

Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis dos Exercícios de 2017 e 2016

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

EGIE 3 NOVO MERCADO BM&FBOVESPA
B3 BRASIL BOLSA BALCÃO
Índice de Sustentabilidade Empresarial ISE 2018
Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada IGC
Índice de Ações com Tag Along Diferenciado ITAG
Troféu Transparência ANEFAC 2017

ÍNDICE

Relatório da Administração 3
Balanços Patrimoniais 54
Demonstrações dos Resultados dos Exercícios 56
Demonstrações dos Resultados Abrangentes 57
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido 58
Demonstrações dos Fluxos de Caixa 59
Demonstrações dos Valores Adicionados 61
NOTA 1 – Contexto Operacional 63
NOTA 2 – Apresentação das demonstrações contábeis 67
NOTA 3 – Sumário das principais práticas contábeis 70
NOTA 4 – Caixa e equivavalentes de caixa 80
NOTA 5 – Contas a receber de clientes 81
NOTA 6 – Estoques 82
NOTA 7 – Créditos fiscais a recuperar 82
NOTA 8 – Depósitos vinculados 83
NOTA 9 – Repactuação de risco hidrológico a apropriar 83
NOTA 10 – Ativo financeiro de concessão 84
NOTA 11 – Ativos não circulantes mantidos para venda 86
NOTA 12 – Depósitos judiciais 87
NOTA 13 – Investimentos 88
NOTA 14 – Imobilizado 95
NOTA 15 – Intangível 102
NOTA 16 – Fornecedores 103
NOTA 17 – Empréstimos e financiamentos 104
NOTA 18 – Debêntures e notas promissórias 110
NOTA 19 – Concessões a pagar 111
NOTA 20 – Gerenciamento de riscos e instrumentos financeiros 113
NOTA 21 – Imposto de renda e contribuição social a pagar 122
NOTA 22 – Outras obrigações fiscais e regulatórias 122
NOTA 23 – Obrigações trabalhistas 123
NOTA 24 – Provisões 123
NOTA 25 – Obrigações com benefícios de aposentadoria 129
NOTA 26 – Imposto de renda e contribuição social diferidos 133
NOTA 27 – Patrimônio líquido 135
NOTA 28 – Dividendos e juros sobre o capital próprio 137
NOTA 29 – Conciliação da receita operacional líquida 139
NOTA 30 – Detalhamento dos gastos operacionais por natureza 139
NOTA 31 – Resultado financeiro 141
NOTA 32 – Conciliação dos tributos, no resultado 142
NOTA 33 – Transações com partes relacionadas 143
NOTA 34 – Seguros 145
NOTA 35 – Compromissos de longo prazo 146
NOTA 36 – Informações complementares ao fluxo de caixa 148
NOTA 37 – Eventos subsequentes 149
Declaração dos Diretores da Companhia 150
Conselho de Administração 151
Diretoria Executiva 151
Departamento de Contabilidade 151
Relatório dos Auditores Independentes 152
Parecer do Conselho Fiscal 157

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

Senhoras e senhores acionistas,

A Administração da ENGIE Brasil Energia S.A. ("ENGIE Brasil Energia" ou "Companhia") submete para apreciação o Relatório da Administração e as correspondentes Demonstrações Contábeis dos exercícios de 2017 e 2016, em conformidade com as práticas contábeis internacionais e também as adotadas no Brasil. Acompanham este documento os relatórios dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2017. As informações do Relatório da Administração estão apresentadas em milhões de reais e em base consolidada, exceto quando indicado de outra forma.

O presente Relatório da Administração cumpre a exigência da Lei nº 6.404/76 e segue recomendações do Parecer de Orientação CVM nº 15, de 28 de dezembro de 1987, da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), e do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). É prioritariamente destinado aos acionistas da Companhia, estando, porém, à disposição para acesso público no *website* da ENGIE Brasil Energia, da CVM e da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3), sendo ainda publicado em mídia impressa na cidade e no estado onde está localizada sua sede (Florianópolis, Santa Catarina), de acordo com a legislação brasileira.

Além deste documento, a Companhia divulga um Relatório de Sustentabilidade, com informações complementares. Desenvolvida conforme as diretrizes da *Global Reporting Initiative* (GRI), essa publicação tem conteúdo mais abrangente, sendo lançada após o Relatório da Administração, ao final de abril. Alinhada às recomendações do Comitê Internacional para Relatos Integrados (IIRC, na sigla em inglês), a ENGIE Brasil Energia tem por prática incorporar o conteúdo do Relatório da Administração ao Relatório de Sustentabilidade, a fim de assegurar a homogeneidade da comunicação com seus públicos de interesse.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

A capacidade de entregar resultados efetivos, mesmo em cenários adversos, está entre as principais virtudes da ENGIE Brasil Energia ao longo de sua trajetória. Em 2017 não foi diferente. Fruto do trabalho incansável de nossa equipe, tivemos mais um ano de expressivo sucesso na execução da estratégia corporativa. Como consequência tangível, a Companhia alcançou, no período, Ebitda de R$ 3.519,5 milhões e lucro líquido de R$ 2.004,6 milhões, representando aumentos de 10,8% e 29,5%, respectivamente, em relação a 2016. O avanço nos resultados se deveu, principalmente, à mitigação dos efeitos negativos do deficit de geração hidrelétrica (GSF), por meio da administração proativa do portfólio. Adicionalmente, contribuíram a elevação do volume de energia vendida, a queda nos custos com *royalties* – em virtude da menor geração hidrelétrica –, a alienação das Usinas Beberibe, Pedra do Sal e Areia Branca, a melhora do resultado financeiro líquido, entre outros fatores que serão relatados nesta publicação.

Com o olhar no futuro, a ENGIE Brasil Energia seguiu empenhada em criar valor no presente, 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. Assim, 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 ENGIE Brasil Energia, esse empreendimento permite uma relevante otimização de recursos e sinergia na implantação e operação desses parques eólicos.

Assim como no caso das aquisições, celebramos em 2017 a inauguração do Complexo Eólico Santa Mônica (97,2 MW) e o início da operação da Usina Fotovoltaica Assú V (30,0 MW), bem como a evolução das obras da Usina Termelétrica Pampa Sul (345 MW) e da Fase I do Complexo Eólico Campo Largo (326,7 MW). Em paralelo, a ENGIE Brasil Participações (controladora da Companhia) evoluiu em direção à transferência, para a ENGIE Brasil Energia, de sua participação na Usina Hidrelétrica Jirau, em um processo que deverá ser intensificado em 2018, a partir do envolvimento do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas.

Alinhada às diretrizes estratégicas de sua Controladora, a Companhia realizou movimentos importantes em direção à descarbonização. Com a finalidade de identificar potenciais compradores para o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e a Usina Termelétrica Pampa Sul, foi iniciada uma sondagem de mercado, que resultou na assinatura de um contrato de exclusividade para realização de *due diligence* com uma das proponentes. Atentos ao compromisso da ENGIE Brasil Energia com a transparência, seguiremos informando todas as partes interessadas à medida que esse processo se desenvolva.

No pilar da descentralização, ancorado na maior proximidade com os clientes, foi dada sequência ao crescimento das operações em geração distribuída. Em 2017, a ENGIE Geração Solar Distribuída instalou 1.493 sistemas, em 14 Unidades da Federação, com 7.714 kWp. Outra marca importante foi a expansão, pelo segundo ano consecutivo, da carteira de clientes da ENGIE Brasil Energia: eram 280 ao fim de 2017, um aumento de 22,8% se comparado a 2016, quando já havíamos registrado crescimento significativo. Unindo a descentralização à digitalização, operacionalizamos a comercializadora varejista da Companhia de forma a aumentar seu alcance e eficiência comercial, tornando-a mais competitiva no segmento de pequenos clientes. Para tanto, estamos implantando uma plataforma digital dedicada à gestão e à padronização de contratos e procedimentos necessários ao ganho de escala decorrente da evolução da base de clientes.

A atuação comercial da ENGIE Brasil Energia ao longo de 2017 reforçou sua capacidade de criar valor para os acionistas. A gestão proativa do portfólio — focada na diversificação e no equilíbrio entre as contratações de curto, médio e longo prazos — reduziu o impacto de um dos GSFs mais baixos da história do setor elétrico brasileiro.

Tamanha segurança na estratégia comercial tem base na solidez operacional construída pela Companhia. Considerados os 12 meses do ano, alcançamos a marca de 36.335 GWh gerados (4.148 MW médios), com índice de disponibilidade de 95,2%, desconsiderando-se as paradas programadas. A fim de assegurar a eficiência das operações, seguimos um plano rigoroso de manutenção e melhoria do parque gerador. Em paralelo, evoluímos na integração de plantas ao Centro de Operação da Geração (COG), localizado na sede em Florianópolis (SC), de onde mais quatro usinas passaram a ser operadas de forma remota durante o ano — totalizando sete, em um movimento que reforça o pilar estratégico da digitalização.

A contínua busca por eficiência segue acompanhada do respeito aos compromissos socioambientais da Companhia. Nossas equipes se mantêm dedicadas ao monitoramento sistemático das condições ambientais locais, em complemento a diversas iniciativas voluntárias desenvolvidas junto a organizações parceiras, voltadas à conservação dos recursos naturais. A parceria também dá o tom ao relacionamento da ENGIE Brasil Energia com as comunidades onde está inserida. Nesse contexto, os Centros de Cultura e Sustentabilidade, já implantados em cinco municípios, transformaram-se em ferramentas essenciais para uma contribuição cada vez mais efetiva ao desenvolvimento econômico e social. Um sexto Centro está prestes a ser inaugurado em Minaçu (GO) e outros três tiveram seus projetos aprovados pelo Ministério da Cultura para implantação nos próximos anos.

Com essas comunidades e toda a sociedade, compartilhamos da esperança por um mundo sustentável em todas as esferas. É essa aspiração que impulsiona a ENGIE Brasil Energia a inovar e transformar as incertezas, presentes no contexto brasileiro e no cenário da transição energética, em oportunidades. Prova disso foi o ingresso da Companhia no segmento de transmissão, a partir da vitória em um dos lotes disputados no Leilão de Transmissão 02/2017 promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Localizadas no estado do Paraná, as linhas somam 1.050 quilômetros de extensão, conectadas a cinco subestações, que possibilitarão ao Sistema Integrado Nacional operar de maneira mais eficiente e segura.

Além do avanço em direção à sinergia almejada nas operações da Companhia, essa conquista oportuniza a diversificação de risco e novas possibilidades de crescimento e geração de valor a todos os nossos *stakeholders*. Ao mesmo tempo, representa novos desafios, inerentes à inserção em um outro segmento do setor. Não temos dúvidas quanto à capacidade da ENGIE Brasil Energia para superar esses e outros desafios que se apresentem. O desempenho da Companhia em 2017, reportado em detalhes ao longo deste Relatório, demonstra isso. Agradecendo a todas as pessoas e organizações que compartilham de nossos objetivos, especialmente a acionistas, colaboradores e parceiros, seguimos trabalhando para transmitir confiança e gerar resultados.

Maurício Stolle Bähr
Presidente do Conselho de Administração

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

1. PREMIAÇÕES E RECONHECIMENTOS CONQUISTADOS EM 2017

- **13º Prêmio Brasil Ambiental (Câmara de Comércio Americana do Rio de Janeiro – AmCham Rio)**

Projeto vencedor: Conservação de espécies endêmicas de ictiofauna no Rio Iguaçu (PR)

- **24º Prêmio Expressão de Ecologia**

Projetos vencedores:

Gestão Ambiental e Sociopatrimonial de Usinas Hidrelétricas
Ações para a conservação da ictiofauna no Alto Rio Uruguai

- **5° Ranking Sustentar de Inovação**

Projeto vencedor: Programa de Diagnóstico da Eficiência Energética

- **Prêmio Época Negócios 360º, da Revista Época**

Melhor empresa em Governança Corporativa

- **Ranking Revista Institutional Investor 2017**

Melhor Programa de Relacionamento com Investidores (*Sell-Side)*
Melhor CEO de empresa do setor elétrico da América Latina (*Sell-Side)*

- **Troféu Transparência, da Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (Anefac), na categoria "Companhias com receita líquida até R$ 5 bilhões".**

- **Companhia integrante do ISE – Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 – Carteira 2018**

Pelo 13º ano consecutivo, desde que o ISE foi criado, a Companhia integra a carteira do Índice, que reúne empresas reconhecidas por compromissos e práticas referentes a eficiência econômica, equilíbrio ambiental, justiça social e governança corporativa.

2. A COMPANHIA

A geração e a comercialização de energia constituem os dois principais eixos de atuação da ENGIE Brasil Energia, que tem sede em Florianópolis (SC). Assim, a Companhia implanta e opera empreendimentos de geração a partir de fontes convencionais, como hidrelétricas e termelétricas, além de pequenas centrais hidrelétricas e usinas eólicas, a biomassa e fotovoltaicas. Em complemento, compra e vende energia convencional e incentivada, mantendo clientes em todo o País. O ano de 2017 marcou o ingresso da ENGIE Brasil Energia em um novo segmento do setor elétrico, o de transmissão de energia.

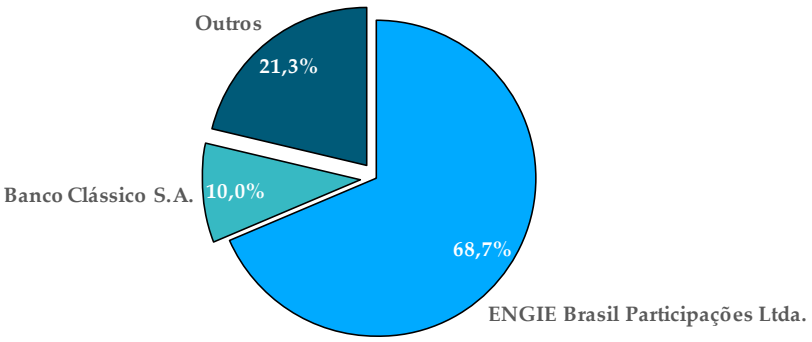
Com 652.742.192 ações ordinárias negociadas regularmente na B3, a Companhia acumulava, ao final de 2017, capital social de R$ 2.829,1 milhões. A ENGIE Brasil Energia também está presente no mercado de balcão norte-americano, onde negocia *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I, sob o código EGIEY, seguindo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

2.1 Controladora

Líder global na produção independente de energia, com atividades em mais de 70 países, a ENGIE é a Controladora da ENGIE Brasil Energia. Com forte atuação em eletricidade, gás natural e serviços de energia, a ENGIE detém 68,7% da Companhia, por meio da ENGIE Brasil Participações Ltda.

