos referidos aportes.

(iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

UTE Charqueadas

Em 25.11.2016 ocorreu o desligamento da Usina Termelétrica Charqueadas, no Rio Grande do Sul, tendo em vista o modelo de negócios da Companhia, na perspectiva de descarbonização, aliada a inviabilidade financeira do negócio. Em dezembro de 2017, a Companhia assinou um contrato de desmobilização da Usina, onde a empresa contratada se responsabilizou por desmontar, retirar, embalar e transportar os ativos da Usina.

Eólicas Beberibe e Pedra do Sal e PCH Areia Branca

Em 31.10.2017, foi concluída a alienação da totalidade das participações societárias da ECP nas subsidiárias Eólica Beberibe S.A., Eólica Pedra do Sal S.A. e Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca S.A., após terem sido atingidas todas as condições precedentes previstas no contrato de compra e venda de ações. As Usinas alienadas possuem capacidade instalada total de 63,4 MW e capacidade comercial total de 23,9 MW médios. O ganho de capital auferido na venda dos ativos foi de R$ 57 milhões.

Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e UTE Pampa Sul

Em 13.12.2017, a Companhia comunicou a seus acionistas e ao mercado em geral que concedeu direito de exclusividade a ContourGlobal para a realização de *due diligence* acerca da alienação do Complexo Termoelétrico Jorge Lacerda, bem como do Complexo Termoelétrico Pampa Sul, composto pela usina em construção e pelo projeto em desenvolvimento denominados Usina Termelétrica Pampa Sul e Pampa Sul 2, respectivamente. Os termos e condições da transação, caso as negociações sejam bem sucedidas, estarão ainda sujeitos à aprovação da administração e dos acionistas da Companhia, bem como à aprovação das autoridades governamentais aplicáveis.

UTE William Arjona

Ato contínuo ao acordo judicial estabelecido com o fornecedor de gás natural da Usina Termelétrica William Arjona em ação na qual se discutia a diferença do preço do combustível fornecido no período entre setembro de 2014 e junho de 2017, a Companhia solicitou junto à Aneel a suspensão da operação da Usina, derivada da inviabilidade econômica. Tal solicitação foi atendida por meio do despacho nº 2.638 SFG/Aneel, de 24 de agosto de 2017. Assim, ao final do ano, a Usina se encontrava indisponível a despacho pelo Operador. Em 20.02.2018, a Aneel concedeu a revogação da autorização da outorga da Usina, conforme pleiteado pela Companhia.

b. Aquisições já divulgadas de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

Em consonância com o modelo de negócios do Grupo Econômico ENGIE no Brasil, a controladora ENGIE Participações participa dos leilões e desenvolve os projetos hidrelétricos, mitiga os principais riscos, e então transfere os projetos para a ENGIE Brasil Energia. O momento da transferência é determinado pelo estágio do perfil de risco de cada projeto.

Nesse contexto, a ENGIE Participações, por meio da controlada Energia Sustentável do Brasil, inaugurou a UHE Jirau em dezembro de 2016, em Porto Velho, estado de Rondônia (RO), com potência instalada de 3.750 MW – já contemplando a ampliação do projeto da Usina para 50 unidades geradoras – na qual a ENGIE detém participação de 40%.

Em 2017, a ENGIE Participações deu sequência ao processo de avaliação da transferência dessa participação para a Companhia. Esse processo deverá ter continuidade em 2018, com o envolvimento do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas. O Banco Itaú BBA foi contratado pela ENGIE Participações para a prestação de serviços de assessoria financeira na preparação de estudo econômico-financeiro para elaboração de proposta de transferência.

c. Novos produtos e serviços

(i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

Não aplicável.

(ii) montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável.

(iii) projetos em desenvolvimento já divulgados

Não aplicável.

(iv) montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

Não aplicável.

Cabe mencionar que a ENGIE Brasil Energia, na condição de empresa geradora de energia elétrica autorizada à produção independente, e conforme a Lei nº 9.991/2010, e suas alterações posteriores, está obrigada a aplicar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida ajustada em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

Os referidos recursos têm esta destinação: (i) 40% ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT); (ii) 40% a projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) desenvolvidos pela Companhia, segundo regulamentos estabelecidos pela Aneel; e (iii) 20% ao Ministério de Minas e Energia (MME), a fim de custear, principalmente, os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético brasileiro.

No final do ano de 2017, a Companhia e suas controladas tinham saldo de R$ 86 milhões para investimentos em projetos próprios, dos quais R$ 47 milhões estão relacionados a projetos de P&D já em execução.

Parte substancial do valor já está comprometido e refere-se aos projetos de pesquisa e desenvolvimento direcionados: (i) ao desenvolvimento e certificação de um aerogerador com tecnologia nacional e potência nominal de 3,3 MW, em parceria com a empresa WEG S.A; e (ii) à exploração de todos os possíveis papéis que um sistema de armazenamento de energia pode desempenhar, incluindo avaliação de sistemas utilizando baterias eletroquímicas em aplicações centralizadas de grande porte, aplicações em geração distribuída de médio e pequeno porte e aplicações em veículos elétricos de transporte individual e coletivo, tendo como parceiros a Universidade Federal de Santa Catarina e a Guascor do Brasil Ltda. (grupo Siemens). Estima-se investimentos totais de cerca de R$ 201 milhões e R$ 25 milhões para cada projeto acima mencionado, dos quais aproximadamente R$ 84 milhões e 19 milhões, respectivamente, serão financiados com recursos de P&D oriundos da Companhia e Controladas.

O Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Companhia visa à inovação tecnológica no setor energético e a capacitação técnico-científica de pesquisadores brasileiros, abrangendo temas de investimento, tais como: fontes alternativas de geração de energia elétrica, gestão de bacias e reservatórios, meio ambiente, manutenção e eficiência energética, entre outros.

10.9 Comentar sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção

Não há outros fatores que influenciem de maneira relevante o desempenho operacional da Companhia que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens.

ANEXO II – PROPOSTA DE DESTINAÇÃO DO LUCRO

Artigo 9ª ICVM 481/09 – Parágrafo único, Inciso II – Proposta de destinação do lucro líquido do exercício que contenha, no mínimo, as informações indicadas no anexo 9-1-II da ICVM 481/09:

Destinação do lucro líquido do exercício

1) Informar o lucro líquido do exercício	R$ 2.003 milhões (controladora)
2.a) Informar o montante global dos dividendos, incluindo dividendos antecipados e juros sobre capital próprio já declarados	R$ 2.000 milhões
2.b) Informar o valor por ação dos dividendos, incluindo dividendos antecipados e juros sobre capital próprio já declarados	R$ 3,0642635985 por ação ordinária
3) Informar o percentual sobre o lucro líquido do exercício distribuído	100% do lucro líquido distribuível ajustado[4]
4) Informar o montante global e o valor por ação de dividendos distribuídos com base em lucro de exercícios anteriores	Não aplicável
5) Informar, deduzidos os dividendos antecipados e juros sobre capital próprio já declarados:	
a) O valor bruto de dividendos e juros sobre capital próprio, de forma segregada, por ação de cada espécie e classe	R$ 637 milhões, correspondentes a R$ 0,9755096548 por ação ordinária
b) A forma e o prazo de pagamento dos dividendos e juros sobre capital próprio	A ser submetido à aprovação da Assembleia Geral Ordinária (AGO) no dia 11.04.2018

[4]Lucro Líquido distribuível ajustado corresponde ao lucro líquido do exercício, deduzido da Reserva Legal, quando aplicável, e da Reserva de Incentivos Fiscais e ajustado pela Realização do Ajuste de Avaliação Patrimonial (custo atribuído do ativo imobilizado, conforme orientação estabelecida no CPC 27 e ICPC 10), reconhecidas na conta "Lucros Acumulados".

c) Eventual incidência de atualização e juros sobre dividendos e juros sobre capital próprio	Não aplicável
d) Data da declaração de pagamento dos dividendos e juros sobre capital próprio considerada para identificação dos acionistas que terão direito ao seu recebimento	A data da declaração de pagamento dos dividendos será definida na AGO

6) Caso tenha havido declaração de dividendos ou juros sobre capital próprio com base em lucros apurados em balanços semestrais ou em períodos menores

a) Informar o montante dos dividendos ou juros sobre capital próprio já declarados	R$ 939 milhões de dividendos intercalares e R$ 424 milhões de crédito de juros sobre o capital próprio
b) Informar a data dos respectivos pagamentos	O início de pagamento dos dividendos intercalares ocorreu em 10.01.2018 e dos juros sobre o capital próprio ocorrerá em 27.03.2018.

7) Fornecer tabela comparativa indicando os seguintes valores por ação de cada espécie e classe:

a) Lucro líquido do exercício e dos 3 exercícios anteriores	2017 = R$ 3,0692234702 2016 = R$ 2,3704662348 2015 = R$ 2,2985989077
b) Dividendo e juros sobre capital próprio distribuído nos últimos 3 exercícios	2017 = R$ 3,0642635985 2016 = R$ 2,2786046398 2015 = R$ 1,2788764646

8) Havendo destinação de lucros à reserva legal

a) Identificar o montante destinado à reserva legal	Não aplicável, pois o montante constituído já

	atingiu o limite legal de 20% sobre o capital social integralizado.
b) Detalhar a forma de cálculo da reserva legal	Não aplicável para 2017. Quando aplicável, corresponde a 5% do lucro líquido do exercício.
9) Caso a companhia possua ações preferenciais com direito a dividendos fixos mínimos	Não aplicável

10) Em relação ao dividendo obrigatório	
a) Descrever a forma de cálculo prevista no estatuto	O estatuto social da companhia prevê que em cada exercício será obrigatória a distribuição de um dividendo não inferior a 30% (trinta por cento) do lucro líquido, ajustado nos termos da lei, devendo a destinação do resultado integral do exercício ser submetida à deliberação da Assembleia Geral. - A Companhia levantará balanço semestral podendo, o Conselho de Administração, declarar dividendos intercalares com base nele. - A Companhia poderá levantar balanço e distribuir dividendos intercalares em períodos menores, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre do exercício social não exceda o montante das reservas de capital de que trata o §1.º do artigo 182 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976. - O Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral. - A Companhia, mediante deliberação do Conselho de Administração, poderá creditar ou pagar aos acionistas juros remuneratórios sobre o capital próprio, observando, para tanto, a legislação aplicável. As importâncias pagas ou creditadas pela Companhia a título de juros sobre o capital próprio poderão ser imputadas, nos termos da legislação aplicável, ao valor dos dividendos obrigatórios.