Em âmbito global, a ENGIE reúne cerca de 153 mil colaboradores e mantém 115,3 GW de capacidade instalada em energia elétrica, além de um portfólio de 1.082 TWh/ano em gás natural. Orientada ao desenvolvimento sustentável, busca oferecer soluções inovadoras a pessoas, cidades e empresas. Com foco na transição energética para uma economia de baixo carbono, a estratégia de negócios da Controladora contempla a ampliação do acesso à energia renovável, a mitigação e a adaptação às mudanças climáticas, a segurança de abastecimento e o uso racional de recursos naturais. Dessa forma, procura se tornar referência em serviços de energia em países emergentes, ao mesmo tempo em que se propõe a liderar o movimento de transição energética na Europa, guiada pelas diretrizes de descarbonização, descentralização e digitalização.

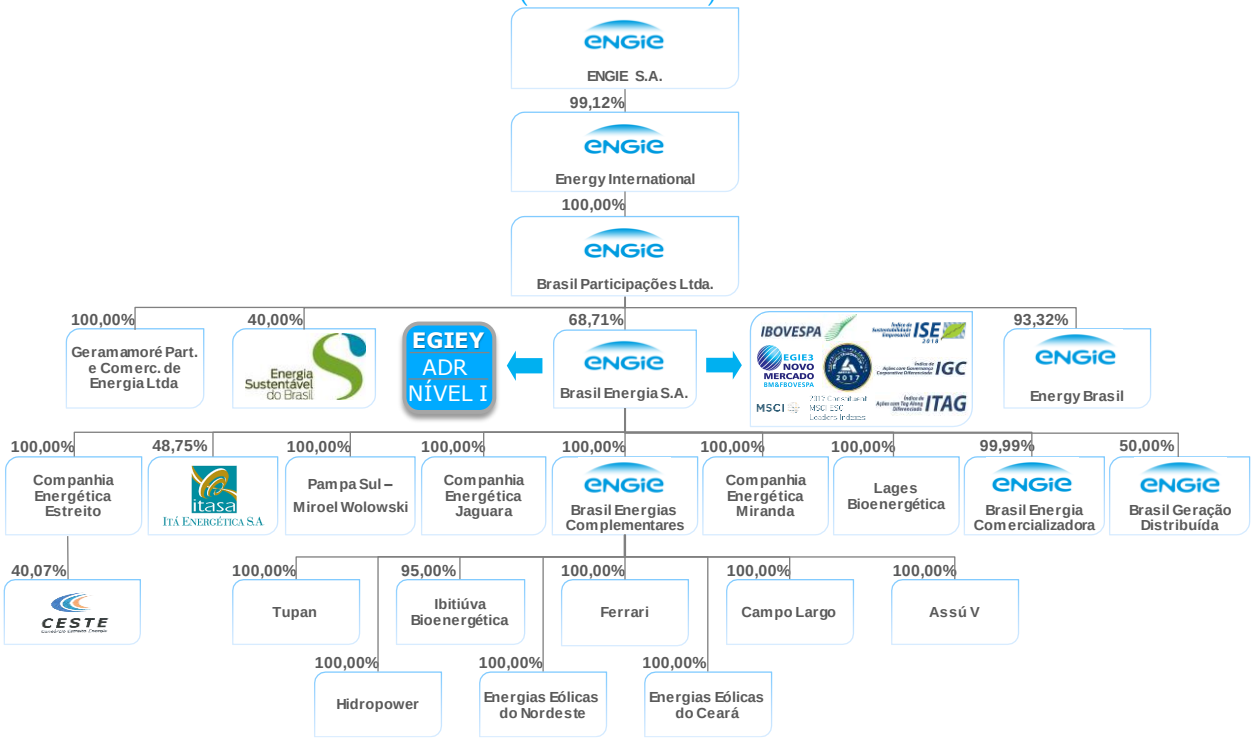
Estrutura acionária – ENGIE Brasil Energia
(em 31.12.2017)



2.2 Estrutura societária

Conforme demonstra o infográfico a seguir, a ENGIE Brasil Energia controla subsidiárias e mantém participações em consórcios concessionários de usinas do seu parque gerador. Em 2017, entraram na estrutura as Companhias Energéticas Jaguara e Miranda, adquiridas pela Companhia e já em operação, e saíram as Usinas Beberibe, Pedra do Sal e Areia Branca, alienadas no decorrer do ano. Mais informações acerca dessas inclusões e exclusões são relatadas no próximo item deste Relatório.

Estrutura societária*
(em 31.12.2017)



** Estrutura simplificada.*

2.3 Parque gerador

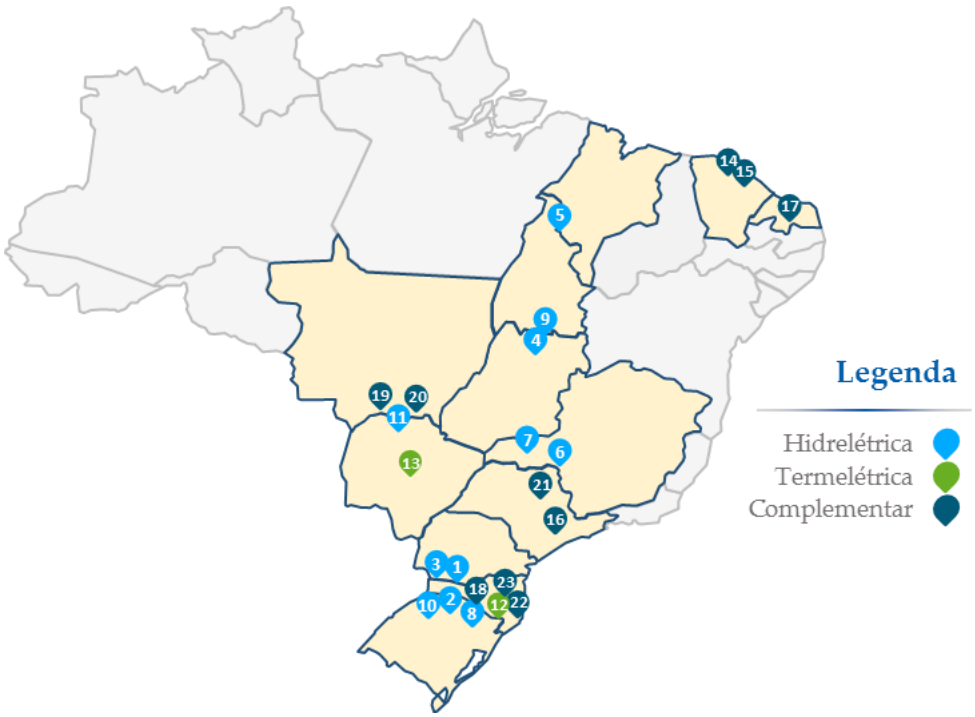
O parque gerador da ENGIE Brasil Energia chegou ao final de 2017 com 31 usinas e 9.588,8 MW de capacidade instalada operada, sendo 11 hidrelétricas, quatro termelétricas convencionais e 16 usinas complementares – duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), nove eólicas, três a biomassa e duas solares fotovoltaicas. Desses empreendimentos, 27 são controlados integralmente pela Companhia, de modo que a capacidade instalada própria total somava 7.868,1 MW.

Consideradas todas as usinas, 86,7% da matriz de geração própria da Companhia é composta por fontes renováveis. Em 2017, duas novas concessões contribuíram para ampliar essa representatividade: as Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda. Com 424 MW de capacidade instalada, a UHE Jaguara se localiza no município de Rifaina (SP) e iniciou sua operação comercial em 1971. A UHE Miranda, por sua vez, está localizada em Indianópolis (MG), com 408 MW de capacidade instalada, e completará 20 anos de operação em 2018. Ambas as concessões pertenciam à Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), tendo ido a leilão em 27 de setembro de 2017, conforme parâmetros técnicos e econômicos estabelecidos na Resolução nº 12/2017, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Após a assinatura do contrato de concessão, transcorreu-se um curto período de operação assistida, compartilhada entre os antigos e os novos operadores do ativo. Em 29 de dezembro, a operação e a manutenção das usinas passaram a ser integralmente realizadas pela ENGIE Brasil Energia. A partir dessa data, foi iniciada a contagem dos 30 anos de concessão.

Distribuição geográfica do parque gerador

(em 31.12.2017)



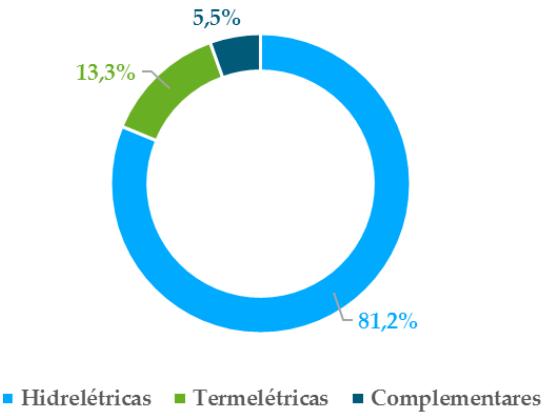
Composição do parque gerador
(em 31.12.2017)

	Usinas Hidrelétricas	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Proprie-dade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização
1	Salto Santiago	1.420,0	755,1	100%	1.420,0	755,1	27.09.2028
2	Itá	1.450,0	720,0	69,0%	1.126,9	544,2	16.10.2030
3	Salto Osório	1.078,0	522,0	100%	1.078,0	522,0	27.09.2028
4	Cana Brava	450,0	273,5	100%	450,0	273,5	26.08.2033
5	Estreito	1.087,0	641,1	40,1%	435,6	256,9	26.11.2037
6	Jaguara	424,0	341,0	100,0%	424,0	341,0	28.12.2047
7	Miranda	408,0	198,2	100,0%	408,0	198,2	28.12.2047
8	Machadinho	1.140,0	529,0	19,3%	403,9	147,2	14.07.2032
9	São Salvador	243,2	151,1	100%	243,2	151,1	22.04.2037
10	Passo Fundo	226,0	119,0	100%	226,0	119,0	27.09.2028
11	Ponte de Pedra	176,1	133,5	100%	176,1	133,5	30.09.2034
	Total	**8.102,3**	**4.383,5**		**6.391,7**	**3.441,7**	
	Usinas Termelétricas	**Capacidade instalada total (MW)**	**Garantia física total (MWm)**	**Proprie-dade**	**Capacidade instalada própria (MW)**	**Garantia física própria (MWm)**	**Vencimento da concessão/ autorização**
12 [1]	Complexo Jorge Lacerda	857,0	649,9	100%	857,0	649,9	27.09.2028
13	William Arjona	190,0	136,1	100%	190,0	136,1	28.04.2029
	Total	**1.047,0**	**786,0**		**1.047,0**	**786,0**	
	Usinas Complementares	**Capacidade instalada total (MW)**	**Garantia física total (MWm)**	**Proprie-dade**	**Capacidade instalada própria (MW)**	**Garantia física própria (MWm)**	**Vencimento da concessão/ autorização**
14 [2]	Complexo Trairi (Eólico)	115,4	63,9	100%	115,4	63,9	28.09.2041
15 [2]	Complexo Santa Mônica (Eólico)	97,2	47,4	100%	97,2	47,4	04.02.2045
16	Ferrari (Biomassa)	80,5	35,6	100%	80,5	35,6	26.07.2042
17	Assu V (Solar)	30,0	9,2	100%	30,0	9,2	07.06.2051
18	Lages (Biomassa)	28,0	11,1	100%	28,0	11,1	28.10.2032
19	Rondonópolis (PCH)	26,6	10,1	100%	26,6	10,1	18.12.2032
20	José G. da Rocha (PCH)	23,7	9,2	100%	23,7	9,2	18.12.2032
21	Ibitiúva (Biomassa)	33,0	20,0	69,3%	22,9	13,9	05.04.2030
22	Cidade Azul P&D (Solar)	3,0	não aplicável	100%	3,0	não aplicável	não aplicável
23	Tubarão P&D (Eólica)	2,1	não aplicável	100%	2,1	não aplicável	não aplicável
	Total	**439,5**	**206,5**		**429,4**	**200,4**	
	Total geral	**9.588,8**	**5.376,0**		**7.868,1**	**4.428,1**	

1 Complexo composto por três usinas
2 Complexo composto por quatro centrais eólicas

Com base na Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 178, de 3 de maio de 2017, as usinas hidrelétricas operadas pela Companhia terão, em sua maioria, novos valores de garantia física a partir de 1º de janeiro de 2018, podendo ser revisadas para mais ou para menos, com base em aspectos técnicos. Informações complementares sobre essa alteração são relatadas no Item 6 – Gestão da Qualidade.

Matriz energética da ENGIE Brasil Energia*
(em 31.12.2017)



** Com base na capacidade instalada própria.*

A fim de priorizar ativos que ofereçam maior grau de sinergia, foi concretizada durante o ano a alienação, para a Companhia Energética de Petrolina, das Usinas Eólicas Beberibe (com 25,6 MW, no Ceará) e Pedra do Sal (com 18 MW, no Piauí), assim como da Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca (com 19,8 MW, em Minas Gerais). Em outra frente, com foco na descarbonização, a ENGIE Brasil Energia deu início a uma sondagem de mercado com a finalidade de identificar potenciais compradores para o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, localizado em Santa Catarina, e para a Usina Termelétrica Pampa Sul, em implantação. Nesse contexto, foi assinado um contrato de exclusividade para realização de *due diligence* com uma das proponentes, em um processo que deverá avançar ao longo de 2018.

3. GOVERNANÇA CORPORATIVA

Assegurar os direitos dos acionistas e a transparência das ações constitui um compromisso da ENGIE Brasil Energia. Pautada pela ética, um de seus valores fundamentais, a Companhia se empenha no alinhamento às melhores práticas de governança corporativa adotadas pelo mercado, tais como as diretrizes do *Sarbanes-Oxley Act*.

Nesse sentido, a ENGIE Brasil Energia integra o Novo Mercado da B3, que exige a adoção de regras societárias direcionadas à ampliação dos direitos dos investidores, além de uma abrangente política de divulgação de informações ao mercado.

Aos acionistas da Companhia, são assegurados os seguintes direitos:

- Votar em Assembleia Geral, ordinária ou extraordinária.
- Encaminhar recomendações ao Conselho de Administração por meio de canal específico no Portal de Investidores do *website*.
- Receber dividendos e participar da distribuição de lucros ou outras distribuições.
- Fiscalizar a Administração e retirar-se da Companhia nas situações previstas na Lei das Sociedades por Ações.

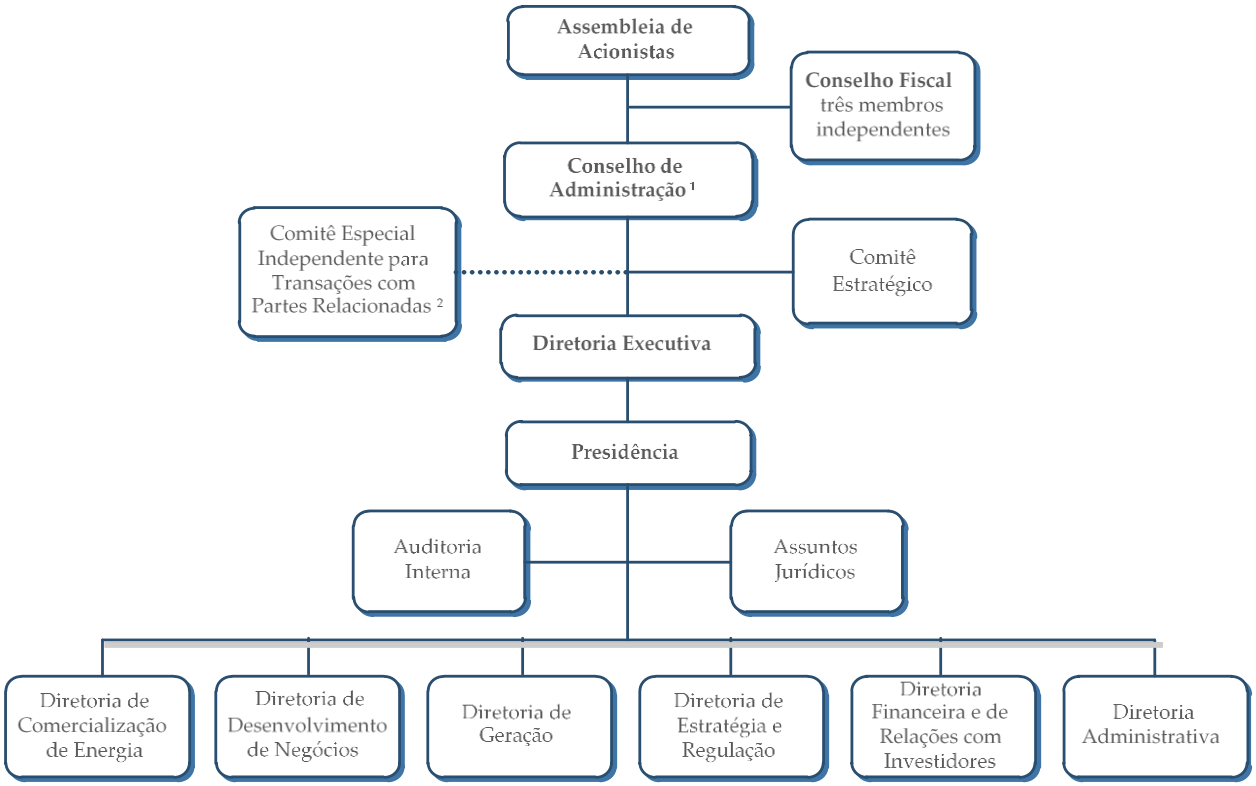
- Receber no mínimo 100% do preço pago por ação ordinária do bloco de controle, conforme regulamento do Novo Mercado, em caso de oferta pública de ações em decorrência da alienação do controle (100% de *tag along*).

Conforme o Estatuto Social da Companhia, disponível no *website* (www.engieenergia.com.br), qualquer disputa entre seus acionistas, especialmente as relacionadas ao mercado de capitais e ao direito societário, deve ser conduzida à Câmara de Arbitragem do Mercado – órgão ligado à B3, de caráter independente e sigiloso.

3.1 Estrutura da Administração

A estrutura de governança da ENGIE Brasil Energia tem na Assembleia Geral dos Acionistas (AGA) sua máxima instância decisória, seguida pelo Conselho de Administração e pela Diretoria Executiva.

Organograma da Administração
(em 31.12.2017)



(1) Composto por nove membros: presidente, vice-presidente e sete conselheiros, sendo quatro da controladora, dois representantes dos acionistas minoritários e um representante dos empregados.
(2) Não permanente e majoritariamente composto por membros independentes não indicados pela controladora.

3.1.1 Conselho de Administração

Estabelecer políticas, estratégias e diretrizes gerais para a condução dos negócios, orientando a Diretoria Executiva, está entre as principais atribuições do Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia. Assim, os conselheiros são responsáveis por analisar aspectos e impactos relacionados à sustentabilidade, nas esferas econômica, social e ambiental.

Em 2017, o Conselho foi composto por nove membros efetivos e igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral dos Acionistas (AGA) no ano anterior. O mandato desses conselheiros tem duração de dois anos, sendo permitida a reeleição, e o presidente do Conselho não exerce função executiva na Companhia. Em conformidade também com o regulamento do Novo Mercado da B3, a Companhia mantém no mínimo 20% de conselheiros independentes — em 2017, dos nove membros, um era representante dos empregados e dois dos acionistas minoritários.

Conselho de Administração
(em 31.12.2017)

Titulares	Suplentes
Maurício Stolle Bähr *Presidente*	Natacha Marly Herero Et Guichard
Manoel Arlindo Zaroni Torres *Vice-presidente*	José Luiz Jansson Laydner
Dirk Achiel Marc Beeuwsaert	Gil de Methodio Maranhão Neto
José Pais Rangel *Representante de acionistas minoritários*	José João Abdalla Filho *Representante de acionistas minoritários*
Antonio Alberto Gouvêa Vieira* *Representante de acionistas minoritários*	---
Paulo Jorge Tavares Almirante	Gustavo Henrique Labanca Novo
Pierre Jean Bernard Guiollot	Simone Cristina de Paola Barbieri**
Roberto Henrique Tejada Vencato *Representante dos empregados*	Luiz Antônio Barbosa *Representante dos empregados*
José Carlos Cauduro Minuzzo*	---

** Em 2017, Antonio Alberto Gouvêa Viera e José Carlos Minuzzo, que tinham função de suplência, passaram a compor o Conselho de Administração, em substituição a Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro e Willem Frans Alfons Van Twembeke, respectivamente.*
*** Assumiu a suplência em 17 de abril de 2017, na 20ª AGO, substituindo Marcelo Fernandes Soares.*

3.1.2 Conselho Fiscal

Responsável por analisar as demonstrações contábeis da Companhia, fiscalizar os atos da Diretoria Executiva e avaliar os sistemas de gestão de risco e de controles internos, o Conselho Fiscal da ENGIE Brasil Energia tem caráter permanente. Cabe também a esse órgão a avaliação das propostas a serem submetidas ao Conselho de Administração em caso de contratação de serviços complementares de auditoria das demonstrações contábeis.

De acordo com o Estatuto Social, os conselheiros fiscais são eleitos anualmente em Assembleia Geral Ordinária, havendo a possibilidade de reeleição.

Conselho Fiscal
(em 31.12.2017)

Titulares	Suplentes
Carlos Guerreiro Pinto	Manoel Eduardo Bouzan de Almeida
Manoel Eduardo Lima Lopes	Ailton Pinto Siqueira
Paulo de Resende Salgado	Flávio Marques Lisboa Campos

3.1.3 Diretoria Executiva

A Diretoria Executiva atua na forma de colegiado, sendo designada pelo Conselho de Administração e eleita em Assembleia Geral. Respeitando atribuições específicas de cada cargo, os diretores trabalham com uma abordagem matricial dos assuntos. Além do diretor-presidente, a quem cabe coordenar e orientar as atividades dos demais, outros seis diretores atuam na execução das estratégias definidas pelo Conselho de Administração.

Em 9 de janeiro de 2017, Carlos Freitas assumiu a Diretoria Financeira e de Relações com Investidores, função até então exercida pelo atual Diretor-Presidente, Eduardo Sattamini.

Diretoria Executiva
(em 31.12.2017)

Nome	Cargo
Eduardo Antonio Gori Sattamini	Diretor-Presidente
Carlos Henrique Boquimpani de Freitas	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Edson Luiz da Silva	Diretor de Estratégia e Regulação
Gustavo Henrique Labanca Novo	Diretor de Desenvolvimento de Negócios
José Luiz Jansson Laydner	Diretor de Geração
Júlio César Lunardi	Diretor Administrativo
Marco Antônio Amaral Sureck	Diretor de Comercialização de Energia

3.1.4 Comitês

De caráter consultivo, 13 comitês auxiliam o Conselho de Administração e a Diretoria Executiva na tomada de decisões relacionadas a aspectos específicos. Foram criados em 2017 o Comitê de Processos e o Comitê de Seguros. Em maiores detalhes, são:

- **Comitê Estratégico**: trata de temas relativos à estratégia da Companhia, pautados por conselheiros e diretores. Entre esses temas, destacam-se a seleção e o acompanhamento dos projetos de expansão do parque gerador, além da análise de tendências do setor elétrico.
- **Comitê de Performance Humana:** avalia temas voltados à segurança e à produtividade dos empregados e terceirizados, bem como aspectos vinculados à disponibilidade das usinas e à redução dos custos operacionais e impactos ambientais.
- **Comitê Financeiro:** propõe e acompanha as políticas e atividades relacionadas a assuntos de finanças corporativas, tesouraria, seguros, riscos financeiros e de contraparte.
- **Comitê de Energia:** delibera a respeito da estratégia de comercialização de energia e propõe ações para a gestão de risco do portfólio de clientes.
- **Comitê de Gerenciamento de Risco:** promove a conscientização quanto aos riscos corporativos, além de definir metas e diretrizes e sugerir melhorias de gestão. É responsável, ainda, por estabelecer os procedimentos de controle dos riscos da Companhia.
- **Comitê de Inovação:** fortalece a cultura empreendedora na Companhia, estimulando a inovação contínua nos processos e no próprio modelo de negócio.
- **Comitê de Governança Tributária:** analisa assuntos de natureza tributária, propondo ações que gerem menor exposição a riscos relacionados ao tema, bem como o aproveitamento de benefícios fiscais.

- **Comitê de Sustentabilidade:** contribui para consolidar a sustentabilidade como parte da cultura organizacional da Companhia, sugerindo metas e ações relacionadas ao desenvolvimento sustentável, o que inclui o apoio a iniciativas das comunidades onde a ENGIE Brasil Energia está inserida.
- **Comitê de Ética:** divulga, aplica e monitora a adesão aos referenciais de ética estabelecidos pela Companhia, visando à prevenção do risco ético e à promoção de boas práticas.
- **Comitê de Segurança em Sistemas de Controle Industrial:** busca garantir a segurança dos sistemas de controle industrial da Companhia, por meio da proposição, da implementação e do monitoramento de políticas e planos de ação que envolvem as diversas áreas da ENGIE Brasil Energia.
- **Comitê de Processos:** seleciona e prioriza os processos-foco a serem desenvolvidos ou aprimorados, com o propósito de garantir o alinhamento com os objetivos estratégicos da Companhia, gerar valor e otimizar os processos investigados.
- **Comitê de Seguros**: assessorar e orientar a Diretoria Executiva na proposição e acompanhamento das políticas e atividades relacionadas a assuntos de seguros.
- **Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas:** instalado pelo Conselho de Administração sempre que a Companhia tem a intenção de realizar qualquer transação com partes relacionadas. Com maior número de membros que representam os acionistas minoritários no Conselho de Administração, cabe ao Comitê analisar e recomendar a realização dessas transações.

3.2 Códigos e políticas

A ENGIE Brasil Energia tem em suas políticas corporativas os norteadores para a condução de suas atividades e relacionamentos. Desenvolvidos, revisados e atualizados periodicamente, esses documentos expressam os valores, compromissos e diretrizes da Companhia em relação aos temas que considera fundamentais. Grande parte das políticas e códigos é disponibilizada para acesso público no *website* da Companhia, a saber:

- **Código de Ética:** contém princípios fundamentais a serem seguidos por todos que direta ou indiretamente se envolvem em ações de responsabilidade da Companhia.
- **Política ENGIE de Gestão Sustentável:** expressa as diretrizes da Companhia em relação a qualidade, meio ambiente, saúde e segurança no trabalho, responsabilidade social e gestão da energia.
- **Código de Meio Ambiente:** apresenta os compromissos da Companhia com o meio ambiente e o desenvolvimento sustentável.
- **Política ENGIE Sobre Mudanças Climáticas:** estabelece diretrizes e iniciativas voltadas à mitigação e à adaptação às mudanças do clima.
- **Política de Direitos Humanos:** registra compromissos relacionados à proteção dos direitos humanos em seus projetos e operações, incluindo cuidados relativos à cadeia de valor.

- **Política de Engajamento de *Stakeholders*:** detalha os procedimentos a serem adotados pela Companhia e suas controladas no relacionamento com públicos de interesse, tanto nas etapas de desenvolvimento e implantação quanto na operação de seus empreendimentos.
- **Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações:** define práticas de divulgação e uso de informações corporativas, além da política de negociação de valores mobiliários de emissão da ENGIE Brasil Energia, como ações e debêntures.
- **Política de Investimentos e Derivativos:** elenca critérios para a aplicação de recursos disponíveis no mercado financeiro e limites para a utilização de derivativos.

4. MODELO DE NEGÓCIO E CRIAÇÃO DE VALOR

Conectado ao contexto da transição energética para uma economia de baixo carbono, o modelo de negócios da ENGIE Brasil Energia reflete os movimentos de descarbonização, descentralização e digitalização, considerados o cerne da evolução do setor em direção ao desenvolvimento sustentável.

Dedicado a criar valor no médio e longo prazo, esse modelo tem base na geração, prioritariamente a partir de fontes renováveis, e na comercialização de energia. Em complemento, incorpora, cada vez mais, a oferta de soluções integradas e inovadoras para atendimento às demandas da sociedade, alinhadas à visão de transformar a relação das pessoas com a energia para um mundo mais sustentável.

Seguindo a diretriz de diversificar as atividades em áreas sinérgicas aos negócios já desenvolvidos, em 2017 a Companhia ingressou em um novo segmento, a partir da conquista de um dos lotes ofertados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) no Leilão de Transmissão nº 02/2017. Com oferta de R$ 231,7 milhões de Receita Anual Permitida (RAP), o Consórcio ENGIE Brasil Transmissão, do qual a Companhia faz parte, arrematou um lote de linhas com aproximadamente 1.050 quilômetros de extensão, conectadas a cinco subestações, localizadas no Paraná.

4.1 Estratégia

A comercialização de energia, a expansão responsável do parque gerador e de infraestruturas ligadas ao setor de energia estão no centro da estratégia de negócios da ENGIE Brasil Energia, conforme detalhado a seguir.

4.1.1 Comercialização de energia

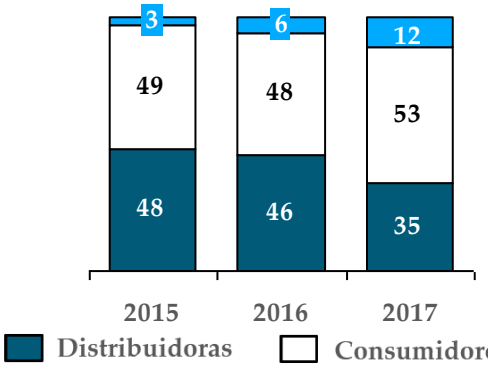
A Companhia comercializa energia tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL). No primeiro, a venda se dá por meio de leilões organizados pela Aneel, dos quais a ENGIE Brasil Energia participa sempre que os preços-teto propostos permitam viabilizar os empreendimentos a serem desenvolvidos, ou estejam em linha com a expectativa de preços futuros, no caso de energia existente.