	- Prescreve em 3 (três) anos a ação para pleitear dividendos, os quais, não reclamados oportunamente, reverterão em benefício da Companhia.
b) Informar se ele está sendo pago integralmente	Sim
c) Informar o montante eventualmente retido	Não aplicável

11) Havendo retenção do dividendo obrigatório devido à situação financeira da companhia	
a) Informar montante da retenção	Não aplicável
b) Descrever, pormenorizadamente, a situação financeira da companhia, abordando, inclusive, aspectos relacionados à análise de liquidez, ao capital de giro e fluxos de caixa positivos	Não aplicável
c) Justificar a retenção dos dividendos	Não aplicável

12) Havendo destinação do resultado para reserva de contingências	
a) Identificar o montante destinado à reserva	Não aplicável
b) Identificar a perda considerada provável e sua causa	Não aplicável
c) Explicar porque a perda foi considerada provável	Não aplicável
d) Justificar a constituição da reserva	Não aplicável

13) Havendo destinação do resultado para reserva de lucros a realizar	
a) Informar o montante destinado à reserva de lucros a realizar	Não aplicável
b) Informar a natureza dos lucros não-realizados que deram origem à reserva	Não aplicável

14) Havendo destinação do resultado para reservas estatutárias	
a) Descrever as cláusulas estatutárias que estabeleceram a reserva	Não aplicável
b) Identificar o montante destinado à reserva	Não aplicável
c) Descrever como o montante foi calculado	Não aplicável

15) Havendo retenção de lucros prevista em orçamento de capital	
a) Identificar o montante da retenção	Não aplicável
b) Fornecer cópia do orçamento de capital	Não aplicável

16) Havendo destinação de resultado para a reserva de incentivos fiscais	
a) Informar o montante destinado à reserva	R$ 38 milhões
b) Explicar a natureza da destinação	A reserva é constituída mediante destinação da parcela do resultado do exercício equivalente ao benefício fiscal concedido pela Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) e pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene). Esse benefício corresponde à redução de 75% no imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração das atividades desenvolvidas pelas usinas detentoras do benefício.

17) Havendo destinação de resultado para aumento de capital social	
a) Informar o valor do aumento	Não aplicável

b) Informar o valor do novo capital social	Não aplicável
c) Informar se houve emissão de novas ações	Não aplicável
d) Explicar, pormenorizadamente, as razões do aumento de capital social	Não aplicável

12.5/6 Composição e experiência profissional do conselho de administração e do conselho fiscal

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO (candidatos indicados para compor a chapa)

Nome	Data de nascimento	Órgão administração	Data da eleição	Membro independente
CPF ou Passaporte	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Indicado pelo controlador
Outros cargos ou funções exercidos		Número de mandatos consecutivos	Prazo mandato	Participação nas reuniões do C.A. de 2016
Maurício Stolle Bähr	**17.09.1957**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**11.04.2018**	**Não**
748.528.847-49	Engenheiro	20 - Presidente do Conselho de Administração	11.04.2018	Sim
Membro do Comitê Estratégico		14 (quatorze)	AGO 2020	100%
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	**14.01.1948**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**11.04.2018**	**Não**
EK083845	Engenheiro	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	11.04.2018	Sim
Membro do Comitê Estratégico		11 (onze)	AGO 2020	18%
Manoel Arlindo Zaroni Torres	**18.12.1949**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**11.04.2018**	**Não**
115.116.056-34	Engenheiro	21 – Vice-Presidente Cons. de Administração	11.04.2018	Sim
-		13 (treze)	AGO 2020	91%
Pierre Jean Bernard Guiollot	**21.04.1968**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**11.04.2018**	**Não**
12CE76848	Administrador	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	11.04.2018	Sim
Membro do Comitê Estratégico		2 (dois)	AGO 2020	0%
Paulo Jorge Tavares Almirante	**24.08.1964**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**11.04.2018**	**Não**
M619074	Engenheiro	22 – Conselho de Administração (Efetivo)	11.04.2018	Sim
Membro do Comitê Estratégico		2 (dois)	AGO 2020	9%
Claude Emile Jean Turbet	**14.08.1958**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**11.04.2018**	**Não**
16AI14529	Engenheiro	22 – Conselho de Administração (Efetivo)	11.04.2018	Sim
Membro do Comitê Estratégico		0 (zero)	AGO 2020	-

Nome	Data de nascimento	Órgão administração	Data da eleição	Membro independente
CPF ou Passaporte	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Indicado pelo controlador
Outros cargos ou funções exercidos		Número de mandatos consecutivos	Prazo mandato	Participação nas reuniões do C.A. de 2016
Paulo de Resende Salgado	**02.07.1945**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**11.04.2018**	**Sim**
161.008.917-00	Economista	27 – Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	11.04.2018	Sim
-		0 (zero)	AGO 2020	-
Roberto Henrique Tejada Vencato	**14.10.1964**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**11.04.2018**	**Não**
412.103.280-20	Eletricitário	22 - Conselho de Administração (Efetivo)	11.04.2018	Não
Membro do Comitê de Sustentabilidade		6 (seis)	AGO 2020	73%
José Pais Rangel	**09.09.1940**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**11.04.2018**	**Sim**
239.775.667-68	Advogado	27 – Conselho de Adm. Independente (Efetivo)	11.04.2018	Não
-		7 (sete)	AGO 2020	100%
Natacha Herero Et Guichard Marly	**02.08.1971**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**11.04.2018**	**Não**
063.612.577-70	Advogada	23 - Conselho de Administração (Suplente)	11.04.2018	Sim
-		0 (zero)	AGO 2020	0%
Gil de Methodio Maranhão Neto	**18.01.1963**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**11.04.2018**	**Não**
734.574.937-15	Administrador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	11.04.2018	Sim
-		7 (sete)	AGO 2020	64%
Karin Koogan Breitman	**18.04.1969**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**11.04.2018**	**Não**
375.914.877-87	Engenheira	23 - Conselho de Administração (Suplente)	11.04.2018	Sim
-		0 (zero)	AGO 2020	-
Simone Cristina de Paola Barbieri	**14.03.1971**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**11.04.2018**	**Não**
149.142.418-46	Psicóloga	23 - Conselho de Administração (Suplente)	11.04.2018	Sim
-		2 (dois)	AGO 2020	73%
Raphael Vincent Philippe Barreau	**20.12.1975**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**11.04.2018**	**Não**
064.169.627-21	Administrador	23 - Conselho de Administração (Suplente)	11.04.2018	Sim
-		0 (zero)	AGO 2020	-

Nome	Data de nascimento	Órgão administração	Data da eleição	Membro independente
CPF ou Passaporte	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Indicado pelo controlador
Outros cargos ou funções exercidos		Número de mandatos consecutivos	Prazo mandato	Participação nas reuniões do C.A. de 2016
Leonardo Augusto Serpa	**07.01.1980**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**11.04.2018**	**Não**
026.127.629-81	Engenheiro	23 - Conselho de Administração (Suplente)	11.04.2018	Sim
-		0 (zero)	AGO 2020	-
Antonio Alberto Gouvêa Vieira	**31.08.1955**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**11.04.2018**	**Sim**
338.907.227-68	Advogado	28 - Conselho de Administração Independente (Suplente)	11.04.2018	Sim
-		7 (sete)	AGO 2020	55%
Luiz Antônio Barbosa	**26.05.1956**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**11.04.2018**	**Sim**
343.757.249-00	Eletricitário	28 - Conselho de Administração Independente (Suplente)	11.04.2018	Não
-		14 (quatorze)	AGO 2020	27%
José João Abdalla Filho	**30.05.1945**	**Pertence apenas ao Conselho de Administração**	**11.04.2018**	**Sim**
245.730.788-00	Banqueiro	28 - Conselho de Administração Independente (Suplente)	11.04.2018	Não
-		4 (quatro)	AGO 2020	-

CONSELHO FISCAL (candidatos indicados para compor a chapa)

Nome	Data de nascimento	Órgão administração	Data da eleição	Membro independente
CPF ou Passaporte	Profissão	Cargo eletivo ocupado	Data de posse	Indicado pelo controlador
Outros cargos ou funções exercidos		Número de mandatos consecutivos	Prazo mandato	Participação nas reuniões do C.F. de 2016
Carla Carvalho de Carvalho	**18.12.1965**	**Conselho Fiscal**	**11.04.2018**	**Não**
863.499.377-91	Advogada	40 - Presidente do C.F. – Indicado pelo controlador	11.04.2018	Sim
-		0 (zero)	AGO 2019	-
Carlos Guerreiro Pinto	**17.06.1942**	**Conselho Fiscal**	**11.04.2018**	**Não**
047.615.457-04	Administrador	43 - C.F.(Efetivo) - Indicado pelo controlador	11.04.2018	Sim
-		10 (dez)	AGO 2019	100%
Manoel Eduardo Lima Lopes	**07.07.1943**	**Conselho Fiscal**	**11.04.2018**	**Sim**
046.227.237-00	Contador	45 - C.F.(Suplente) – Eleito p/ Minor. Ordinaristas	11.04.2018	Não
-		15 (quinze)	AGO 2019	100%
Waltamir Barreiros	**04.08.1953**	**Conselho Fiscal**	**11.04.2018**	**Não**
242.690.507-72	Contador	46 - C.F.(Suplente) - Indicado pelo controlador	11.04.2018	Sim
-		0 (zero)	AGO 2019	-
Manoel Eduardo Bouzan de Almeida	**03.04.1952**	**Conselho Fiscal**	**11.04.2018**	**Não**
269.006.377-87	Contador	46 - C.F.(Suplente) - Indicado pelo controlador	11.04.2018	Sim
-		14 (quatorze)	AGO 2019	-
Ailton Pinto Siqueira	**03.08.1939**	**Conselho Fiscal**	**11.04.2018**	**Sim**
006.936.346-34	Banqueiro	48 - C.F.(Suplente) - Eleito p/ Minor. Ordinaristas	11.04.2018	Não
-		15 (quinze)	AGO 2019	-

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr - 748.528.847-49

Nascido em 17.09.1957, é formado em Engenharia Mecânica pela Universidade Gama Filho (RJ) e em Análise de Sistemas pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Concluiu MBA pela COPPEAD - Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), e Corporate Finance pela Universidade de Berkeley, nos Estados Unidos da América (EUA). Foi Diretor Financeiro da Serra da Mesa Energia S.A. e Diretor Financeiro da Nacional Energética S.A. Atualmente é Diretor Presidente da ENGIE Brasil Participações Ltda., Presidente do Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia e Presidente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert – EK083845

Nascido em 14.01.1948, é Engenheiro Mecânico e Eletricista formado pela Universidade de Ghent (Bélgica). Participou do Programa de Gerenciamento CEDEP em Fontainebleau, na França. Foi CEO da GDF SUEZ Energy International, Presidente da GDF SUEZ Energy North America Inc., Diretor da Glow Energy, empresa pública sediada na Tailândia, Diretor e Presidente do Conselho de Administração da International Power S.A. , Diretor da Electrabel, Diretor da Tractebel Engineering, Diretor da Gaselys (França) e Diretor da Célizan (França). Atualmente é: (i) Vice-Presidente executivo da ENGIE S.A. , comandando a divisão Energy Europe do grupo; (ii) membro do comitê executivo e do comitê administrativo da ENGIE; e (iii) CEO da Electrabel , além de integrar o Comitê Estratégico e o Conselho de Administração da Companhia.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Manoel Arlindo Zaroni Torres - 115.116.056-34

Nascido em 18.12.1949, é Engenheiro Eletricista formado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (MG) e Especialista em Administração Geral pelo CEDEP, associado ao INSEAD, em Fontainebleau, na França. Em 2015, participou do *"Leading from the Chair" programme* – INSEAD – França. De 1973 a 1998, trabalhou em Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), e em 1998, passou a integrar a diretoria da ENGIE Brasil Energia S.A., quando atuou como Diretor de Operação. De 1999 a 2016 exerceu o cargo de Diretor Presidente da Companhia e de algumas Sociedades de Propósitos Específicos (SPE) controladas pela Companhia. Foi membro do Conselho de Administração da Itá Energética S.A. e da Eternit; presidente do Conselho Plenário do Comitê Gestor do Consórcio Machadinho; e membro do Conselho Superior de Formulação Estratégica da Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina – FIESC. Atualmente é membro do Conselho de Administração da Companhia e da Energia Sustentável do Brasil.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Pierre Jean Bernard Guiollot - 12CE76848

Nascido em 21.04.1968, graduado em Serviços Públicos pela Sciences Po Paris. No período de 2008 a 2012 exerceu o cargo de gerente de contabilidade da ENGIE S.A.. Em 2013 passou a exercer o cargo de Diretor Financeiro da divisão de energia internacional da ENGIE S.A. e desde 2014 é membro do Conselho de Administração da Glow Energy PCL.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Paulo Jorge Tavares Almirante

Nascido em 24.08.1964, é engenheiro com mestrado em engenharia mecânica pela Universidade Técnica de Lisboa, diplomado em estudos de gestão pela Universidade Católica de Lisboa e participou do programa global de desenvolvimento de liderança da London Business School. Possui mais de 25 anos de experiência nos setores de energia elétrica e de gás. De 2004 a 2013 foi diretor da International Power PLC para a região da Ibéria, responsável pela gestão executiva dos negócios em Portugal e Espanha e de 2013 a início de 2016 foi presidente da TrustEnergy, responsável pela gestão executiva dos negócios da ENGIE Europa em Portugal, e diretor executivo da Portgás, concessionária para implantação de rede de gás natural em 29 municípios portugueses. Atualmente exerce os cargos de Presidente Executivo da Unidade de Negócios de Geração na Europa e Vice-Presidente do Comitê Executivo, ambos na ENGIE. Ainda, foi membro do comitê consultivo regulador de energia de Portugal e é vice-presidente da associação portuguesa de indústria de energia elétrica.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Claude Emile Jean Turbet

Nascido em 14/08/1958, engenheiro formado na École Centrale Paris, fez a maior parte de sua carreira no Grupo ENGIE, dedicando os primeiros anos de sua carreira a P&D em atividades de gás. Entre 1990 e 2008, ocupou vários cargos como diretor de centro de lucro, diretor técnico e diretor de projetos em serviços de energia. Entre 2008 e 2012, foi vice-presidente executivo da Cofely France e contribuiu para a criação desta empresa, líder em soluções de eficiência energética para clientes B2B. Em janeiro de 2016, foi nomeado como Diretor de Soluções para Empresas (métier BtoB).

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Paulo de Resende Salgado - 161.008.917-00

Nascido em 02.07.1945, é formado em Ciências Econômicas pela Universidade Cândido Mendes do Rio de Janeiro, possui pós-graduação pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) em Executivo Financeiro, MBA Programa de Desenvolvimento Gerencial e Capital Market FGV-AID-EUA. Foi Vice-Presidente Presidente do Citibank, Superintendente de Investimento no Banco Econômico de Investimentos S.A., Diretor de Underwriting e Privatização no Banco Nacional S.A., onde participou do projeto de privatização da Light e da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN). Atuou, também, como Diretor da Nacional Energética S.A. e da IVEN S.A, e como Diretor Financeiro da Nacional Energética S.A.; como Consultor Econômico da Agenda Corretora de Câmbio e Valores Mobiliários Ltda.; e como membro do Conselho Fiscal da Companhia.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Roberto Henrique Tejada Vencato - 412.103.280-20

Nascido em 14.10.1964, é formado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica de Porto Alegre. Admitido na Eletrosul em junho de 1984, na área de operação, passando a atuar, posteriormente, na área administrativa, lotado na Usina Termelétrica Charqueadas. Exerceu o mandato de Conselheiro Fiscal na PREVIG Sociedade de Previdência Complementar. É Dirigente Sindical liberado para tratar das questões da categoria desde 1990.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

José Pais Rangel - 239.775.667-68

Nascido em 09.09.1940, é formado em Direito pela Faculdade Cândido Mendes (RJ), possui licenciatura em Direito e Legislação/Habilitação de Magistério pela Faculdade Niteroiense de Formação de Professores. Possui curso de Mercado de Capitais nos EUA (Convênio Banco Central do Brasil / USAID – 1977) e fez estágio (i) no Departamento do Tesouro dos EUA; (ii) Bolsa de Valores de Nova York e; (iii) Bolsa de Mercadorias de Chicago. É Diretor Vice-Presidente do Banco Clássico S.A.; membro do Conselho de Administração da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG; membro do Conselho de Administração da Kepler Weber S.A.; Gestor de Fundos de Investimento, credenciado pela CVM e membro do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais, Cemig Distribuição S.A., e Cemig Geração e Transmissão S.A. e membro do Conselho de Administração da Companhia. Ainda, foi fundador e membro do Conselho de Curadores da Fundação Banco Central de Previdência Privada (CENTRUS); coordenador do Programa de Desestatização de empresas de capital aberto controladas pelo Banco Central do Brasil; Presidente do Conselho de Administração da Companhia América Fabril; membro titular do Conselho de Administração da Companhia Fábrica de Tecidos Dona Isabel; e Presidente da Companhia Nacional de Tecidos Nova América.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Natacha Herrero Et Guichard Marly - 063.612.577-70

Nascida em 02.08.1971, é advogada formada pela Universidade de Madrid, mestre em direito financeiro pela ESCP (Ecole Supérieure de Commerce de Paris) e em direito europeu, societário e tributação pela Universidade de Pau e curso em direito internacional pela Universidade de Estocolmo. Ingressou no Grupo ENGIE em 2002. Foi vice conselheira geral da ENGIE, responsável por todas as questões legais do grupo em Marrocos e diretoria jurídica do grupo ENGIE no Oriente Médio. No período de 2012 a 2015 foi membro do Conselho de Administração da SAFI Energy Company, sociedade de propósito específico para implantação de uma usina de geração de energia elétrica localizada no sul de Marrocos e no mesmo período de exerceu o cargo de secretária da International Power Al Magrib, companhia responsável por todas as atividades de ENGIE no Norte da África e de Tarec, sociedade responsável pela operação de um parque eólico na região de Tarfaya. Atualmente exerce o cargo de Conselheira Geral e Diretora de Ética da ENGIE Brasil. Ainda, em 2015 foi membro do Conselho de Administração do CAS (Casablanca American School), organização sem fins lucrativos, com atuação na área de educação no norte da África.

A indicada está apta a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Gil de Methodio Maranhão Neto - 734.574.937-15

Nascido em 18.01.1963, é Engenheiro Civil formado pela Veiga de Almeida, possui MBA em finanças pelo IBMEC. Atuou nas áreas de Mercado de Capitais (administração de fundos de ações e underwriting) e comercial (Fundos de Pensão) no Banco Nacional S.A. No período 1994 a 1996 trabalhou na Nacional Energética, na construção da Hidrelétrica Serra da Mesa. Desde 1996 no Grupo ENGIE, onde atuou como Gerente Delegado, Diretor de Construção da ENGIE Brasil Energia S.A. (Hidrelétricas Itá e Machadinho e Termelétrica William Arjona), e Diretor de Desenvolvimento de Negócios. Atualmente é Diretor de Estratégia, Comunicações e Responsabilidade Social Corporativa, membro do Comitê Executivo do Grupo no Brasil e membro suplente do Conselho de Administração da Energia Sustentável do Brasil S.A.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Karien Koogan Breitman – 375.914.877-87

Nascida em 18.04.1969, formada em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Mestre em Engenharia de Software pela Universidade Federal do Rio de Janeiro e Doutora em Ciências da Computação pela Pontifica Universidade Católica do Rio de Janeiro. Ao longo de sua carreira, foi professora de Ciência da Computação na PUC-Rio, onde liderou projetos em conjunto com a NASA, HP, IBM e Microsoft. Mais tarde, ela se juntou à EMC e atuou como vice-presidente e cientista-chefe por um período de quatro anos. Autora de mais de cem patentes combinadas (Microsoft, EMC e Dell), livros e artigos científicos. Atualmente atua no Conselho de Profissionais da ACM, PMI-RJ e no Conselho do Grupo Editorial Nacional. É consultora da Comissão Europeia e do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação e ocupa o cargo de Diretora na Rio Tinto.

A indicada está apta a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Simone Cristina De Paola Barbieri – 149.142.418-46

Nascida em 14.03.1971, formada em Psicologia pela Universidade de São Paulo (USP), possui MBA Executivo em Administração Global – SOCIESC e Universidade Lusófona de Lisboa e ICC International Coaching Certification pela Iluminatta Brasil. De 2004 a 2015 foi Coordenadora de RH na ENGIE Brasil Energia S.A., tendo estruturado o programa de sucessão e preparação de potenciais, atuado em processos de desenvolvimento de lideranças, gestão do clima, gestão de desempenho e demais processos relacionados ao desenvolvimento de pessoas. Anteriormente, foi Consultora de RH na Roland Berger Human Resources, atuando em assessment e desenvolvimento de executivos. Atualmente é Diretora de Recursos Humanos na ENGIE Brasil Participações Ltda., responsável pela gestão de RH e Saúde & Segurança, respondendo pela gestão cultural e da mudança, além do alinhamento das práticas de RH nas diversas entidades que compõem a BU Brasil.

A indicada está apta a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Raphael Vincent Philippe Barreau – 064.169.627-21

Nascido em 20.12.1975, formado em Administração e Mestre de Administração de Negócios pela FUNDP Bélgica. De 2008 a 2013 foi Vice-Presidente de Desenvolvimento de Negócios da ENGIE no Oriente Médio. De 2013 a 2017 foi Diretor de Desenvolvimento de Negócios da ENGIE no México. Atualmente é Diretor não estatutário da ENGIE Brasil Participações Ltda., responsável pela área de Aquisições, Investimentos e Assessoria Financeira.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Leonardo Augusto Serpa – 026.127.629-81

Nascido em 07.01.1980, formado em Engenharia Eletricista pela Universidade Federal do Estado de Santa Catarina - UFSC, com mestrado pela UFSC, PhD pela Universidade Técnica da Suíça em Zurique e MBA pela Cass Business School, Londres. No período de junho de 2010 a abril de 2016 atou na ABB, ocupando diversos cargos gerenciais na atividade de produtos elétricos eletrônicos e serviços. Desde maio de 2016 exerce o cargo Diretor Presidente das sociedades do Grupo ENGIE na área de serviços de energia. Ainda ocupa o cargo de Presidente do Conselho de Administração da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A.