No mercado livre, a Companhia tem como prática vender gradativamente a energia disponível, buscando valores atrativos e também a minimização do risco de exposição aos preços de curto prazo (*spot* ou Preço de Liquidação das Diferenças — PLD). Assim, a comercialização é realizada à medida que o mercado revela maior propensão à compra. Em razão da constante ocorrência de deficit de geração hidrelétrica nos últimos anos, a ENGIE Brasil Energia passou a optar por deixar maior volume da sua capacidade comercial descontratada no mercado de curto prazo e, sempre que necessário ou oportuno, adquirir energia para revenda.

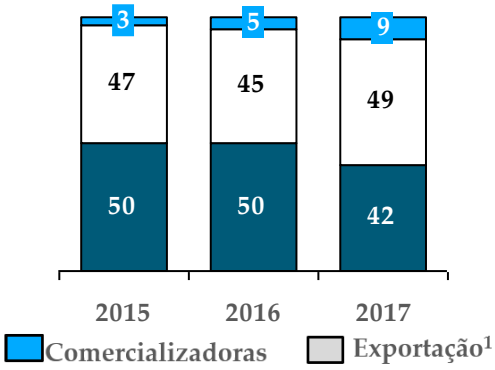
Em complemento, a diversificação da carteira de clientes, composta por empresas de diferentes portes e setores, favorece a compensação de efeitos decorrentes de conjunturas negativas em determinados segmentos, reduzindo riscos de queda de receita. Acompanhando a dinâmica do mercado livre, em 2017 a Companhia passou a oferecer novas modalidades de contratação, o que favorece a interação com clientes de diferentes perfis. Nesse sentido, foram intensificadas as negociações com varejistas de médio porte, por exemplo. Como resultado da gestão proativa do portfólio, a ENGIE Brasil Energia ampliou de forma expressiva, ao longo de 2017, o número de contratos de venda de energia vigentes. Ao final do ano, a Companhia contabilizava 280 clientes em 758 unidades consumidoras, números 22,8% e 28,0% superiores, respectivamente, aos registrados em 2016.

Em 2017, os consumidores livres representaram 53,4% das vendas físicas e 49,0% da receita líquida de vendas (para distribuidoras, comercializadoras, clientes livres e exportação), acréscimos de 5,5 p.p. e 3,9 p.p., respectivamente, em relação ao ano anterior.

Participação de clientes nas vendas físicas (%)



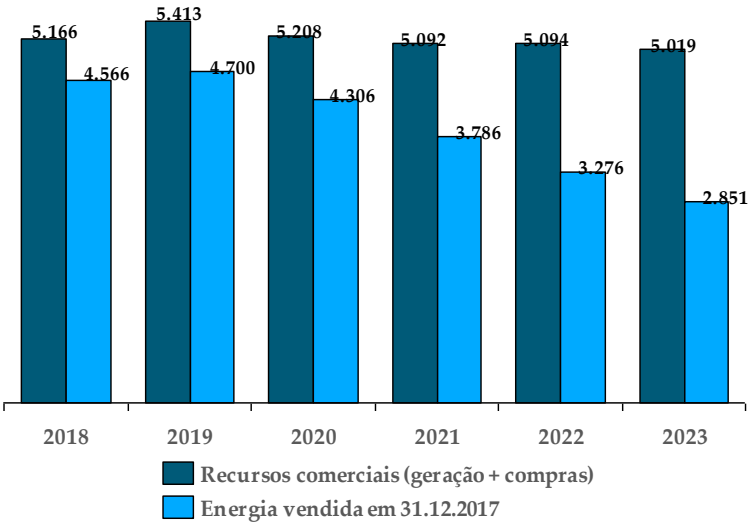
Participação de clientes nas vendas contratadas que compõem a Receita Líquida de Vendas (%)



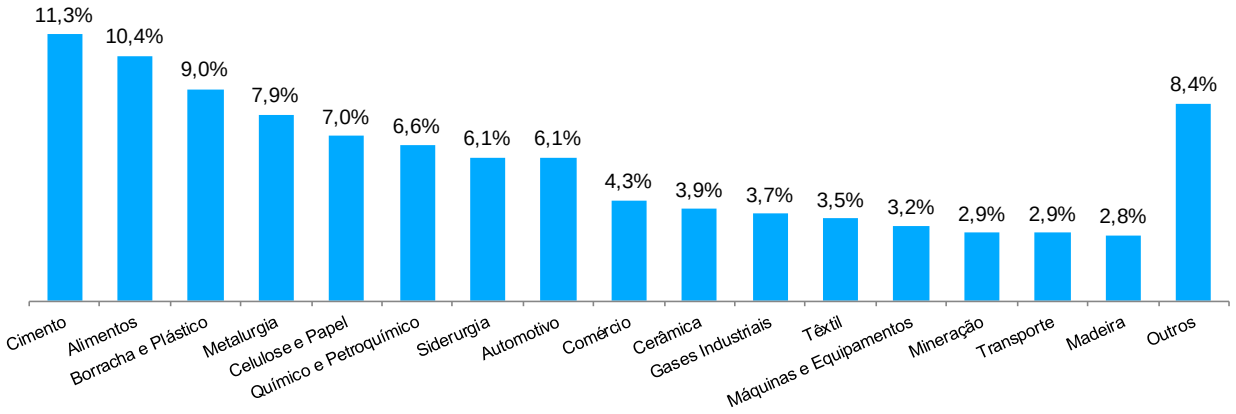
1- A representatividade das exportações sobre as vendas físicas no ano foi de 0,01% (0,22% em 2016) e sobre a receita líquida de vendas foi de 0,01% (0,29% em 2016).

O crescimento da participação das vendas para consumidores livres reflete o maior volume de vendas de energia incentivada para clientes que migraram do ambiente regulado, processo impulsionado pela entrada em operação comercial do Complexo Eólico Santa Mônica.

Balanço de energia
(MW médios)



Diversificação do portfólio de clientes
(em 31.12.2017)



O relacionamento cada vez mais próximo dos clientes, bem como a flexibilidade da Companhia no atendimento a suas demandas, levou a ENGIE Brasil Energia ao índice de 97,7% de aceitação junto a esse público em 2017. Entre os principais atributos destacados pelos clientes estavam o conhecimento técnico da equipe, além da solidez, confiabilidade e conduta ética da ENGIE Brasil Energia.

4.1.1.1 Comercializadora Varejista

Criada em 2017, a Comercializadora Varejista da ENGIE Brasil Energia pretende viabilizar o aumento da participação da Companhia no mercado livre, por meio, principalmente, da migração de clientes do mercado regulado. Essa estratégia se alinha aos objetivos empresariais relativos à maior inserção no varejo – grupo composto por empresas de menor porte em relação aos clientes atendidos usualmente pela Companhia. Dessa forma, possibilita maior diversificação dos segmentos de atuação, a partir da oferta de novos serviços a essa classe de consumidores industriais e comerciais, desde que elegíveis ao mercado livre.

Além do aumento do volume de negócios e de parceiros comerciais, outra consequência da expansão do portfólio de clientes de pequeno porte é a ampliação dos investimentos em fontes de geração renovável não convencional na Companhia, necessárias para atendimento a essa categoria de consumidores, maioria da carteira estimada da Comercializadora Varejista. Cria-se, assim, o encadeamento entre o aumento da base de clientes e o volume de investimentos em energia limpa.

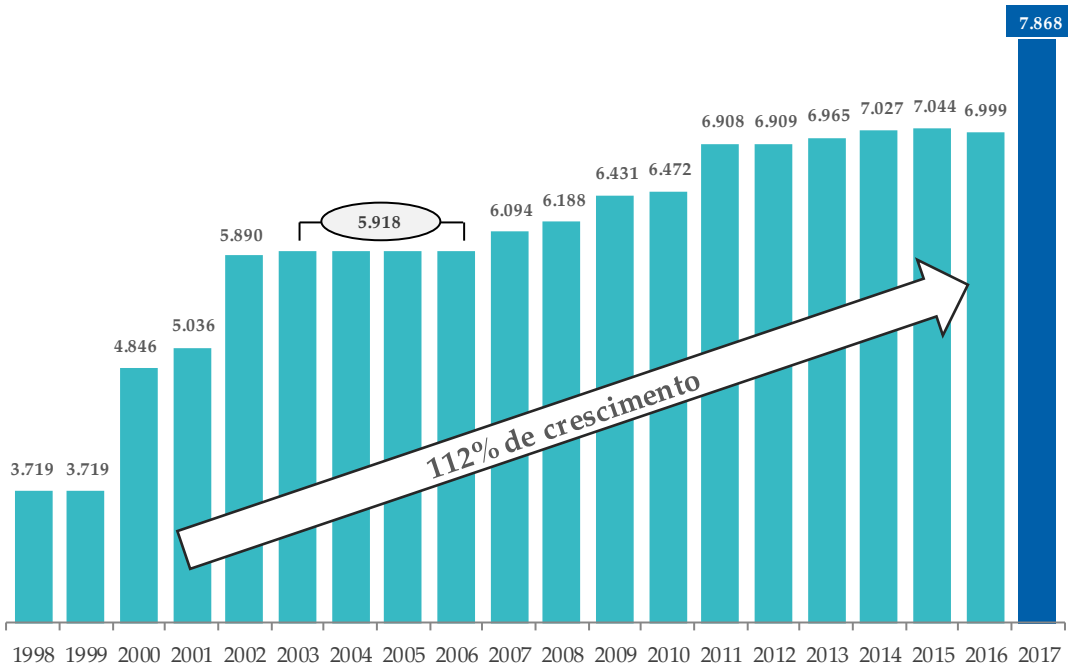
4.1.2 Crescimento responsável

4.1.2.1 Geração Centralizada

Em 19 anos de atuação no País, a ENGIE Brasil Energia expandiu em 112% a capacidade instalada de seu parque gerador, passando de 3.719 MW para 7.868 MW – aqui considerada apenas a capacidade instalada própria. Somente em 2017, essa capacidade foi ampliada em 12,4%. Apesar da alienação de ativos de geração no período – as Usinas Eólicas Beberibe, Pedra do Sal e a Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca, o crescimento foi mantido em decorrência tanto da aquisição de empreendimentos já operantes – as Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda –, quanto da entrada em operação de empreendimentos implantados ao longo dos últimos anos.

Nesse sentido, destaca-se o início da operação a plena capacidade do Complexo Eólico Santa Mônica, localizado no município de Trairi (CE) – as Centrais Eólicas Estrela e Ouro Verde, que integram o Complexo, entraram em operação nos meses de março e abril, respectivamente. Outro importante evento da área de implantação em 2017 foi a entrada em operação da Usina Fotovoltaica Assú V – o primeiro empreendimento, em larga escala, de geração solar centralizada da Companhia.

Evolução da capacidade instalada própria em operação
(em MW)



A ampliação da capacidade instalada deve ter sequência nos próximos anos, conforme prevê o planejamento estratégico da Companhia. A seguir apresentam-se os empreendimentos voltados à essa expansão.

Projetos de expansão
(em 31.12.2017)

Expansão	Capacidade instalada total (MW)	Garantia física total (MWm)	Proprie-dade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm)	Vencimento da concessão/ autorização
Jirau (Hidro)*	3.750,0	2.184,6	40%	1.500,0	882,0	13.08.2043
Complexo Umburanas - Fase I	360,0	207,5	100%	360,00	207,5	09.07.2050
Pampa Sul (Térmica)	345,0	323,5	100%	345,0	323,5	30.03.2050
Complexo Campo Largo - Fase I (Eólica)	326,7	164,9	100%	326,7	164,9	03.08.2050
Total	**4.781,7**	**2.880,5**		**2.531,7**	**1.577,9**	

** O projeto pertence hoje à Controladora, ENGIE Brasil Participações Ltda. Existe a possibilidade de transferência para a ENGIE Brasil Energia.*

- **Usina Hidrelétrica Jirau:** localizada no Rio Madeira, com sede em Porto Velho (RO), foi inaugurada em 16 de dezembro de 2016. Com 50 turbinas em operação, o empreendimento tem capacidade instalada total de 3.750 MW. A ENGIE Brasil Participações Ltda., detém 40% de participação no empreendimento. Em 2017, a Controladora avançou na avaliação da transferência dessa participação para a Companhia, um processo que deverá ter continuidade em 2018, com o envolvimento do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas. A ENGIE Brasil Participações divulgou em maio a contratação do Banco Itaú BBA S.A. para a prestação de serviços de assessoria financeira na preparação de estudo econômico-financeiro, a fim de elaborar a proposta de transferência para a ENGIE Brasil Energia de sua participação no empreendimento.
- **Complexo Eólico Umburanas – Fase I**: Em 24 de novembro, a Companhia celebrou a aquisição do Complexo Eólico Umburanas, que pertencia à Renova Energia, por R$ 16,9 milhões. Localizado no município de Umburanas (BA), o empreendimento possui potencial eólico de 605 MW, dos quais 360 MW são relacionados à Fase I (257,5 MW destinados ao ACL e 102,5 MW já contratados no ACR), com início de operação previsto para 2019, e investimentos de cerca de R$ 1,8 bilhão. Outros 245 MW serão desenvolvidos futuramente. Todo o licenciamento ambiental está regularizado e as obras se encontram em fase inicial – em novembro de 2017 foi iniciada a mobilização da empreiteira e as atividades de construção dos acessos internos dos projetos.
- **Usina Termelétrica Pampa Sul:** localizada no município de Candiota (RS), utilizará como combustível para geração de energia o carvão mineral de uma jazida situada na região. Ao final de 2017, a obra atingiu progresso acumulado de 77%, com destaque para conclusão das obras civis da chaminé e as complexas operações logísticas para o transporte e posicionamento da turbina e do gerador. As obras relativas à correia transportadora de carvão e à barragem também se encontravam em vias de finalização. A entrada em operação comercial está prevista para o primeiro trimestre de 2019.
- **Complexo Eólico Campo Largo – Fase I:** localizado nos municípios de Umburanas e Sento Sé (BA), o empreendimento é vizinho ao Complexo Eólico Umburanas, gerando relevante sinergia tanto para o processo de construção quanto para a etapa de operação. Até o final do ano, foram executados 100% da terraplenagem e da pavimentação dos acessos internos, além da concretagem de todas as fundações dos 121 aerogeradores. Na Subestação Campo Largo, estão em andamento a construção das fundações das estruturas do site e suportes dos equipamentos. Na linha de transmissão, 70% da montagem e 73% do aterramento das torres foram executados. O início da operação comercial dos primeiros projetos está previsto para o segundo trimestre de 2018.

Além dos empreendimentos destacados, a ENGIE Brasil Energia mantém projetos em fase avançada de desenvolvimento, conforme apresenta o quadro a seguir.