A indicada está apta a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Antonio Alberto Gouvêa Vieira - 338.907.227-68

Nascido em 31.08.1955, é formado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica (PUC) do Rio de Janeiro, cursou pós-graduação em Administração de Empresas pela mesma universidade. Sócio do Gouvêa Vieira Advocacia, participou nos Conselhos de Administração das empresas Companhia Vidraria Santa Marina (Saint Gobain), de 1992 a 2003; Alcatel Telecomunicações S.A., de 1990 a 2002; Eternit S.A., de 1996 a 2000; Telesp Celular Participações S.A., de 1998 a 2001; e Acesita S.A. (ArcelorMittal Inox Brasil), de 1999 a 2008, do Conselho Fiscal da Companhia de Bebidas das Américas (Ambev), de 2000 a 2001, Presidente do Conselho Consultivo do Banco Calyon Brasil S.A., de 2000 a 2007, e atualmente integra a diretoria executiva da Pubas S.A. e é membro do Conselho de Administração da (i) Leroy Merlin Cia. Brasileira de Bricolagem, desde 1996; (ii) da Boa Esperança S.A.; e (iii) da Sociedade Francesa e Brasileira de Ensino – Lycée Molière.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Luiz Antônio Barbosa - 343.757.249-00

Nascido em 26.05.1956, é Eletricitário. Foi diretor da Associação dos Empregados da Eletrosul, a ASES, e delegado na Associação dos Profissionais da Eletrosul (APROSUL). É Diretor do Sindicato dos Eletricitários do Sul do Estado de Santa Catarina (SINTRESC). É membro suplente do Conselho de Administração da Companhia eleito pelos empregados.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

José João Abdalla Filho - 245.730.788-00

Nascido em 30.05.1945, é formado em Ciências Econômicas na Universidade Mackenzie. Diretor Presidente e acionista controlador do Banco Clássico S.A.; membro suplente do Conselho de Administração da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – CEG; Diretor-Presidente da Dinâmica Energia S.A.; Diretor-Presidente da Social S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial; membro suplente do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais, Cemig Distribuição S.A., Cemig Geração e Transmissão S.A. e da Companhia.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

CONSELHO FISCAL

Carla Carvalho de Carvalho - 863.499.377-91

Nascida em 18.12.1965, Advogada, formada pela Universidade Federal Fluminense - UFF, Pós-graduada em Direito Tributário pela Universidade Estácio de Sá; MBA Executivo pela COPPEAD-UFRJ e Pós-graduada em Direito Civil pela Escola Superior de Advocacia da OAB/RJ. Foi assessora das Áreas de Mercado Financeiro, Mercado de Capitais e Corporate Finance do Banco Nacional S.A.; assessora da Controladoria do Banco Boa Vista; assessora jurídica da Serra da Mesa Energia S.A. na implantação da UHE Serra da Mesa; e Superintendente Jurídica da GDF Suez Energy Brasil Ltda. e foi membro do Comitê de Meio Ambiente da Câmara França Brasil.

A indicada está apta a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Carlos Guerreiro Pinto - 047.615.457-04

Nascido em 17.06.1942, é formado em Administração de Empresas pela Sociedade Unificada de Ensino Superior Augusto Motta (SUAM), é Pós-Graduado em Administração de Empresas pelo Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPEAD), concluiu Curso de Gerência Financeira pelo Centro de Treinamento do Citibank N.A. e é certificado em Parceria para o Desenvolvimento Empresarial pela Fundação Dom Cabral. Foi responsável pela estruturação da área de Open Market do Banco Nacional, sendo também designado Diretor da Área de Risco de Negócios. Adicionalmente, atuou como Presidente da Sinal Corretora de Valores. Exerceu as funções de Diretor Fiscal, nomeado pela Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS), reguladora das empresas de planos privados de saúde, no período de março/2010 a novembro/2011, como auditor nas operadoras colocadas em regime especial de Direção Fiscal. Atualmente é Consultor Convidado da Fundação Getúlio Vargas, prestando serviços de consultoria em Gestão no Instituto Estadual do Ambiente – INEA e na SEA – Secretaria Estadual do Ambiente do Estado do Rio de Janeiro.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Manoel Eduardo Lima Lopes - 046.227.237-00

Nascido em 07.07.1943, é formado em Ciências Contábeis e Direito pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Foi Auditor Geral e Superintendente de Contabilidade e Controle no Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. (BANERJ), consultor e diretor do Banco Clássico S.A. e Gerente de Controle da IRB – Brasil Resseguros S.A. Atualmente, é diretor do Banco Clássico S.A. e membro suplente do Conselho Fiscal da Companhia do Gás do Rio de Janeiro.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Waltamir Barreiros - 242.690.507-72

Nascido em 04.08.1953, é formado em Ciências Contábeis pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e pós-graduado em Auditoria pela UFSC. É membro e Diretor Financeiro da Academia Catarinense de Ciências Contábeis. Trabalhou na Eletrosul – Centrais Elétricas S.A. de março de 1975 a dezembro de 1997, em diversas funções na área contábil/tributária e no cargo de Gerente do Departamento de Contabilidade. Foi Gerente do Departamento de Contabilidade da Tractebel Energia S.A. (atualmente, ENGIE Brasil Energia S.A.), de dezembro de 1997 a maio de 2005, e Gerente do Departamento de Governança Tributária, de maio de 2005 a abril de 2014. Foi professor do Departamento de Ciências Contábeis da UFSC, em regime 20 horas, de agosto de 1985 a fevereiro de 2015. Foi Conselheiro Titular do Conselho Administrativo de Recursos Fiscais – CARF, de setembro de 2015 a agosto de 2016. Foi membro Titular do Conselho Fiscal da Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social – ELOS, do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL e da Associação Brasileira de Concessionárias de Energia – ABCE. É presidente do Conselho Fiscal da Energia Sustentável do Brasil, desde maio de 2008. É membro da Câmara de Assuntos Tributários e Legislativos da FIESC.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Manoel Eduardo Bouzan de Almeida - 269.006.377-87

Nascido em 03.04.1952, é Bacharel em Ciências Contábeis, formado em 1978 na Faculdades Integradas Simonsen, no Rio de Janeiro. Trabalhou no ramo da indústria de 1969 a junho de 1995 exercendo diversas funções administrativas, chegando ao cargo de gerente administrativo e contábil. No segundo semestre de 1995 foi convidado para exercer as funções de contador no projeto energético de Serra da Mesa, da empresa Serra da Mesa S.A., permanecendo até junho de 1998, onde se transferiu para o Grupo ENGIE, para trabalhar na holding como contador, onde permaneceu até a sua aposentadoria, no final de junho de 2011.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial.

Ailton Pinto Siqueira - 006.936.346-34

Nascido em 03.08.1939, trabalhou no Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. (BANERJ) de 1971 a 1989 onde exerceu os seguintes cargos: Gerente de Agência 1971 a 1974, Inspetor de 1974 a 1980 e Auditor de 1980 a 1989, quando se aposentou. De 26.03.1998 até a presente data é Diretor do Banco Clássico S.A.

O indicado está apto a firmar declaração de que não sofreu qualquer: i) condenação criminal; ii) condenação em processo administrativo da CVM; ou iii) condenação transitada em julgado, na esfera judicial ou administrativa, que os tenham suspendidos ou inabilitados para a prática de qualquer atividade profissional ou comercial..

12.7/8 Composição dos comitês

Nome	Tipo de comitê	Cargo ocupado	Profissão	Data da eleição	Prazo mandato
CPF	Descrição outros comitês	Descrição outros cargos ocupados	Data de Nascimento	Data da posse	Participação nas reuniões em 2017
Outros cargos e funções exercidas no emissor					
Maurício Stolle Bähr	**Comitê estratégico**	**Membro do Comitê (Efetivo)**	**Engenheiro**	**25.06.1999**	**Indeterminado**
748.528.847-49	-	-	17.09.1957	25.06.1999	100%
Presidente do Conselho de Administração					
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	**Comitê estratégico**	**Membro do Comitê (Efetivo)**	**Engenheiro**	**15.03.2001**	**Indeterminado**
-	-	-	14.01.1948	15.03.2001	100%
Membro efetivo do Conselho de Administração					
Paulo Jorge Tavares Almirante	**Comitê estratégico**	**Membro do Comitê (Efetivo)**	**Engenheiro**	**28.07.2016**	**Indeterminado**
-	-	-	24.08.1964	28.07.2016	100%
Membro efetivo do Conselho de Administração					
Claude Emile Jean Turbet	**Comitê estratégico**	**Membro do Comitê (Efetivo)**	**Engenheiro**	**26.10.2017**	**Indeterminado**
-	-	-	14.08.1958	26.10.2017	25%
Membro efetivo do Conselho de Administração					
Pierre Jean Bernard Guiollot	**Comitê estratégico**	**Membro do Comitê (Efetivo)**	**Engenheiro**	**05.05.2016**	**Indeterminado**
-	-	-	21.04.1968	05.05.2016	100%
Membro efetivo do Conselho de Administração					

12.9 Existência de relação conjugal, união estável ou parentesco até o segundo grau relacionadas

Justificativa para o não preenchimento do quadro:

Não há qualquer das relações descritas acima entre qualquer dos administradores e membros do Conselho Fiscal indicados; entre administradores da Companhia e administradores de controladas, diretas ou indiretas, da Companhia; entre administradores da Companhia ou de suas controladas, diretas ou indiretas e controladores diretos ou indiretos da Companhia; e entre administradores da Companhia e administradores das sociedades controladoras diretas e indiretas da Companhia.