Projetos em desenvolvimento
(em 31.12.2017)

Projetos em desenvolvimento	Capacidade total (MW)	Tipo	Propriedade	Localização
Complexo Santo Agostinho	600,0	eólico	100%	Lajes e Pedro Avelino (RN)
Norte Catarinense	600,0	termelétrico	100%	Garuva (SC)
Complexo Campo Largo - Fase II	330,0	eólico	100%	Umburanas e Sento Sé (BA)
Complexo Umburanas - Fase II	245,0	eólico	100%	Umburanas (BA)
Complexo Fotovoltaico Alvorada	90,0	solar	100%	Bom Jesus da Lapa (BA)
Complexo Assú - Centrais I, II, III e IV	146,8	solar	100%	Assú (RN)
Total	**2.011,8**			

- **Complexo Eólico Santo Agostinho:** localizado nos municípios de Lajes e Pedro Avelino (RN), possui potencial de desenvolvimento de 600 MW. Em junho de 2016 foi emitida a Licença Prévia pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (Idema), órgão ambiental do estado do Rio Grande do Norte, declarando o empreendimento ambientalmente viável. O projeto foi cadastrado no próximo leilão de energia A-4, programado para ocorrer em abril de 2018.
- **Usina Termelétrica Norte Catarinense:** localizada no município de Garuva (SC), terá como fonte o gás natural, em ciclo combinado, e capacidade instalada de aproximadamente 600 MW.
- **Complexo Eólico Campo Largo – (Fase II):** acrescentará aproximadamente 330 MW de capacidade instalada ao Complexo Eólico Campo Largo. Assim como o Complexo Eólico Santo Agostinho, já dispõe de toda a documentação necessária para participação em leilões, e também está cadastrada no leilão de energia programado para abril.
- **Complexo Eólico Umburanas – (Fase II):** com capacidade instalada de 245 MW, a segunda fase conta com licenciamento ambiental regularizado e será futuramente desenvolvida pela Companhia ao lado do Complexo Eólico Campo Largo, capturando sinergias durante a implantação e a operação comercial.
- **Complexo Fotovoltaico Alvorada:** localizado na Bahia, será composto por três projetos com capacidade instalada total estimada em até 90 MWp. Os projetos estão em fase de medição da irradiação solar e tiveram sua Licença Prévia emitida em agosto de 2016, estando aptos a participar de leilões de energia nova.
- **Complexo Fotovoltaico Assú:** com capacidade instalada total aproximada para 183 MWp, conta com cinco projetos, sendo que um deles, a Central Fotovoltaica Assú V, entrou em operação comercial em dezembro de 2017. As demais centrais solares estão em fase de medição da irradiação solar e já tiveram sua Licença Prévia emitida, estando aptas a participar de leilões de energia nova.

Além dos projetos acima, a Companhia continua analisando o potencial de geração de energia solar fotovoltaica nas áreas de implantação de seus parques eólicos, bem como parcerias que venham acelerar o desenvolvimento dessa fonte de energia, em linha com a transição energética que se configura em esfera mundial.

4.1.2.2 Geração Distribuída

Em resposta aos desafios de uma matriz energética dinâmica e mais próxima do consumidor final, a Companhia atua desde 2016 no mercado de geração distribuída, por meio da ENGIE Geração Solar Distribuída S.A., da qual detém 50% do capital. Em 2017 foram registrados avanços significativos nesse segmento.

Em 27 de outubro, a Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (FIESC) em conjunto com a ENGIE Geração Solar Distribuída e a WEG S.A. anunciaram o lançamento do Programa Indústria Solar, com o objetivo de incentivar geração de energia solar pelas mais de 50 mil indústrias do Estado. O Programa está dividido em duas fases, sendo que a primeira consiste em um projeto piloto com condições especiais de aquisição e instalação de sistemas fotovoltaicos para colaboradores de ENGIE Brasil Energia, WEG, FIESC, Serviço Social da Indústria (SESI/SC), Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI/SC), Instituto Euvaldo Lodi (IEL) e Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc). Iniciadas em 20 de novembro, as inscrições totalizavam 1.250 interessados ao final de dezembro. Na segunda fase do Programa, a ser iniciada no primeiro semestre de 2018, os sistemas serão ofertados para indústrias catarinenses e seus colaboradores, ampliando a abrangência.

Além de Santa Catarina, os sistemas da ENGIE Geração Solar Distribuída estão presentes em outras 13 Unidades da Federação, totalizando 1.493 sistemas instalados, com 7.714 kWp.

4.1.2.3 Transmissão

A Companhia arrematou no Leilão de Transmissão nº 02 de 15 de dezembro de 2017, promovido pela Aneel, o Lote 1, com aproximadamente 1.050 quilômetros de extensão, localizado no estado do Paraná. A conquista marcou o ingresso da ENGIE Brasil Energia no setor de transmissão de energia no Brasil, a partir da criação da ENGIE Transmissão de Energia. Com investimento aproximado de R$ 2,0 bilhões, o empreendimento prevê ainda a instalação de cinco subestações de energia. 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.

O prazo limite para o início da operação da linha de transmissão é 9 de março de 2023, mas a Companhia estima antecipação, além de uma redução no investimento inicial previsto pela Aneel.

4.2 Vantagens competitivas

Políticas e práticas focadas na geração de valor diferenciam a ENGIE Brasil Energia de outros agentes do mercado. Entre as principais vantagens competitivas da Companhia, destacam-se:

- **Atuação em setor estratégico:** o setor energético é considerado estratégico ao desenvolvimento do País, visto que a energia constitui um insumo fundamental à produção e à grande parte das atividades cotidianas da sociedade.
- **Liderança no setor:** a Companhia é a maior produtora independente de energia do Brasil e sua Controladora é a maior produtora independente no mundo, o que reforça seu potencial de alavancar oportunidades de negócio.

- **Clara estratégia comercial:** a ENGIE Brasil Energia mantém altos níveis de contratação no longo prazo, reduzindo a exposição às oscilações do mercado de curto prazo. Além disso, seu portfólio de vendas é balanceado entre clientes livres, de diferentes setores, e clientes regulados (distribuidoras).
- **Previsibilidade do fluxo de caixa:** além da já citada contratação de longo prazo, os contratos de venda de energia são indexados à inflação.
- **Desempenho operacional elevado:** os empreendimentos operados pela Companhia apresentam altos índices de disponibilidade e confiabilidade. Contribuem para esse resultado as certificações NBR ISO 9001 (gestão da qualidade), NBR ISO 14001 (gestão do meio ambiente) e OSHAS 18001 (gestão da saúde e segurança no trabalho), presentes na maior parte das usinas.
- **Desempenho financeiro estável:** a associação de forte geração de caixa, margem Ebitda média elevada, lucro líquido consistente e ausência de exposição cambial contribui para a estabilidade financeira da Companhia e sua consequente resiliência a cenários macroeconômicos desfavoráveis. Além disso, por se tratar de uma organização sólida, com valor de mercado avaliado em R$ 23,2 bilhões ao final de 2017, a ENGIE Brasil Energia tem acesso a linhas de crédito atrativas, ampliando sua competitividade.
- **Classificação de risco diferenciada:** a Fitch Ratings atribui à Companhia Rating Nacional de Longo Prazo como 'AAA(bra)' e em escala global 'BB+(bra)', um nível acima do *rating* soberano.
- **Melhores práticas de governança e sustentabilidade:** o Conselho de Administração, assim como a Diretoria Executiva, é composto por profissionais experientes, com amplo conhecimento do setor e devidamente preparados para tomadas de decisões que contemplem os interesses dos acionistas e demais públicos envolvidos. Assim, aspectos econômicos, sociais e ambientais são elementos indissociáveis nos processos decisórios.

4.3 Ativos intangíveis

Junto ao capital humano e à imagem corporativa, descritos no item 8.2, as atividades de pesquisa, desenvolvimento e inovação representam os principais ativos intangíveis da ENGIE Brasil Energia — para além dos considerados nas demonstrações contábeis. Estratégicas para a Companhia, essas atividades têm se voltado, cada vez mais, para a geração de soluções inovadoras que atendam às demandas da sociedade no contexto da transição energética.

O Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ENGIE Brasil Energia figura como uma importante ferramenta nesse sentido. Executado conforme a Lei nº 9.991/2010, que determina às empresas de geração, transmissão e distribuição de energia a aplicação de 1% da sua receita líquida anual em projetos de P&D, esse Programa está ancorado em parcerias estabelecidas com universidades e instituições de pesquisa, reforçando a cultura de inovação aberta da Companhia. Nos últimos 5 anos, esses projetos geraram dez solicitações de patente, conquistando vários prêmios nacionais e internacionais.

Em 2017, o investimento realizado pela ENGIE Brasil Energia em seu Programa de P&D totalizou R$ 31,5 milhões, com a seguinte destinação:

- R$ 12,6 milhões para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT).

- R$ 6,3 milhões para o Ministério de Minas e Energia (MME), para custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).
- R$ 12,6 milhões para investimento em Projetos de P&D novos ou em andamento.

Do saldo acumulado a investir em P&D, R$ 5,8 milhões foram aportados nos projetos em andamento da Companhia, sobre temas apresentados na tabela a seguir:

Áreas dos projetos de P&D - 2017

Área	Valor aportado (R$)
Fontes alternativas de geração de energia elétrica	2.397.874,81
Supervisão, controle e proteção de sistemas de energia elétrica	1.082.174,72
Gestão do Programa de P&D	717.425,85
Meio ambiente	588.034,05
Qualidade e confiabilidade dos serviços de energia elétrica	432.225,31
Planejamento do sistema de energia elétrica	399.224,58
Geração termelétrica	134.625,05
Eficiência energética	75.372,37
Operação de sistemas de energia elétrica	7.609,76
Geração de energia elétrica	6.068,28
Total	**R$ 5.840.634,70**

Alinhados à estratégia de negócios da Companhia, os projetos em andamento incluem pesquisas relacionadas à transição energética. Em 2017 foi iniciado, por exemplo, um projeto para desenvolvimento e avaliação técnica, regulatória e econômica de sistemas de armazenamento de energia, aplicáveis à geração centralizada e distribuída. Orçado em R$ 25,4 milhões e com duração mínima de 36 meses, esse projeto envolve a avaliação de sistemas de baterias eletroquímicas em diversas condições. Entre os parceiros do projeto estão a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e a Fundação de Ensino e Engenharia de Santa Catarina (FEESC).

Em outra frente de conhecimento, a Companhia, em parceria com os centros de pesquisa da Controladora na Europa, deu início ao desenvolvimento de uma metodologia para caracterização do hidrogênio natural, utilizando detectores instalados em diferentes regiões do Brasil. O objetivo é identificar as áreas ricas na produção desse gás e monitorá-las por 12 meses, a fim de compreender o fluxo de hidrogênio e o potencial das jazidas estudadas para a produção de energia.

O investimento em inovação aberta é mais uma frente de atuação da Companhia para gerar ideias criativas que possam se transformar em futuros negócios. Em âmbito global, a Controladora mantém uma plataforma digital destinada a duas áreas: projetos específicos de interesse corporativo e propostas inovadoras sem restrição. Na primeira, foram registradas 44 chamadas, que obtiveram 967 respostas e resultaram em quatro projetos. Na segunda área, foram apresentadas 252 sugestões. No Brasil, um investimento recente nessa linha de inovação é o LinkLab, espaço patrocinado pela ENGIE Brasil Energia em Florianópolis (SC), com a finalidade de promover a conexão entre *startups* e empresas de médio e grande porte. Implantado pela Associação Catarinense de Empresas de Tecnologia (Acate), o LinkLab permite identificar parceiros para o desenvolvimento de soluções inovadoras nas áreas de interesse da Companhia, tais como jornada do cliente, recursos energéticos, segurança cibernética, internet das coisas, eficiência energética e mobilidade urbana sustentável, entre outras.

As iniciativas desenvolvidas com organizações parceiras são acompanhadas por ações focadas no reforço à cultura de inovação internamente. Exemplo disso é o Prêmio Inove!, que estimula os colaboradores da Companhia a propor ideias e soluções inovadoras para a melhoria de processos, produtos e serviços. Na edição 2017 do Prêmio, foram recebidas 62 propostas, sendo 46 na categoria "Ação", com propostas dedicadas à solução de desafios imediatos, e 16 na categoria "Ideia", relacionada às sugestões para melhorias.

5. GESTÃO DE RISCOS E OPORTUNIDADES

A Política de Gestão de Riscos e Oportunidades, aprovada em 2016 pelo Conselho de Administração, orienta a análise da Companhia em relação a esses aspectos. De forma sistemática, permeando todas as atividades e envolvendo a alta gestão e o quadro funcional, essa análise é norteada por três objetivos principais:

- A criação e a manutenção dos valores, da reputação e da motivação interna.
- O encorajamento de um certo nível de exposição ao risco, razoável em relação a aspectos legais, econômicos e socioambientais.
- A asseguração da conformidade das ações com as obrigações legais e regulatórias, bem como com os valores da ENGIE Brasil Energia.

Assim, a análise dos riscos empresariais compreende sua identificação e classificação quanto à probabilidade de ocorrência e à significância em termos de impacto financeiro, estratégico e operacional. Entre os riscos avaliados e tratados, destacam-se:

- **Risco de mercado:** a oferta e a demanda de energia elétrica podem ter comportamento diferente do previsto, com impacto nos volumes e preços da energia.
- **Risco regulatório:** evolução adversa da regulação do setor elétrico. Historicamente, o Governo Federal exerce um grau substancial de influência sobre os negócios da Companhia, inclusive sobre as modalidades, os termos e as condições dos contratos de venda de energia que a ENGIE Brasil Energia está autorizada a celebrar, bem como sobre os níveis de produção.
- **Risco tributário:** evolução adversa da legislação tributária e da atuação dos órgãos arrecadadores.
- **Risco de fatores econômicos:** alteração nas variáveis econômicas, como juros, câmbio, preço das *commodities*, crescimento econômico e inflação, com impacto nos negócios da Companhia.
- **Risco de quebra de contrato:** descumprimento de disposições constantes dos contratos de venda e compra de energia firmados pela Companhia e das regras de comercialização na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Outro aspecto relevante nesse sentido é a possibilidade de algum contrato de concessão firmado com o Governo Federal ser rescindido, unilateralmente, em condições imprevistas.
- **Risco socioambiental das usinas em operação:** evolução adversa da regulação ambiental e da atuação de movimentos sociais organizados em relação às usinas em operação.
- **Risco no desenvolvimento e implantação de novos projetos:** ocorrência de eventos no desenvolvimento e na implantação de projetos que gerem atraso no cronograma da obra ou custos adicionais na implantação ou na operação da usina.

- **Risco de indisponibilidade de energia:** indisponibilidade da garantia física das usinas próprias e da energia comprada. Entre os fatores que podem influenciar a disponibilidade estão a baixa hidrologia e a falta de combustíveis para termelétricas convencionais e a biomassa. A escassez de fontes primárias, em conjunto com a obrigação de entrega da garantia física, poderá resultar na exposição da Companhia ao mercado de energia de curto prazo, no qual os preços tendem a ser elevados.
- **Risco de recursos humanos:** indisponibilidade de pessoal (empregados próprios ou terceirizados), em função de não contratação e treinamento em tempo hábil para atender à expansão da Companhia e à reposição do quadro; aumento de custos por concorrência por recursos humanos em virtude do crescimento econômico; greves e paralisações, além de acidentes de trabalho.
- **Risco de tecnologia da informação:** a indisponibilidade e a falta de segurança dos recursos de tecnologia da informação podem impactar negativamente as operações e a imagem da Companhia.
- **Risco de sinistro de grandes proporções:** acidentes e desastres de grandes proporções por causas naturais e humanas, envolvendo a implantação de projetos, a operação das usinas e a administração da Companhia. O pagamento de substanciais custos de recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais podem obrigar a ENGIE Brasil Energia a retardar ou a redirecionar investimentos em outras áreas, com efeito desfavorável aos negócios.
- **Risco de ética e direitos humanos:** descumprimento, interno ou com conluio externo, de valores éticos e de direitos humanos – corrupção, uso fraudulento da Companhia, interferência na lei de concorrência, e desrespeito às condições e aos relacionamentos de trabalho.

6. GESTÃO DA QUALIDADE

Qualidade, meio ambiente, saúde e segurança no trabalho, responsabilidade social e gestão da energia constituem as cinco dimensões abrangidas pelo Sistema Integrado de Gestão (SIG), adotado em todos os empreendimentos operados pela ENGIE Brasil Energia. Em 2017, das 31 usinas em operação, 12 eram certificadas segundo as normas NBR ISO 9001 (gestão da qualidade), NBR ISO 14001 (gestão do meio ambiente) e NBR OHSAS 18001 (gestão da saúde e segurança no trabalho). Adicionalmente, o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda mantém o certificado segundo a norma NBR ISO 50001, relativa à Eficiência Energética.

Dessa forma, o percentual de capacidade instalada certificada é de 84,8%.

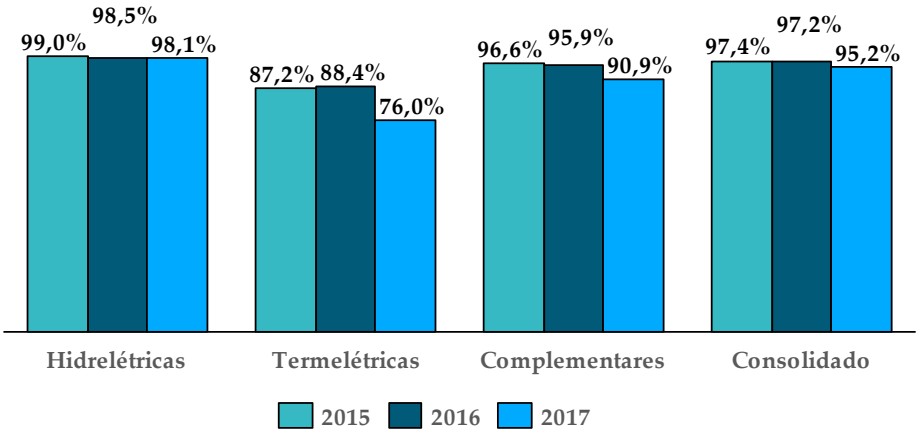
Durante 2018, serão conduzidos os processos de certificação das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, que já possuíam certificações quando operadas pelo antigo proprietário, aumentando ainda mais o percentual de capacidade certificada da Companhia.

6.1 Desempenho operacional

Essenciais à gestão da qualidade, confiabilidade, disponibilidade e segurança do parque gerador são aspectos mensurados pela Companhia por meio do indicador de disponibilidade interna das usinas. Tal indicador considera a capacidade de fornecimento de energia das instalações e as horas de indisponibilidade intempestiva e urgente das unidades geradoras.

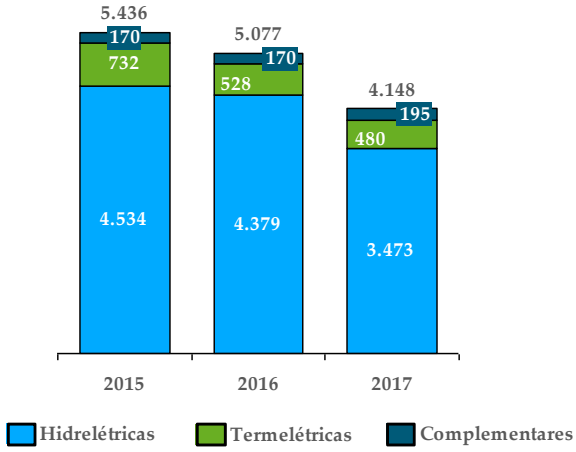
Em 2017, excluindo as paradas programadas, as usinas atingiram disponibilidade de 95,2%, sendo 98,1% nas usinas hidrelétricas, 76,0% nas termelétricas e 90,9% nas usinas de fontes complementares. Se consideradas as paradas programadas, a disponibilidade foi de 88,8%, sendo 93,7% nas usinas hidrelétricas, 55,8% nas termelétricas e 82,0% nas usinas de fontes complementares.

Disponibilidade das usinas, excluídas as paradas programadas



A redução da disponibilidade das usinas em 2017, na comparação com o ano anterior, deve-se principalmente à ocorrência de um curto-circuito no transformador de excitação da Unidade 2 da Usina Hidrelétrica São Salvador, do desprendimento do cone da turbina da Unidade 2 da Usina Hidrelétrica Passo Fundo e da vibração excessiva no mancal 2 da Unidade 2 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A, que se estendeu durante todo o segundo trimestre. Todas as ocorrências mencionadas estavam sanadas ao final do ano.

Geração
(MW médios)



A produção total de energia elétrica alcançou, em 2017, 36.335 GWh (4.148 MW médios), redução de 18,3% (em MW médios) em relação ao ano anterior. Desse total, as hidrelétricas foram responsáveis por 30.425 GWh (3.473 MW médios), redução de 20,9%; as termelétricas, por 4.204 GWh (480 MW médios), redução de 9,4%; e as usinas complementares, por 1.706 GWh (195 MW médios), representando aumento de 14,3%. Nas usinas hidrelétricas a geração verificada em 2017 foi mais baixa que no ano de 2016, devido à menor disponibilidade dos recursos hídricos nas respectivas bacias hidrográficas. A geração termelétrica caiu em comparação com 2016, devido, principalmente, ao descomissionamento da Usina Termelétrica Charqueadas e à redução de despacho da Usina Termelétrica William Arjona. Já o aumento da geração das usinas complementares foi motivado, principalmente, pela entrada em operação das Usinas Eólicas Cacimbas, Estrela e Ouro Verde, entre dezembro de 2016 e abril de 2017, além do incremento da geração da Usina de Co-geração Lages.

Cumpre destacar que um aumento da geração hidrelétrica da Companhia não resulta necessariamente em melhoria de seu desempenho econômico-financeiro. Da mesma maneira, uma redução desse tipo de geração não implica obrigatoriamente deterioração do desempenho econômico-financeiro. Isso se deve à aplicação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha os riscos hidrológicos inerentes à geração hidrelétrica entre seus participantes.

Em relação à geração termelétrica da Companhia, seu aumento pode reduzir (em razão do nível de contratação da Companhia) a exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), sendo o inverso também verdadeiro, mantidas as outras variáveis.

6.2 Operação remota

Em 2017, a Companhia avançou nas atividades de operação remota do parque gerador, por meio do Centro de Operação da Geração (COG), instalado na sede da Companhia, em Florianópolis (SC). Projetada com foco em digitalização e excelência operacional, a infraestrutura do COG inclui recursos tecnológicos altamente sofisticados, que permitem o monitoramento em tempo real e asseguram a confiabilidade do sistema.

Ao final do ano, sete usinas eram controladas a partir do COG, conforme apresenta o quadro a seguir:

Usinas operadas via COG
(Em 31.12.2017)

Usina	Capacidade Instalada (MW)
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	176,1
Pequena Central Hidrelétrica José Gelazio da Rocha	23,7
Pequena Central Hidrelétrica Rondonópolis	26,6
Usina Hidrelétrica Cana Brava	450,0
Usina Hidrelétrica São Salvador	243,2
Usina Hidrelétrica Passo Fundo	226,0
Usina Fotovoltaica Assú V	30,0
TOTAL	**1.175,6**

6.3 Suspensão – Operações Usina Termelétrica 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 evento subsequente aos reportados no Relatório, em 20 de fevereiro de 2018, a Aneel concedeu a revogação da autorização da outorga da Usina.

6.4 Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas

A garantia física define a quantidade máxima de energia que uma Usina pode comercializar e, no caso das hidrelétricas, define sua cota de participação no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Os critérios para o cálculo da garantia física do sistema e o rateio entre os equipamentos estão disponíveis em regulamentação específica.

Conforme a legislação vigente, as garantias físicas das usinas hidrelétricas devem ser revistas a cada 5 anos (revisão ordinária) ou na ocorrência de fatos relevantes (revisão extraordinária). As revisões têm como objetivo adequar as garantias físicas de todas as usinas em decorrência das evoluções do Sistema, seja por aprimoramentos em sua representação, modelos computacionais, disponibilidade de dados ou outros parâmetros (aversão a risco e custo de deficit, por exemplo).

A Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 178, de 3 de maio de 2017, promulgou uma revisão (ordinária), com efeito a partir de 1º de janeiro de 2018.

O impacto sobre as usinas da ENGIE Brasil Energia, a partir dessa data, é demonstrado no quadro a seguir:

Revisão de garantia física das hidrelétricas do parque gerador

	Usinas Hidrelétricas	Capacidade instalada total (MW)	Propriedade	Capacidade instalada própria (MW)	Garantia física própria (MWm) 2017	Garantia física própria (MWm) 2018	Diferença (MWm)
1	Salto Santiago	1.420,0	100%	1.420,0	755,1	733,3	-21,8
2	Itá	1.450,0	69,0%	1.126,9	544,2	564,7	20,5
3	Salto Osório	1.078,0	100%	1.078,0	522,0	502,6	-19,4
4	Cana Brava	450,0	100%	450,0	273,5	260,8	-12,7
5	Estreito	1.087,0	40,1%	435,6	256,9	256,9	0,0
6	Jaguara	424,0	100,0%	424,0	341,0	341,0	0,0
7	Miranda	408,0	100,0%	408,0	198,2	198,2	0,0
8	Machadinho	1.140,0	19,3%	403,9	147,2	165,3	18,1
9	São Salvador	243,2	100%	243,2	151,1	148,2	-2,9
10	Passo Fundo	226,0	100%	226,0	119,0	113,1	-5,9
11	Ponte de Pedra	176,1	100%	176,1	133,5	133,6	0,1
	Total	8.102,3		6.391,7	3.441,7	3.417,7	-24,0

Conforme demonstrado, a revisão afetou negativamente o montante da garantia física da Companhia. No entanto, cabe salientar que a redução aplicada às demais usinas do Sistema Interligado Nacional (SIN) foi proporcionalmente maior que a atribuída às Usinas da ENGIE Brasil Energia, gerando um aumento percentual da participação da geração da Companhia no MRE e no sistema elétrico como um todo.

7. GESTÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

7.1 Cenário macroeconômico

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[1]. 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. Em 2016, o resultado havia sido negativo em R$154,3 bilhões (2,4% do PIB). O deficit em transações correntes no ano foi de US$ 9,762 bilhões, equivalente a 0,48% do PIB. Apesar de negativo, foi o melhor resultado em 10 anos. O 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.[2] O dólar comercial registrou alta de 1,99% no ano, cotado a R$ 3,314 na venda.

Após 3 anos de queda, a produção industrial encerrou 2017 com crescimento de 2,5% — a maior alta de desempenho desde 2010[1]. No ano anterior, o recuo registrado foi de 6,5%. Apesar da retomada, o desemprego ainda atingia 12,6 milhões de brasileiros no último trimestre do ano, taxa de 12%, praticamente estável em relação ao ano anterior. O leve incremento do nível de ocupação está relacionado ao aumento do trabalho informal, de modo que a geração de postos de trabalho se deu em funções de menor qualificação.[1]

7.2 Setor Elétrico

O gradual aquecimento da atividade econômica ampliou sensivelmente a demanda por energia elétrica ao longo de 2017. Em comparação à 2016, a variação no consumo foi de 0,8% (463.948 GWh em 2017 contra 460.078 GWh do ano anterior).[3]

O consumo industrial de eletricidade fechou o ano em 165.883 GWh, alta de 1,3% frente a 2016, após duas quedas consecutivas nos anos anteriores. Destaque para os ramos extrativo e alimentício, que registraram crescimento, em comparação com o ano anterior, de 4,9% e 3,6% respectivamente.[3]

O consumo residencial contribuiu com 133.904 GWh no ano, alta de 0,8% frente a 2016. As regiões Sul e Centro Oeste foram as únicas a apresentar crescimento significativo nessa classe de consumo, com aumento de 2,2% e 3,0% em relação ao ano anterior. As demais regiões apresentaram dados de consumo muito próximos aos do ano anterior.[3]

Na classe comercial, o crescimento anual foi de 0,3%, com 88.129 GWh. Destaque positivo para as regiões Sul e Centro Oeste, que, assim como na classe residencial, foram as únicas a apresentar crescimento significativo, de 1,9% e 1,8% respectivamente.[3]

[1] Fonte: IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
[2] Fonte: Banco Central do Brasil
[3] Fonte: EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Importante destacar que, assim como em 2016, houve aumento significativo da carga destinada aos consumidores livres. Foram 145,5 TWh, aumento de 18,4% em comparação com 2016, ano em que o crescimento frente a 2015 foi de 6,8%, confirmando o forte movimento de migração a essa classe de consumo. A carga destinada aos consumidores cativos foi de 318,4 TWh, queda de 5,6% em comparação com 2016. [4]

Em outra frente, a da geração distribuída, o Brasil passou a marca de 10 mil sistemas de energia solar conectados à rede elétrica, de acordo com a Aneel. Trata-se de um grande salto quando comparada à situação de 2012, por exemplo, quando havia apenas um sistema existente. Ainda assim, esse resultado se encontra muito aquém do potencial do País. A Agência estima que em 2024 serão 1,2 milhão de brasileiros gerando sua própria energia. Assim, a expectativa é que a expansão siga avançando exponencialmente nos próximos anos.

7.2.1 Influência da hidrologia no setor

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.

Essa baixa oferta de energia hidrelétrica, associada à uma retomada no consumo de energia elétrica, acabaram fazendo com que o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) ficasse consideravelmente maior que no ano anterior. No segundo semestre (considerado o "período seco") de 2017, em especial, o PLD chegou a atingir o seu valor teto simultaneamente em todos os submercados por oito semanas consecutivas.