12.10 Relações de subordinação, prestação de serviço ou controle mantidas, nos 3 últimos exercícios sociais, entre administradores da Companhia (Indicados pelo Acionista Controlador):

a) sociedade controlada, direta ou indiretamente, pelo emissor

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Manoel Arlindo Zaroni Torres	**115.116.056-34**		
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada – Presidente do Conselho de Administração no exercício findo em 31.12.2015			
Ibitiúva Bioenergética S.A. (Ibitiúva)	09.541.336/0001-36	Controle	Controlada Indireta
Observação			
A EBE é controladora, indireta, da Ibitiúva com 95% de participação no capital desta empresa.			
Pessoa Relacionada – Membro do Conselho de Administração no exercício findo em 31.12.2015			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21	Controle	Controlada Direta
Observação			
A EBE é controladora em conjunto da Itasa com 48,75% de participação no capital desta empresa.			
Administrador do Emissor			
Maurício Stolle Bähr	**748.528.847-49**		
Presidente do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada – Vice-Presidente do Conselho de Administração no exercício findo em 31.12.2015			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21	Controle	Controlada Direta
Administrador do Emissor			
Gil de Methodio Maranhão Neto	**734.574.937-15**		
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada – Membro suplente do Conselho de Administração nos três últimos exercícios sociais			
Itá Energética S.A. (Itasa)	01.355.994/0001-21	Controle	Controlada Direta
Administrador do Emissor			
Leonardo Augusto Serpa	**026.127.629-81**		
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada – Presidente do Conselho de Administração no exercício findo em 31.12.2015			
ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. (EGSD)	24.564.686/0001-01	Controle	Controlada Direta
Observação			
A EBE é controladora, direta, da EGSD com 50% de participação no capital desta empresa.			

b) controlador direto ou indireto do emissor

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	**000.000.000-00**		
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada – Vice-Presidente Executivo e Membro do Comitê Executivo nos últimos três exercícios sociais			
ENGIE S.A.		Controle	Controlador Indireto
Pessoa Relacionada – Diretor Presidente nos últimos três exercícios sociais			
Electrabel		Controle	Controlador Indireto
International Power S.A.		Controle	Controlador Indireto
Administrador do Emissor			
Simone Cristina De Paola Barbieri	**149.142.418-46**		
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada – Diretora de Recursos Humanos, Saúde e Segurança do Trabalho nos últimos dois exercícios sociais			
EBP		Controle	Controlador Direto
Administrador do Emissor			
Natacha Herrero Et Guichard Marly	**063.612.577-70**		
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada – Diretora de Ética e Compliance no exercício findo em 31.12.2017			
EBP		Controle	Controlador Direto
Administrador do Emissor			
Pierre Jean Bernard Guiollot	**000.000.000-00**		
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada – Diretor Financeiro da Divisão de Energia Internacional nos últimos três exercícios sociais			
ENGIE S.A.		Controle	Controlador Indireto
Administrador do Emissor			
Claude Emile Jean Turbet	**000.000.000-00**		
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada – Diretor de Soluções para Empresas no exercício social findo em 31.12.2016			
ENGIE S.A.		Controle	Controlador Indireto

Identificação	CPF/CNPJ	Tipo de relação do Administrador com a pessoa relacionada	Tipo de pessoa relacionada
Cargo/Função			
Administrador do Emissor			
Raphael Vincent Philippe Barreau	**064.169.627-21**		
Membro do Conselho de Administração			
Pessoa Relacionada – Diretor não estatutário de Aquisições, Investimentos e Assessoria Financeira no exercício findo em 31.12.2017			
EBP		Controle	Controlador Direto

12.13 Outras informações que a Companhia julgue relevantes

A Companhia não tem outras informações relevantes sobre os membros indicados para compor as chapas do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal.

ANEXO IV – REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES

Informações relativas à remuneração dos administradores baseadas no item 13 do formulário de referência

13.1 Descrição da política ou prática de remuneração do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e não Estatutária, do Conselho Fiscal, dos Comitês Estatutários e dos Comitês de Auditoria, de Risco, Financeiro e de Remuneração, abordando os seguintes aspectos:

a. Objetivos da política ou prática de remuneração

A Companhia segue as diretrizes da Política de Remuneração do Grupo Controlador.

A prática de remuneração para membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal visa atrair e reter profissionais e executivos alinhados com às diretrizes de negócios, valores e cultura da Companhia. A prática considera a análise do mercado, os conhecimentos exigidos para o exercício da função, a complexidade das atividades e os resultados esperados que são baseados nos objetivos empresariais.

Adicionalmente, os membros dos Comitês, que fazem parte do quadro de pessoal da Companhia, não são remunerados para exercer tal função e o Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas é remunerado quando da conclusão do trabalho pelo qual foi instaurado.

b. Composição da remuneração

(i) descrição dos elementos da remuneração e os objetivos de cada um deles

A composição da remuneração total dos membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal é proposta pela controladora, ENGIE Participações, conforme critérios estabelecidos em nível global, sendo composta por remuneração fixa, bônus e incentivo de longo prazo e aprovada, anualmente, pela Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia.

A composição da remuneração e a indicação dos membros de cada perfil de administrador é estabelecida pelo Conselho de Administração conforme segue:

Conselho de Administração

O valor anual estabelecido é composto por remuneração fixa e variável, quando aplicável, sendo o montante máximo global aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas e pago em 13 parcelas mensais.

O Presidente do Conselho recebe como remuneração uma parcela variável com base nos resultados alcançados pela Companhia, considerando indicadores financeiros, metas e resultados operacionais. O pagamento é realizado pela controladora da Companhia, ENGIE Participações, com o qual o Presidente do Conselho mantém contrato individual de trabalho, sendo 40% do valor, incluídos encargos, reembolsados pela Companhia.

Os membros titular e suplente, eleitos pelos empregados, poderão receber, ainda, remuneração variável anual calculada com base na soma da média do número de remunerações mensais pagas aos empregados como Participação nos Lucros ou Resultados (PLR) e Bônus Gerencial, a critério do Presidente do Conselho de Administração.

Diretoria Estatutária

A remuneração dos membros da Diretoria Estatutária é dividida em 13 parcelas fixas e variáveis e seu valor máximo anual é aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas.

Os benefícios oferecidos pela Companhia compõem a remuneração indireta, tais como: assistência à recuperação da saúde, *check-up* médico anual, auxílio à alimentação, seguro de vida e previdência complementar.

O valor da remuneração variável pode variar entre 40% e 81%da remuneração anual fixa, de acordo com o cargo do executivo, seus desafios e metas estabelecidas. O pagamento ocorre no primeiro semestre do ano seguinte, após o fechamento do exercício base, de acordo com o cumprimento das metas.

Diretoria Não Estatutária

A Companhia não tem Diretoria Não Estatutária instalada. O Diretor de Desenvolvimento de Negócios acumula suas atividades estatutárias com funções na controladora da Companhia, ENGIE Participações, com o qual mantém contrato individual de trabalho.

Conselho Fiscal

O pró-labore é composto por remuneração fixa, cujo valor é definido e aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas e pago em 13 parcelas mensais. O pró-labore não poderá ser inferior, para cada membro em exercício, a 10% da média da remuneração mensal dos diretores estatutários, sem considerar benefícios e remuneração variável.

Comitês

A Companhia possui comitês que participam direta ou indiretamente de seu processo decisório e não existe uma remuneração adicional para os seus membros, exceto para o Líder do Comitê Estratégico, que recebe uma remuneração adicional mensal igual à dos membros do Conselho de Administração, onde também participa como Conselheiro.

Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas

Para o Comitê Especial Independente para Avaliação de Transações com Partes Relacionadas, o Conselho de Administração poderá estabelecer remuneração complementar aos seus membros, bem como deferir a eles outras vantagens e proteções à preservação da sua independência e autonomia.

Nos últimos 3 exercícios não ocorreram pagamentos a título de remuneração para os participantes deste Comitê.

(ii) proporção de cada elemento na remuneração total em relação aos 3 últimos exercícios

A remuneração do Conselho de Administração é fixa para todos os seus integrantes, exceto para o Presidente do Conselho e para o conselheiro, titular e suplente, eleito pelos empregados da Companhia, que também recebem remuneração variável. A remuneração variável do Presidente do Conselho pode alcançar até 80% da remuneração anual fixa e a do conselheiro, titular e suplente, eleito pelos empregados até 40% da sua remuneração anual fixa. Já a remuneração do Conselho Fiscal é fixa em sua totalidade.

A remuneração fixa da Diretoria Estatutária é estabelecida com base no mercado. A parcela variável pode variar de 40% a 81% da remuneração anual fixa.

A participação da remuneração fixa, da remuneração variável e dos benefícios reconhecidos, em relação à remuneração total, estão representadas pelos percentuais a seguir:

	2017	2016	2015
Conselho de Administração			
Remuneração fixa	64%	78%	80%
Remuneração variável	36%	21%	20%
Benefícios	-	1%	-
Conselho fiscal			
Remuneração fixa	100%	100%	100%
Diretoria Estatutária			
Remuneração fixa	53%	46%	43%
Remuneração variável	38%	47%	40%
Benefícios	9%	7%	17%

(iii) metodologia de cálculo e de reajuste de cada um dos elementos da remuneração

A definição dos valores das parcelas fixas da Diretoria Estatutária é estabelecida considerando como base a mediana obtida em pesquisas de mercado, conforme citado anteriormente, de acordo com a natureza e responsabilidades de cada cargo.

Da mesma forma, a parcela variável é estabelecida considerando as práticas de mercado para cada cargo. O pagamento considera os resultados financeiros e operacionais obtidos pela Companhia, tais como lucro líquido e EBITDA, bem como o cumprimento de metas específicas, negociadas previamente, aspectos gerenciais e comportamentais.

O reajuste da remuneração dos administradores poderá ocorrer anualmente, no mês de janeiro, levando em consideração as pesquisas de mercado sobre reajuste de remuneração de executivos.

(iv) razões que justificam a composição da remuneração

A Política de Remuneração para o Conselho de Administração, a Diretoria Estatutária e o Conselho Fiscal é baseada nas práticas de mercado e visa atrair e reter profissionais e executivos compatíveis com as necessidades da Companhia.

O Conselho de Administração tem sua remuneração seguindo padrões de mercado para empresas similares.

A Diretoria Estatutária tem sua remuneração monitorada periodicamente com base no mercado. A remuneração variável depende do cumprimento de metas coletivas e individuais, dos resultados da Companhia e da contribuição de forma solidária em até 10% do resultado da controladora, ENGIE Participações.

O Conselho Fiscal tem sua remuneração estabelecida em valor que não pode ser inferior a 10% da remuneração média da Diretoria Executiva, sem considerar benefícios e remuneração variável. Este Conselho não tem remuneração variável.

(v) existência de membros não remunerados pela Companhia e a razão para esse fato

Não há membros não remunerados na Companhia que componham o Conselho de Administração, a Diretoria Estatutária e não Estatutária, o Conselho Fiscal, os Comitês Estatutários e os Comitês de Auditoria, de Risco, Financeiro e de Remuneração.

c. Principais indicadores de desempenho que são levados em consideração na determinação de cada elemento da remuneração

No posicionamento da remuneração dos administradores em relação ao mercado são utilizados indicadores quantitativos e qualitativos, grau de contribuição aos resultados, desempenho geral e experiência.

A remuneração variável está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais, e considera:

- indicadores financeiros do ano: evolução do EBTIDA da Companhia, geração de caixa livre, resultado líquido da Companhia, solidariedade com os resultados da controladora, ENGIE Participações, etc;

- indicadores individuais e operacionais: cumprimento de metas, resultados industriais e/ou financeiros; e

- questões comportamentais e gerenciais.

d. Como a remuneração é estruturada para refletir a evolução dos indicadores de desempenho

O pró-labore (remuneração fixa) e os benefícios são estabelecidos em função de pesquisas de mercado e não são alterados durante o exercício, pois são definidos para cada ano dentro dos limites aprovados pela Assembleia Geral dos Acionistas para o exercício social (janeiro a dezembro).

A remuneração variável está diretamente relacionada aos resultados de desempenho corporativos e individuais, e considera:

- indicadores financeiros do ano que representam em média 40% do valor do bônus anual;

- indicadores individuais e operacionais que representam em média 40% do valor do bônus anual; e

- questões comportamentais e gerenciais, que representam em média 20% do valor do bônus anual.

e. Como a política ou prática de remuneração se alinha aos interesses da Companhia de curto, médio e longo prazo

O valor da remuneração variável anual dos executivos depende do cumprimento dos objetivos de curto prazo da Companhia.

Para objetivos de médio e longo prazos, a Companhia oferece à Diretoria Estatutária e a determinados membros do Conselho de Administração um Plano de Incentivo de Longo Prazo baseado na outorga de *Phantom Shares*. O plano envolve um bônus diferido específico, pago em dinheiro 4 anos após a data de concessão. Dois indicadores são utilizados para apurar os resultados de desempenho propostos no âmbito do Plano, cada um com peso de 50% na apuração total dos resultados sobre um período de 4 anos: TSR – *Total Shareholder Return* (retorno total para o acionista) e EPS – *Earnings per Share* (Lucro por ação).

A performance durante o período é mensurada desde a data de outorga do plano até o final de sua vigência 4 anos após, quando os resultados são avaliados. De acordo com estes resultados, o valor da premiação do plano de incentivo de longo prazo é calculado e pago de forma integral, parcial ou não é pago (caso as metas mínimas não forem atingidas). O cálculo é realizado por uma consultoria especializada, cujo pagamento é aprovado pelo Diretor Presidente da controladora, ENGIE Participações, no Brasil.

Ainda, o Grupo Econômico do qual a Companhia faz parte tem uma Política de Opção de Compra de Ações do Grupo, em Paris, a valores pré-estabelecidos, e um programa de *Performance Shares* vinculado aos resultados futuros do Grupo. De um modo geral, estas *Performance Shares* e opções de compras não são de valores relevantes em relação à remuneração anual dos executivos da Companhia, conforme detalhamento a seguir no item "13.16".

f. Existência de remuneração suportada por subsidiárias, controladas ou controladores diretos ou indiretos

Não há pagamentos realizados por subsidiárias, e, nos casos de empresas com controle compartilhado com sócios não participantes do Grupo Econômico, quando existirem remuneração por participação em seus conselhos, os valores recebidos pelos administradores são devolvidos à Companhia. O Grupo Controlador não faz nenhum tipo de pagamento à Diretoria da Companhia, exceto:

- Remuneração fixa mensal, variável, benefícios e contribuições decorrentes do contrato individual de trabalho mantido com o Diretor de Desenvolvimento de Negócios, que acumula funções corporativas com o mandato estatutário na Companhia; e
- Os citados na letra "e", de cunho corporativo e com objetivo de reforçar o sentimento de fazer parte de um grupo mundial.
-

g. existência de qualquer remuneração ou benefício vinculado à ocorrência de determinado evento societário, tal como a alienação do controle societário da Companhia

Não se aplica à Companhia.

h. práticas e procedimentos adotados pelo conselho de administração para definir a remuneração individual do conselho de administração e da diretoria:

(i) os órgãos e comitês do emissor que participam do processo decisório, identificando de que forma participam;

A composição da remuneração e indicação dos membros de cada perfil de administrador é estabelecida pelo Conselho de Administração e aprovado anualmente pela Assembleia Geral dos Acionais

(ii) critérios e metodologia utilizada para a fixação da remuneração individual, indicando se há a utilização de estudos para a verificação das práticas de mercado, e, em caso positivo, os critérios de comparação e a abrangência desses estudos;

A remuneração fixa utiliza como referência a mediana do mercado brasileiro, conforme pesquisas de mercado realizadas anualmente junto às consultorias especializadas, com o objetivo de permitir comparações entre o valor pago aos executivos por empresas de porte e faturamento semelhantes, com maior participação das que atuam no setor elétrico brasileiro, bem como com a observância da consistência interna no Grupo Controlador. A remuneração variável objetiva fornecer níveis de remuneração competitivos em relação aos praticados pelo mercado, retribuir os esforços na construção dos resultados e valores gerados pela Companhia, por meio de uma bonificação atrelada ao seu desempenho e motivar o cumprimento dos objetivos empresariais e estratégicos, refletindo a cultura e os valores da Companhia e de sua Controladora.

(iii) com que frequência e de que forma o conselho de administração avalia a adequação da política de remuneração do emissor.

Atualmente não se aplica tendo em vista que a Companhia está estruturando uma Política de Remuneração de executivos.

13.2 Remuneração total do conselho de administração, diretoria estatutária e conselho fiscal reconhecida no resultado dos últimos 3 exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente:

Remuneração total prevista para o Exercício Social corrente 31.12.2018 - Valores anuais em Reais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros ("b")	18	7	3	28
Nº de membros remunerados ("c")	18	6 (a)	3	27
Remuneração fixa anual	6.576.247,67	7.685.543,47	565.394,71	14.827.185,85
Salário ou pró-labore	5.133.630,32	5.446.785,03	471.162,26	11.051.577,61
Benefícios direto e indireto	852,27	713.658,63	-	714.510,90
Participações em comitês	253.990,09	-	-	253.990,09
Outros	1.187.774,99	1.525.099,81	94.232,45	2.807.107,25
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos sociais	Encargos sociais	Encargos sociais	Encargos sociais
Remuneração variável	1.526.650,36	3.977.447,59	-	5.504.097,95
Bônus	1.067.690,66	2.200.376,18	-	3.268.066,84
Participação de resultados	95.944,88	1.160.966,08	-	1.256.910,96
Participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	363.014,82	616.105,33	-	979.120,15
Descrição de outras remunerações variáveis	Encargos sociais	Encargos sociais	-	Encargos sociais
Pós-emprego	39.045,37	351.774,92	-	390.820,29
Cessação do cargo	-	-	-	-
Baseada em ações	1.786.896,16	589.181,09	-	2.376.077,25
Observação	18 membros para todo o ano	7 membros para todo o ano	3 membros para todo o ano	-
Total da remuneração	9.928.839,56	12.603.947,07	565.394,71	23.098.181,34

(a) 1 membro é remunerado pela controladora da Companhia.

Os valores relativos ao pagamento baseado em ações incluem os encargos sociais incidentes sobre eles. Na Diretoria Estatutária um dos membros é remunerado pela Controladora.

Em 2018, será submetido à aprovação da Assembleia Geral Ordinária (AGO), o valor global da remuneração anual dos administradores de até R$ 33 milhões.

Remuneração total para o Exercício Social em 31.12.2017 - Valores anuais em reais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros (“b”)	18	7	3	28
Nº de membros remunerados (“c”)	16,2	6 (b)	3	25,2
Remuneração fixa anual	5.886.582,73	7.258.980,82	548.926,75	13.694.490,30
Salário ou pró-labore	4.461.037,16	5.124.938,87	457.439,09	10.043.415,12
Benefícios direto e indireto	827,45	671.489,11	-	672.316,56
Participações em comitês	246.592,32	-	-	246.592,32
Outros	1.178.125,80	1.462.552,84	91.487,66	2.732.166,30
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos sociais	Encargos sociais	Encargos sociais	
Remuneração variável	1.622.976,68	4.075.516,11	-	5.698.492,79
Bônus	1.214.559,35	3.038.329,56	-	4.252.888,91
Participação de resultados	-	-	-	-
Participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	408.417,33	1.037.186,55	-	1.445.603,88
Descrição de outras remunerações variáveis	Encargos sociais	Encargos sociais	-	-
Pós-emprego	37.908,13	460.630,99	-	498.539,12
Cessação do cargo	-	-	-	-
Baseada em ações	1.782.013,44	587.571,20	-	2.369.584,64
Observação	(a)	7 membros para todo o ano	3 membros para todo o ano	-
Total da remuneração	9.329.480,98	12.382.699,12	548.926,75	22.261.106,85

a) Durante o exercício o Conselho de Administração foi composto por 14 membros para todo o ano, 2 membros por 8 meses, 1 membro por 6 meses e 1 membro por 4 meses.
b) 1 membro é remunerado pela controladora da Companhia.

Para a Diretoria Estatutária, além dos valores citados, a Companhia provisionou R$ 2.047.958,89 em 2017 – conforme Plano de Desligamento Voluntário para os diretores. Os valores relativos ao pagamento baseado em ações incluem os encargos sociais incidentes sobre eles.

Na Diretoria Estatutária um dos membros é remunerado pela Controladora.

Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2016 - Valores anuais em reais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros (“b”)	18	7	3	28
Nº de membros remunerados (“c”)	18	6,5	3	27,5
Remuneração fixa anual	5.318.265,05	6.970.818,71	486.330,86	12.775.414,62
Salário ou pró-labore	4.098.992,11	4.952.864,60	405.275,68	9.457.132,39
Benefícios direto e indireto	785,76	545.950,64	-	546.736,40
Participações em comitês	230.980,19	-	-	230.980,19
Outros	987.506,99	1.472.003,47	81.055,18	2.540.565,64
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos sociais	Encargos sociais	Encargos sociais	
Remuneração variável	1.108.516,56	5.010.799,51	-	6.119.316,07
Bônus	868.830,06	3.911.927,03	-	4.780.757,09
Participação de resultados	-	-	-	-
Participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	239.686,50	1.098.872,48	-	1.338.558,98
Descrição de outras remunerações variáveis	Encargos sociais	Encargos sociais	-	-
Pós-emprego	36.491,57	389.500,42	-	425.991,99
Cessação do cargo	-	-	-	-
Baseada em ações	313.578,38	1.513.901,95	-	1.827.480,33
Observação	18 membros para todo o ano	6 membros para todo o ano e 1 membro para 6 meses	3 membros para todo o ano	-
Total da remuneração	6.776.851,56	13.885.020,59	486.330,86	21.148.203,01

Para a Diretoria Estatutária, além dos valores citados, a Companhia pagou o montante de R$ 7.428.127,05 – dos quais R$ R$ 6.546.842,93 foram provisionados em 2015 – conforme Plano de Desligamento Voluntário para os diretores que se aposentaram.

Remuneração total do Exercício Social em 31.12.2015 - Valores anuais em reais				
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho Fiscal	Total
Nº total de membros (“b”)	18	7	3	28
Nº de membros remunerados (“c”)	17,5	7	3	27,5
Remuneração fixa anual	4.773.823,47	7.983.368,74	441.432,03	13.198.624,24
Salário ou pró-labore	3.668.646,47	5.674.432,75	367.860,00	9.710.939,22
Benefícios direto e indireto	-	607.203,13	-	607.203,13
Participações em comitês	211.420,00	-	-	211.420,00
Outros	893.757,00	1.701.732,86	73.572,03	2.669.061,89
Descrição de outras remunerações fixas	Encargos sociais	Encargos sociais	Encargos sociais	
Remuneração variável	1.195.632,06	6.877.902,75	-	8.073.534,81
Bônus	934.087,55	5.376.946,02	-	6.311.033,57
Participação de resultados	-	-	-	-
Participação em reuniões	-	-	-	-
Comissões	-	-	-	-
Outros	261.544,51	1.500.956,73	-	1.762.501,24
Descrição de outras remunerações variáveis	Encargos sociais	Encargos sociais	-	-
Pós-emprego	31.258,70	410.863,52		442.122,22
Cessação do cargo	-	1.851.411,89	-	1.851.411,89
Baseada em ações	-	-	-	-
Observação	17 membros para todo o ano e 1 membro para 6 meses	7 membros para todo o ano	3 membros para todo o ano	-
Total da remuneração	6.000.714,23	17.123.546,90	441.432,03	23.565.693,16

Para a Diretoria Estatutária, além dos valores acima mencionados, a Companhia provisionou o montante de R$ 6.546.842,93, conforme plano de desligamento voluntário para os Diretores que se aposentaram.