Conforme boletim informativo da CCEE de janeiro de 2018, o fator de ajuste de escala (GSF, que representa o percentual das garantias físicas gerado pelas hidrelétricas) foi de 79,4% em 2017, inferior aos 87% registrados em 2016.

7.3 Desempenho econômico-financeiro da Companhia

A tabela a seguir apresenta os principais indicadores de desempenho econômico-financeiro da Companhia em 2017, comparando-os com os resultados obtidos nos 2 anos anteriores.

[4] Fonte: EPE – Empresa de Pesquisa Energética

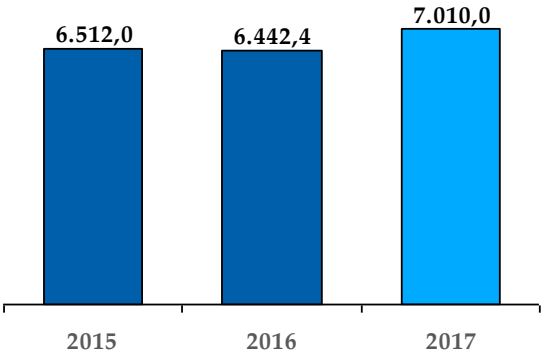
	2015	2016	2017	Variação 2017/2016
Informações financeiras (R$ milhões)				
Ativo total	15,289.4	14,419.7	19,568.5	35.7%
Patrimônio líquido	6,642.1	6,614.4	6,834.7	3.3%
Receita líquida de vendas	6,512.0	6,442.4	7,010.0	8.8%
Lucro bruto	2,708.9	2,740.9	3,006.0	9.7%
Resultado de serviço (Ebit ou Lajir) [(1)]	2,503.8	2,421.6	2,850.2	17.7%
Lucro operacional	2,033.2	2,066.7	2,623.4	26.9%
Lucro líquido	1,501.3	1,548.3	2,004.6	29.5%
Ebitda (Lajida) [(2)]	3,114.6	3,175.6	3,519.5	10.8%
Indicadores Financeiros (R$ milhões)				
Dívida total (empréstimos, financiamentos, debêntures e notas promissórias, líquidos dos efeitos do *hedge*)	3,758.4	3,088.7	6,738.2	118.2%
Caixa e equivalentes de caixa e depósitos vinculados	2,543.6	1,995.5	2,155.6	8.0%
Dívida líquida	1,214.8	1,093.2	4,582.6	319.2%
Roce [(3)] (%)	23.1	21.9	18.0	-3,9 p.p.
Dívida bruta/Ebitda (Lajida)	1.2	1.0	1.9	0,9 p.p.
Dívida líquida/Ebitda (Lajida)	0.4	0.3	1.3	1,0 p.p.
Participação do capital de terceiros sobre o ativo total (%)	56.6	54.1	65.1	11,0 p.p.
Margem operacional (%)	31.2	32.1	37.4	5,3 p.p.
Margem líquida (%)	23.1	24.0	28.6	4,6 p.p.
Ações				
Lucro líquido por ação (R$)	2.3000	2.3720	3.0710	29.5%
Preço médio da ação [(4)] – ON (R$)	31.72	35.99	33.91	-5.8%
Dividendos por ação (R$)	1.2789	2.2786	3.0643	34.5%
Salários e benefícios de empregados	292.3	297.5	277.1	-6.9%
Pagamentos ao governo (por país)	1,858.7	1,814.5	1,759.4	-3.0%

(1) Ebit (Lajir) = lucro operacional + resultado financeiro;
(2) Ebitda (Lajida) = lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + despesas financeiras, líquidas + depreciação e amortização + provisão para redução ao valor recuperável (impairment);
(3) Roce (retorno sobre o capital empregado) = resultado do serviço/ativo não circulante; e
(4) Média simples dos preços médios diários, ajustados a dividendos.

7.3.1 Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida passou de R$ 6.442,4 milhões em 2016 para R$ 7.010,0 milhões em 2017, ou seja, elevação de R$ 567,6 milhões, (8,8%). Esse aumento decorreu essencialmente das seguintes combinações: (i) R$ 350,4 milhões, pelo aumento da receita nas operações realizadas no mercado de curto prazo, em especial as na CCEE; (ii) R$ 165,1 milhões, devido ao maior volume de venda de energia, parcialmente atenuada por ligeira queda do preço médio de venda para comercializadoras e consumidores livres; e (iii) R$ 47,9 milhões, por registro de receita resultante da operação das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda.

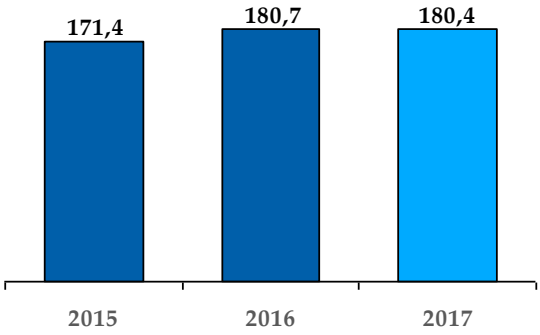
Receita operacional líquida
(R$ milhões)



7.3.1.1 Preço médio líquido de venda

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, em razão 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.

Preço médio líquido de venda*
(R$ MW/h)



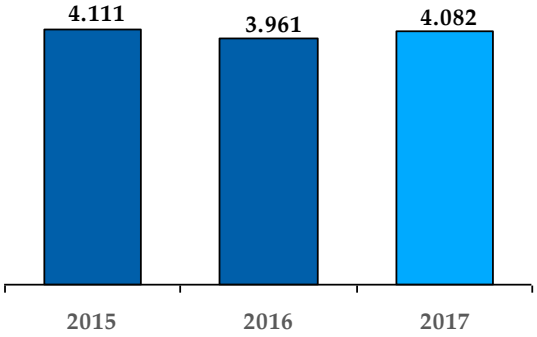
**Líquido de exportações e impostos sobre a venda*

7.3.1.2 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 entrou em operação comercial no início de 2017.

Volume de vendas
(MW médios)



7.3.2 Comentários sobre as variações da receita operacional líquida

✓ **Distribuidoras**

A receita de venda a distribuidoras alcançou R$ 2.687,3 milhões, queda de 13,7% em relação ao exercício de 2016, que foi de R$ 3.113,8 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 em análise é resultado, majoritariamente, do término do contrato de Leilão de Energia Existente, no final 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**

A receita de venda a comercializadoras passou de R$ 319,7 milhões em 2016 para R$ 600,9 milhões em 2017, aumento de 88,0% entre os períodos comparados, resultado dos seguintes fatores: (i) R$ 293,3 milhões – aumento de 95,3%, ou 2.088 GWh (239 MW médios) no volume de energia vendida; e (ii) R$ 12,1 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**

Em 2017, a receita de venda a consumidores livres alcançou R$ 3.162,1 milhões, 11,6% superior aos R$ 2.834,2 milhões verificados em 2016. Essa elevação está relacionada a: (i) acréscimo de 2.443 GWh (284 MW médios), (14,7%), no volume de venda de energia, representando R$ 404,2 milhões; e (ii) decréscimo de 2,7% no preço médio líquido da energia vendida, representando R$ 76,3 milhões. 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. A queda do preço ocorreu, substancialmente, devido ao encerramento de contratos de venda com preços superiores à média dos praticados em novas contratações.

✓ **Exportação de energia elétrica**

No ano de 2017, a Companhia exportou 2 GWh (0,23 MW médios) de energia elétrica para a Argentina, ao preço médio de R$ 298,47, auferindo receita líquida de R$ 0,6 milhão, contra 78 GWh (9 MW médios) em 2016, para o mesmo país, ao preço médio de R$ 232,28, auferindo receita líquida de R$ 18,1 milhões.

✓ **Transações no mercado de curto prazo – em especial no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)**

Em 2017, a receita auferida no mercado de curto prazo – em especial das transações realizadas no âmbito da CCEE, foi de R$ 467,5 milhões, enquanto que no mesmo período de 2016 foi de R$ 117,1 milhões, elevação de R$ 350,4 milhões. Mais informações em: "Detalhamento das Operações de Curto Prazo – em especial as Transações na CCEE".

✓ **Remuneração dos ativos financeiros 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.

7.3.3 Custos da venda de energia e serviços

Os custos da venda de energia e serviços foram elevados em R$ 302,4 milhões, (8,2%), entre os anos comparados, passando de 3.701,5 milhões em 2016 para R$ 4.003,9 milhões no ano em análise. Tal variação decorre, majoritariamente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

✓ **Energia elétrica comprada para revenda:** acréscimo de R$ 102,6 milhões em relação a 2016, decorrente dos seguintes itens: (i) R$ 392,8 milhões – elevação de 2.346 GWh (672 MW médios) nas compras de médio e de longo prazo; e (ii) R$ 290,2 milhões – redução de preço médio destas aquisições, motivada principalmente pelo encerramento de contratos de aquisição de energia com preços superiores à média de preços praticadas 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$ 177,8 milhões desses custos. Mais detalhes estão descritos a seguir em item específico.

✓ **Encargos de uso de rede elétrica e conexão:** elevação de R$ 26,1 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$ 313,6 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, nos valores de R$ 216,6 milhões no 2º trimestre e de R$ 138,9 milhões no 4º trimestre de 2017.

✓ **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (*royalties*):** queda de R$ 73,6 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$ 25,0 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$ 22,8 milhões, reflexo, essencialmente, dos seguintes itens: (i) reconhecimento de ganhos extraordinários no 1º trimestre de 2016, no valor de R$ 15,3 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$ 17,8 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 de setembro de 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$ 264,4 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 do valor contabilizado como provisão no 2º trimestre de 2017, no valor de R$ 219,2 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 devem-se ao fato de a Companhia estar incorrendo em perdas e custos inferiores aos incialmente estimados.

7.3.4 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 a 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 MRE; (ii) do fator de ajuste da garantia física (GSF), 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$ 107,3 milhões. Já em 2016 foi registrado um resultado negativo de R$ 65,3 milhões, ou seja, entre os anos comparados houve variação favorável de R$ 172,6 milhões.

Essa variação é consequência, essencialmente, 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 de 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.

7.3.5 Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

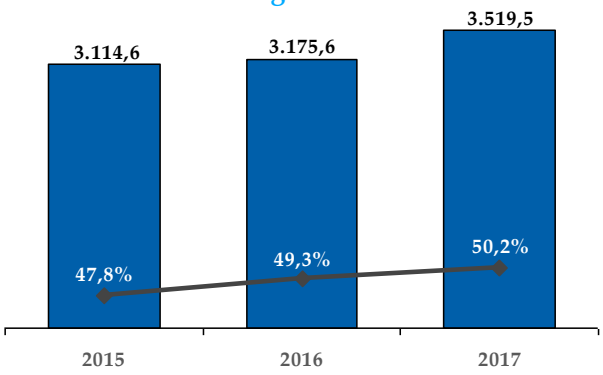
Entre os anos em análise, essas despesas reduziram em R$ 6,5 milhões, em função, principalmente, da reversão de provisão relacionada à discussão judicial sobre benefícios de aposentadoria, em virtude de acordo firmado com participantes de um dos fundos de pensão patrocinados pela Companhia, parcialmente atenuada pelo reconhecimento de provisão com desligamento voluntário e remuneração variável, bem como pelo acréscimo de gastos com serviços de terceiros.

7.3.6 Resultado na Alienação de Investimentos

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 4º trimestre de 2017, o resultado na alienação de investimentos no montante de R$ 56,9 milhões.

7.3.7 Ebitda e Margem Ebitda

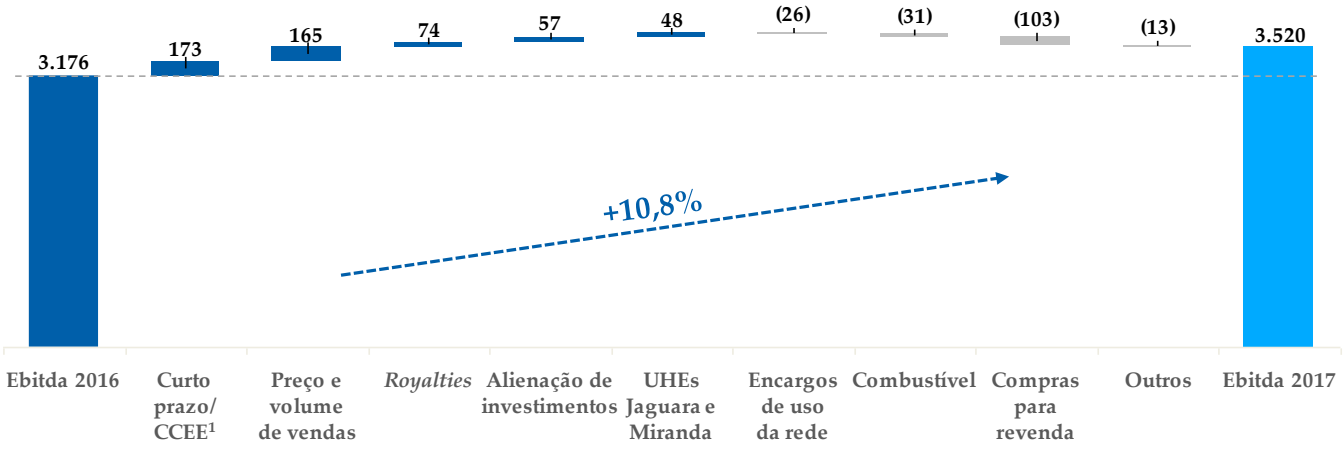
Ebitda* (R$ milhões) e Margem Ebitda



** Ebitda representa lucro líquido + Imposto de Renda e Contribuição Social + despesas financeiras, líquidas + depreciação e amortização.*

Refletindo os efeitos mencionados anteriormente, no ano de 2017, o Ebitda aumentou R$ 343,9 milhões (10,8%), passando de R$ 3.175,6 milhões em 2016 para R$ 3.519,5 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$ 165,1 milhões na combinação de preço e volume de energia contratada; (ii) variação positiva de R$ 172,6 milhões nas operações realizadas no mercado de curto prazo – em especial as realizadas no âmbito da CCEE; (iii) registro de R$ 47,9 milhões na receita operacional das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda em 2017; (iv) acréscimo de R$ 102,7 milhões nas compras de energia para revenda; (v) queda de R$ 73,6 milhões nos custos com *royalties*; (vi) elevação de R$ 30,5 milhões no custo de combustível; (vii) acréscimo de R$ 26,1 milhões nos encargos de uso de rede; (viii) resultado positivo na alienação de investimentos de R$ 56,9 milhões; e (ix) aumento de R$ 12,9 milhões dos demais custos e despesas operacionais.