13.3 Remuneração variável do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal dos 3 últimos exercícios sociais e previstas para o exercício social corrente

Eventuais remunerações variáveis do Conselho de Administração podem ser consideradas no montante global aprovado pela Assembleia Geral dos Acionistas. Não há remuneração variável para membros do Conselho de Fiscal. As informações são apresentadas a seguir:

Previsto para o Exercício Social de 2018

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Executiva
Número total de membros	18	7
Número de membros remunerados	3	6 (a)
Bônus		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	1.430.705,48	2.816.481,51
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	955.939,03	1.334.613,38
Participação no resultado		
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	95.944,88	1.160.966,08
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas sejam atingidas	95.944,87	1.160.966,07
Valor efetivamente reconhecido no resultado	95.944,87	1.160.966,07

(a) 1 membro é remunerado pela controladora da Companhia.
Os valores de bônus acima incluem os encargos sociais sobre as remunerações.

A partir do exercício social de 2018, a Companhia concederá aos seus Diretores e Conselheiros eleitos pelos empregados PLR, após aprovação das demonstrações contábeis pela AGO, condicionada à obtenção de lucro líquido ou resultado operacional no exercício do ano anterior, ao cumprimento de metas empresariais e à aprovação do respectivo pagamento pela AGO, conforme previsto em Acordo Coletivo de Trabalho.

Reconhecido nos 3 últimos exercícios:

Diretoria Estatutária (Valores em Reais)	2017	2016	2015
Número total de membros	7	7	7
Número de membros remunerados	7	7	7
Bônus			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	6.132.000,82	7.706.462,64	7.025.364,49
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas.	5.574.546,20	7.380.029,03	4.790.021,24
Valor efetivamente reconhecido no resultado	4.075.516,11	5.010.799,51	6.877.902,75
Participação no resultado			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas.	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado	-	-	-

Os valores acima incluem os encargos sociais sobre as remunerações.

Conselho de Administração (Valores em Reais)	2017	2016	2015
Número total de membros	18	18	18
Número de membros remunerados	3	2	2
Bônus			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	1.630.187,99	1.178.233,26	1.195.632,06
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	1.494.032,76	1.178.233,26	868.954,93
Valor efetivamente reconhecido no resultado	1.622.976,68	1.108.516,56	1.195.632,06
Participação no resultado			
Valor mínimo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor máximo previsto no plano de remuneração	-	-	-
Valor previsto no plano de remuneração, caso as metas fossem atingidas	-	-	-
Valor efetivamente reconhecido no resultado	-	-	-

Os valores dos bônus acima incluem os encargos sociais

13.4 Plano de remuneração baseado em ações do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, em vigor no último exercício social e previsto para o exercício social corrente:

Para objetivos de médio e longo prazos, a Companhia oferece à Diretoria Estatutária e a determinados membros do Conselho de Administração, um Plano de Incentivo de Longo Prazo baseado na outorga de *Phantom Shares*. O primeiro pagamento foi realizado no exercício 2016.

O Plano envolve um bônus diferido específico, pago em dinheiro 4 anos após a data de concessão. Dois indicadores são utilizados para apurar os resultados de desempenho propostos no âmbito do plano, cada um com peso de 50% na apuração total dos resultados sobre um período de 4 anos: TSR – *Total Shareholder Return* (retorno total para o acionista) e EPS – *Earnings per Share* (Lucro por ação).

A *performance* durante o período é mensurada desde a data de outorga do plano até o final de sua vigência 4 anos após, quando os resultados são avaliados. De acordo com estes resultados, o valor da premiação do plano de incentivo de longo prazo é calculado e pago de forma integral, parcial ou não é pago (caso as metas mínimas não sejam atingidas). O cálculo é realizado por uma consultoria especializada, sendo eventual pagamento aprovado pelo Diretor Presidente da controladora da Companhia, ENGIE Participações. Os custos envolvidos nesses programas são integralmente pagos pela ENGIE Participações, não cabendo à Companhia nenhum desembolso relativo a eles

Ainda, o Grupo Econômico da qual a Companhia faz parte tem uma Política de Opção de Compra de Ações do Grupo, em Paris, a valores pré-estabelecidos, e um programa de *Performance Shares* vinculado aos resultados futuros do Grupo.

De um modo geral, estas *Performance Shares* e opções de compras não são de valores relevantes em relação à remuneração anual dos executivos da Companhia, conforme detalhamento apresentado no item "13.16".

13.5 Remuneração baseada em ações reconhecida no resultado dos 3 últimos exercícios sociais e à prevista para o exercício social corrente, do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária

Para 2018, a Companhia estima pagar os mesmos montantes de 2017, atualizados pelo CDI (Certificados de Depósito Interbancário).

Em 2017, foi pago o montante de R$ 1.782.013,44 e R$ 587.571,20, incluídos os encargos, para os membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva, respectivamente. Note-se que o pagamento aos membros do Conselho de Administração foi superior, isso porque alguns deles ocuparam cargos na Diretoria Executiva da Companhia até o ano de 2016 e mantém direito ao recebimento da remuneração baseada em ações.

Em 2016, foi realizado o pagamento de R$ 313.578,38 e R$ 1.513.901,95, incluídos os encargos, para o Presidente do Conselho de Administração e os membros da Diretoria Executiva, respectivamente.

A Companhia não reconheceu nenhuma remuneração baseada em ações no exercício social de 2015.

13.6 Opções em aberto do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária ao final do último exercício social

Até a data de apresentação deste documento, não há opção em aberto do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária.

13.7 Opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária, nos 3 últimos exercícios sociais

Não houve opções exercidas e ações entregues relativas à remuneração baseada em ações nos 3 últimos exercícios sociais.

13.8 Descrição sumária das informações necessárias para a compreensão dos dados divulgados nos itens "13.5" a "13.7", tal como a explicação do método de precificação do valor das ações e das opções

Não aplicável, visto que a Companhia julga que não há informações adicionais necessárias para compreensão dos dados divulgados nos itens "13.5" e "13.7".

13.9 Quantidade de ações ou cotas direta ou indiretamente detidas, no Brasil ou no exterior, e outros valores mobiliários conversíveis em ações ou cotas, emitidos pela Companhia, seus controladores diretos ou indiretos, sociedades controladas ou sob controle comum, por membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal, agrupados por órgão, na data de encerramento do último exercício social

Os membros do Conselho de Administração detinham, em 31.12.2017, 374.628 ações de emissão da Companhia, equivalente a 0,057393% do total das ações emitidas.

A cotação da ação em 31.12.2017 era de R$ 35,51 por ação.

13.10 Planos de previdência em vigor conferidos aos membros do Conselho de Administração e aos Diretores Estatutários

(Valores em Reais)	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número de membros	2	6
Número de membros remunerados	2	6
Nome do Plano	Plano CD	Plano CD
Quantidade de administradores que reúnem condições para se aposentar	2	4
Condições para se aposentar antecipadamente	-	1
Valor atualizado das contribuições acumuladas no plano de previdência até o encerramento do último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	522.063,71	4.986.360,53
Valor total acumulado das contribuições realizadas durante o último exercício social, descontada a parcela relativa a contribuições feitas diretamente pelos administradores	37.908,13	460.630,99
Se há possibilidade de resgate antecipado e quais as condições	Não aplicável	Não aplicável

13.11 Remuneração individual máxima, mínima e média do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária e do Conselho Fiscal, dos 3 últimos exercícios sociais

	Conselho de Administração			Diretoria Estatutária			Conselho Fiscal		
(Valores em Reais)	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2015
Nº de membros	18	18	18	7	7	7	3	3	3
Nº de membros remunerados	16,2	18	17,5	6	6,5	7	3	3	3
Valor da maior remuneração	2.108.606,39	1.599.214.60	1.497.508,30	2.313.357,96	2.024.126,40	3.406.503,10	182.975,58	162.110,30	147.144,00
Valor da menor remuneração	140.947,42	153.091,00	138.960,00	1.055.808,10	990.475,00	1.117.163,90	182.975,58	162.110,30	147.144,00
Valor médio da remuneração	575.893,89	376.491,75	342.897,96	2.063.783,19	2.136.157,01	2.446.220,99	182.975,58	162.110,30	147.144,00

Os valores acima consideram remuneração fixa, variável e incluem encargos sociais sobre as remunerações (INSS e FGTS, se aplicável).

Os membros da Diretoria e dos Conselhos identificados com a maior e menor remuneração exerceram o cargo durante os 12 meses dos anos.

Na Diretoria Estatutária um dos membros é remunerado pela Controladora.

13.12 Arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturem mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria e quais as consequências financeiras para a Companhia

A Companhia não tem arranjos contratuais, apólices de seguros ou outros instrumentos que estruturem mecanismos de remuneração ou indenização para os administradores em caso de destituição do cargo ou de aposentadoria.

13.13 Em relação aos 3 últimos exercícios sociais, indicar o percentual da remuneração total de cada órgão reconhecida no resultado da Companhia referente a membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal que sejam partes relacionadas aos controladores, diretos ou indiretos, conforme definido pelas regras contábeis que tratam desse assunto

A remuneração dos membros do Conselho de Administração que têm contratos de trabalho vinculados aos controladores diretos e indiretos da Companhia correspondem a 82%, 82% e 83% do total da remuneração do Conselho de Administração nos anos de 2017, 2016 e 2015, respectivamente.

O Presidente do Conselho de Administração recebe remuneração do Grupo Econômico Controlador, ENGIE, em razão do seu mandato como Diretor Presidente, sendo 40% do valor, incluídos encargos, posteriormente reembolsado pela Companhia. O Diretor de Desenvolvimento de Negócios acumula suas atividades estatutárias com funções no Grupo Econômico Controlador, ENGIE, com o qual mantém contrato individual de trabalho, sendo a sua remuneração integralmente paga por esta e não reembolsada pela Companhia.

No Conselho Fiscal, não há membros que são considerados como partes relacionadas aos controladores da Companhia nos últimos 3 anos.

13.14 Valores reconhecidos no resultado da Companhia como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal, agrupados por órgão, por qualquer razão que não a função que ocupam, como por exemplo, comissões e serviços de consultoria ou assessoria prestados, em relação aos 3 últimos exercícios sociais

Não houve pagamento de remuneração para membros do Conselho de Administração, da Diretoria Estatutária ou do Conselho Fiscal por qualquer razão que não a função que ocupam, nos 3 últimos exercícios sociais.

13.15 Valores reconhecidos no resultado de controladores, diretos ou indiretos, de sociedades sob controle comum e de controladas da Companhia, como remuneração de membros do conselho de administração, da diretoria estatutária ou do conselho fiscal da Companhia, agrupados por órgão, especificando a que títulos tais valores foram atribuídos a tais indivíduos, em relação aos 3 últimos exercícios sociais

A Companhia tem membros de seu Conselho de Administração e de sua Diretoria Executiva que compõem o Conselho de Administração da sociedade sob controle comum Itá Energética S.A., sobre a qual participa com 48,75% do capital social. A partir de abril de 2014, a remuneração do Conselho de Administração foi reduzida, conforme AGO de 30.05.2014. Os valores relativos ao pagamento da remuneração destes administradores são reconhecidos no resultado da referida controlada direta, sendo os valores líquidos deduzidos de seus bônus anuais, conforme apresentado no quadro a seguir:

(Valores em Reais)	2017	2016	2015
Conselho de Administração da Companhia			
Número de membros remunerados	1	1,8	3
Valor	11.073,00	18.808,00	22.616,00
Diretoria Estatutária da Companhia			
Número de membros remunerados	2	2,4	2,5
Valor	22.146,00	18.992,00	27.408,00
Total	33.219,00	37.800,00	50.024,00

Os valores líquidos recebidos pelos diretores da Companhia como membros do Conselho de Administração da Itasa são deduzidos dos seus bônus anuais.

13.16 Outras informações que a Companhia julga relevantes

No quadro a seguir, demonstra-se a média de atribuições de ações do Grupo Econômico Controlador aos membros da Diretoria Executiva da Companhia:

	Plano de 2017	Plano de 2016	Plano de 2015
Ações por desempenho (*Perfomance Shares*)			
Quantidade	3.233	3.964	2.583
Valores em reais (cotação do último dia útil do ano)	183.569,74	165.193,39	179.260,20

Notas:

O valor da ação da ENGIE na Bolsa de Paris possuía estas cotações, nas datas apresentadas abaixo:

	Euros	Reais
31.12.2017	14,34	56,78
31.12.2016	12,12	41,67
31.12.2015	16,33	66,40

O número de ações por desempenho (*Performance Shares*) é reduzido na medida em que determinados índices financeiros da controladora ENGIE não são atingidos. As ações somente são transferidas aos diretores após 5 anos de sua emissão e a quantidade final depende dos resultados financeiros do Grupo Controlador neste período.

ANEXO V – POLÍTICA DE REMUNERAÇÃO E PARTICIPAÇÃO NOS LUCROS

Informações relativas à proposta de participação dos empregados nos resultados do exercício de 2016

14.3 Descrição das políticas de remuneração dos empregados da Companhia

a. Política de salários e remuneração variável

Política de remuneração:

A política de remuneração da Companhia é a de manter um sistema de remuneração alinhado às práticas de mercado, que atenda aos interesses da Companhia e de seus empregados. Dessa forma, deve-se considerar que:

- O valor pago a cada empregado, por seu trabalho na Companhia, deve ser compatível com o valor desse trabalho no mercado;
- A remuneração deve refletir as responsabilidades de cada empregado, o grau de desempenho e os resultados alcançados, individualmente e em equipe.

Participação nos Lucros ou Resultados (PLR)

Em complemento ao pagamento de salário fixo, a Companhia mantém um sistema de remuneração variável que contempla o Programa de Participação nos Lucros ou Resultados (PLR). Esta remuneração é concedida a todos os empregados da Companhia e condicionada aos Resultados Empresariais, medidos pelo EBITDA e o Lucro Líquido do período, além de atingimento de Metas Corporativas e avaliação dos Comportamentos aderentes à Cultura Organizacional. Estes critérios são negociados com os sindicatos e estabelecidos no Acordo Coletivo de Trabalho (ACT). O pagamento da PLR propicia praticar valores de remuneração competitivos aos praticados pelo mercado de trabalho no Brasil.

A proposta da administração contempla o valor de até R$ 30,5 milhões a título de PLR dos empregados, relativa ao exercício de 2017, a ser distribuído de acordo com os critérios definidos no Sistema de Remuneração da Empresa e Acordos Coletivos de Trabalho.

ANEXO VI – ORIENTAÇÕES SOBRE O VOTO A DISTÂNCIA

Em atenção à Instrução CVM n.º 481 (ICVM 481), de 17 de dezembro de 2009, e suas alterações posteriores, a Companhia passou a adotar o voto a distância a partir do exercício de 2017.

Caso o acionista opte por exercer o direito de voto a distância remetendo o boletim de voto diretamente à Companhia, ele deverá ser devidamente preenchido, rubricado e assinado, com firma reconhecida, acompanhado do comprovante de titularidade das ações de emissão da Companhia e cópia autenticada dos seguintes documentos:

- Acionistas Pessoas Físicas: i) documento oficial de identificação com foto (RG, RNE, CNH, Passaporte ou carteiras de classe profissional oficialmente reconhecidas).

- Acionistas Pessoas Jurídicas: i) último estatuto ou contrato social consolidado ou de suas alterações e ata de eleição dos diretores, caso esses não constem do contrato social; e ii) documento oficial de identificação, com foto, do(s) representante(s) legal(is).

- Fundos de Investimento: i) último regulamento consolidado do fundo ou suas alterações, estatuto ou contrato social consolidado ou suas alterações do seu administrador e ata de eleição dos diretores do administrador do fundo, caso esses não constem do contrato social; e ii) documento oficial de identificação, com foto, do(s) representante(s) legal(is).

Caso o boletim seja assinado por procurador (acionista ou administrador da companhia ou, ainda, advogado), além das cópias autenticadas dos atos societários listados acima dos acionistas pessoas jurídicas e dos fundos de investimentos, deverá ser apresentada cópia autenticada do documento oficial de identificação do procurador e procuração com poderes específicos, emitida em prazo inferior a um ano contado da data da Assembleia, nos termos do §1º do art. 126 da LS/A, por instrumento público ou particular, no último caso com a firma do outorgante reconhecida em cartório, sendo dispensada a apresentação do documento de identificação de quem assinou a procuração.

A Companhia não exige a tradução juramentada de documentos que tenham sido originalmente lavrados em língua portuguesa, inglesa ou espanhola ou que venham acompanhados da respectiva tradução nestas línguas.

A Companhia não admite procurações outorgadas por meio eletrônico.

O acionista deverá remeter o boletim de voto a distância para o endereço da sede da Companhia, localizada na Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064, Bairro Agronômica, CEP 88025-255 – Florianópolis/SC – Brasil, aos cuidados da Assessoria Jurídica, acompanhado do documento comprobatório de titularidade de ações da Companhia e cópia autenticada dos documentos para participação na Assembleia acima indicados, conforme o caso.

O boletim de voto a distância deve ser recebido, na Companhia, até 7 (sete) dias antes da data da assembleia, ou seja, até o dia 04.04.2018, inclusive. Boletins entregues após a data estabelecida serão desconsiderados.

O acionista pode também, se preferir, enviar as vias digitalizadas do boletim e dos documentos para o endereço eletrônico ri.brenergia@engie.com. Porém, será necessário enviar a via original do boletim de voto e a cópia autenticada dos documentos requeridos para a sede da Companhia, onde deverão ser recebidos também em até 7 (sete) dias de antecedência da data da assembleia, ou seja, até o dia 04.04.2018, inclusive.

Uma vez recebida a documentação, a Companhia avisará ao acionista acerca de seu recebimento e de sua aceitação, nos termos da Instrução CVM nº 481/2009, por meio do e-mail especificado no boletim.

A Companhia não disponibiliza sistema eletrônico de recebimento do boletim de voto a distância ou de participação a distância.

Além do envio do boletim de voto diretamente à Companhia, o acionista poderá adotar uma das seguintes alternativas:

(i) Envio ao custodiante

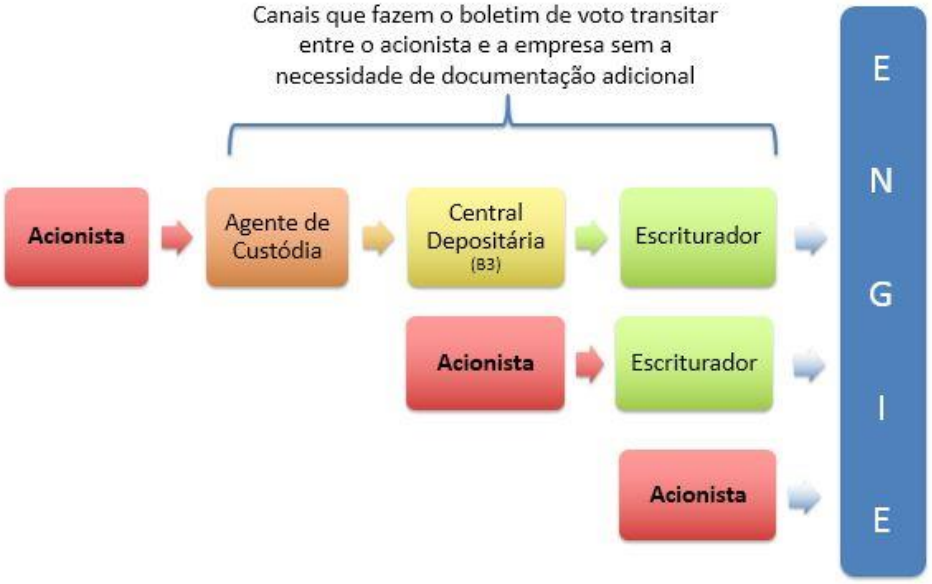
O acionista poderá transmitir a instrução de preenchimento do boletim ao custodiante de suas ações, observados os procedimentos e os documentos exigidos por ele. Posteriormente, o custodiante encaminhará a manifestação de voto à Central Depositária da B3. Acionistas com ações custodiadas em mais de uma instituição, basta enviar a instrução de voto para apenas uma instituição, o voto será sempre considerado pela quantidade total de ações do acionista. Recomenda-se que os acionistas entrem em contato com seus agentes de custódia para verificar os procedimentos para emissão da instrução e seu poder de voto.

(ii) Envio ao escriturador

Acionistas com posição acionária em livro escritural podem exercer o voto a distância por intermédio do escriturador. As instruções de voto deverão ser realizadas por meio do site Itaú Assembleia Digital. Para votar pelo site é necessário realizar um cadastro e possuir um certificado digital. Informações sobre o cadastro e passo a passo para emissão do certificado digital estão descritas no site: http://www.itau.com.br/securitiesservices/assembleiadigital/.

A instrução de voto deve ser recebida, tanto pelo custodiante, como pelo escriturador, até 7 (sete) dias antes da data da assembleia, ou seja, 04.04.2018, inclusive. Instruções recebidas após esse prazo serão desconsideradas.

Abaixo apresentamos, de forma esquematizada, os canais que o acionista possui para o exercício do voto a distância.



Por fim, cabe ressaltar que o acionista ou o seu procurador, que comparecendo fisicamente à assembleia geral, poderão exercer o voto presencialmente. Nesse caso, será desconsiderada a sua instrução de voto a distância porventura já enviada.