Evolução do Ebitda (R$ milhões)



1 - Considera o efeito combinado de variações de receita e despesa

Com a finalidade de possibilitar a reconciliação do lucro líquido com o Ebitda, apresentamos a tabela a seguir:

Reconciliação do lucro líquido com o Ebitda

(Valores em R$ milhões)	2015	2016	2017	Var. % 2017 / 2016
Lucro líquido	1.501,30	1.548,3	2.004,6	29,5
(+) Imposto de Renda e Contribuição Social	531,90	518,4	618,8	19,4
(+) Resultado financeiro	470,60	354,9	226,8	-36,1
(+) Depreciação e amortização	600,50	630,3	649,1	3,0
Ebitda	**3.104,30**	**3.051,9**	**3.499,2**	**14,7**
(+) Provisão para redução ao valor recuperável	10,30	120,9	18,4	-84,8
(+) Resultado de participações societárias	0,00	2,8	1,9	-32,1
Ebitda ajustado	**3.114,60**	**3.175,6**	**3.519,5**	**10,8**

7.3.8 Provisão para Redução ao Valor Recuperável (*Impairment*)

Em 2017, a Companhia reconheceu complemento de provisão para redução ao valor recuperável (*impairment*) de ativos no montante de R$ 18,4 milhões, inicialmente reconhecida em 2016 no valor de R$ 120,9 milhões. Do total provisionado em 2017, R$ 16,0 milhões (R$ 44,9 milhões em 2016) correspondem aos ativos de geração termelétrica e R$ 2,4 milhões (R$ 76,0 milhões em 2016) aos ativos não operacionais do Projeto Termelétrico Jacuí, gerando um efeito positivo de R$102,5 milhões na comparação entre os anos.

7.3.9 Resultado financeiro

7.3.9.1 Receitas financeiras

No comparativo entre os anos, as receitas financeiras reduziram R$ 174,4 milhões (43,8%), passando de R$ 397,9 milhões em 2016 para R$ 223,5 milhões em 2017. Essa variação é explicada, essencialmente, pelos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 127,8 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$ 38,8 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$ 14,0 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$ 9,1 milhões; e (v) decréscimo de R$ 3,6 milhões na variação monetária de depósitos judiciais.

7.3.9.2 Despesas financeiras

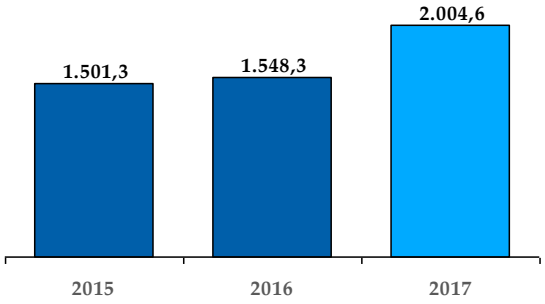
Em base anual, as despesas reduziram de R$ 752,8 milhões para R$ 450,3 milhões, ou seja, R$ 302,5 milhões (40,2%), resultado da combinação, fundamentalmente, destas variações: (i) diminuição de R$ 136,2 milhões na variação monetária sobre as concessões a pagar, visto a queda dos índices inflacionários; (ii) reconhecimento em 2016 de R$ 57,6 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$ 103,3 milhões nos juros e na variação monetária sobre dívidas, em virtude de decréscimo de endividamento no decorrer do ano de 2017 e da queda da inflação.

7.3.10 Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social (CSLL)

As despesas com IR e CSLL no ano aumentaram em R$ 100,4 milhões, passando de R$ 518,4 milhões em 2016 para R$ 618,8 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.

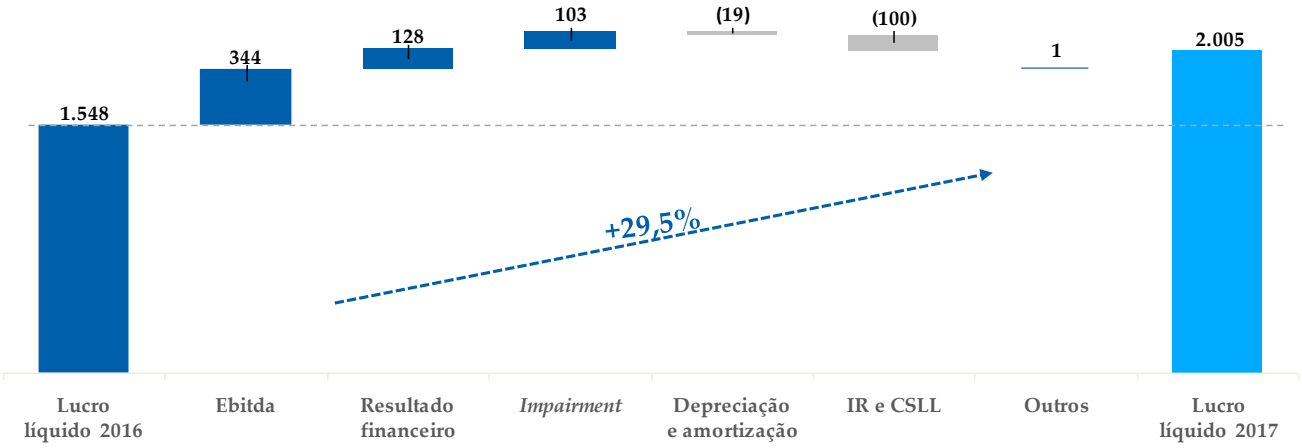
7.3.11 Lucro líquido

Lucro líquido (R$ milhões)



O lucro líquido passou de R$ 1.548,3 milhões em 2016 para R$ 2.004,6 milhões em 2017, ou seja, elevação de R$ 456,3 milhões ou 29,5%. Tal variação decorreu, principalmente, destes fatores: (i) aumento de R$ 343,9 milhões no Ebitda; (ii) elevação de R$ 128,1 milhões das receitas financeiras líquidas; (iii) redução do *impairment* de ativos de R$ 102,5 milhões; (iv) crescimento de R$ 18,7 milhões da depreciação e amortização; (v) aumento de R$ 100,4 milhões do imposto de renda e da contribuição social; e (vi) diminuição do resultado negativo de equivalência patrimonial de R$ 0,9 milhão.

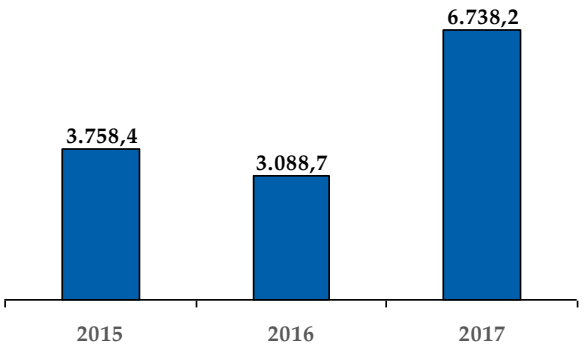
Evolução do lucro líquido (R$ milhões)



7.3.12 Endividamento

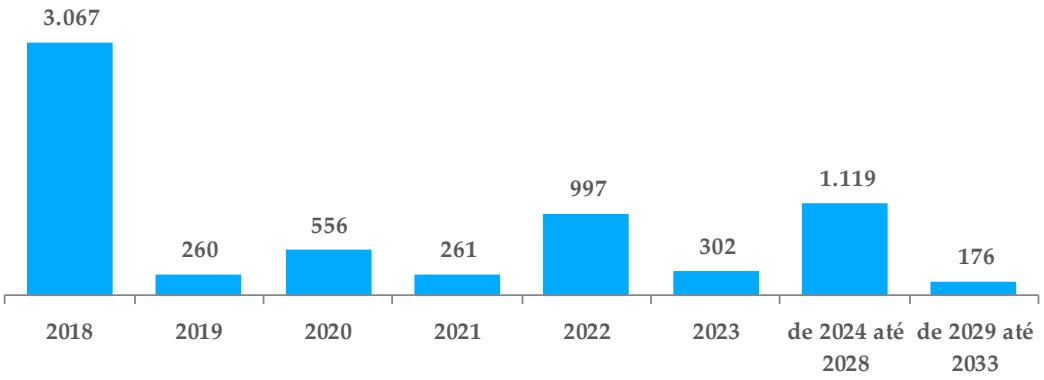
Em 31 de dezembro de 2017, a dívida bruta total consolidada, representada principalmente por empréstimos, financiamentos, debêntures e notas promissórias, líquida dos efeitos de operações de *hedge*, totalizava R$ 6.738,2 milhões — aumento de 118,2% (R$ 3.649,5 milhões) comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2016.

Composição da dívida bruta (R$ milhões)



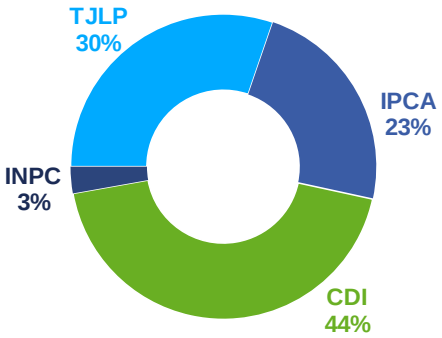
A variação no endividamento da Companhia está relacionada, principalmente, à combinação dos seguintes fatores ocorridos em 2017: (i) saques no BNDES e em seus agentes financeiros no valor total acumulado de R$ 320,5 milhões, destinados aos investimentos para modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago, bem como para a construção do Complexo Eólico Santa Mônica; (ii) notas promissórias para pagamento das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda no valor de R$ 2.096,1 milhões; (iii) contratação de empréstimos, protegidos por operações de *swap*, destinados principalmente ao refinanciamento de dívidas e à implementação do plano de negócios da Companhia – substancialmente, aporte de capital nas controladas Jaguara e Miranda para o pagamento da bonificação pela outorga das concessões, no valor de R$ 1.630,9; (iv) geração de R$ 336,4 milhões em encargos incorridos a serem pagos e variação monetária; (v) R$ 749,2 milhões em amortizações de empréstimos, financiamentos e debêntures, dos quais, R$ 256,1 milhões referem-se à liquidação antecipada dos financiamentos da Usina Hidrelétrica São Salvador e do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda junto à bancos de repasse do BNDES; e (vi) R$ 13,0 milhões em transferência de financiamentos de subsidiárias reclassificadas para ativo mantido para venda.

Cronograma de vencimento da dívida (R$ milhões)



O custo médio ponderado nominal da dívida ao fim do ano de 2017 foi 8,1% (ao fim de 2016, era de 10,5%).

Composição da dívida (em 31.12.2017)



Em 31 de dezembro de 2017, a dívida líquida (dívida total menos resultado de operações com derivativos, depósitos vinculados à garantia do pagamento dos serviços da dívida e caixa e equivalentes de caixa) da Companhia era de R$ 4.582,6 milhões, aumento de 319,2% em relação ao registrado ao fim do ano de 2016.

Dívida líquida (R$ milhões)

	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017	Var. % 2017/ 2016
Dívida bruta	4.247,2	3.088,7	6.756,4	118,7
Resultado de operações com derivativos	(488,8)	0,0	(18,2)	0,0
Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(146,8)	(180,2)	(225,5)	25,2
Caixa e equivalentes de caixa	(2.396,9)	(1.815,3)	(1.930,1)	6,3
Dívida líquida total	**1.214,8**	**1.093,2**	**4.582,6**	**319,2**

7.3.13 Investimentos

Em 2017, a Companhia investiu um total de R$ 5.538,1 milhões. Na aquisição das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda foram aplicados R$ 3.531,0 milhões e mais R$ 4,0 milhões de custos de desenvolvimento desses projetos. Na construção, manutenção, revitalização de parque gerador e na aquisição de projetos foram investidos R$ 1.976,2 milhões, sendo:

a) R$ 1.738,3 milhões na construção dos Complexos Eólicos Santa Mônica, Campo Largo e Umburanas, da Usina Termelétrica Pampa Sul e da Central Fotovoltaica Assú V;
b) R$ 171,5 milhões nas obras para manutenção do parque gerador; e
c) R$ 66,4 milhões na modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago.

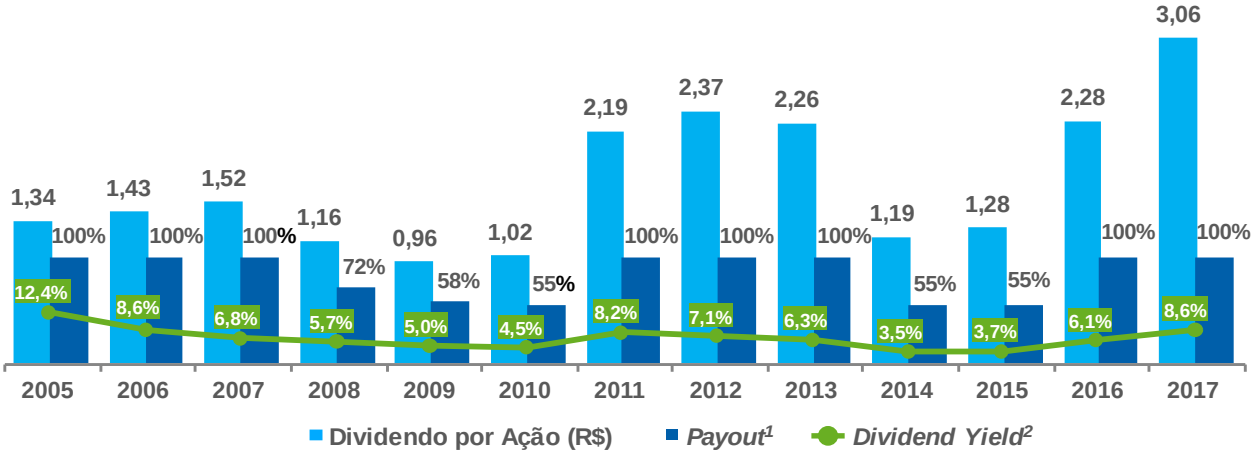
Adicionalmente, em 2017, a Companhia adquiriu projetos no valor total de R$ 26,9 milhões.

7.3.14 Dividendos complementares propostos

O Conselho de Administração da ENGIE Brasil Energia aprovou, em reunião realizada em 22 de fevereiro de 2018, a proposta de dividendos complementares referentes ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2017 no montante de R$ 636,8 milhões (R$ 0,9755096548 por ação), que deverá ser ratificada pela Assembleia Geral Ordinária, a quem caberá definir as condições de pagamento.

O total de proventos relativos a 2017 atingirá R$ 2.000,2 milhões, equivalente a R$ 3,0642635985 por ação ou 100% do lucro líquido distribuível ajustado.

Histórico de distribuição de dividendos (*payout*)



[1] *Considera o lucro líquido ajustado do exercício.*

[2] *Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.*

7.4 Mercado de Capitais

As ações da Companhia são negociadas na Bolsa Brasileira sob código EGIE3 (100% ações ordinárias). Além disso, a Companhia possui *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I negociados no mercado de balcão norte-americano *Over-The-Counter* (OTC) sob código EGIEY, tendo a relação de um ADR para cada ação ordinária.

A presença no Novo Mercado – o mais alto nível de governança corporativa da B3 – amplia os direitos dos acionistas e assegura a qualidade das informações divulgadas acerca dos negócios. Durante o ano de 2017 foi aprovado o novo regulamento desse segmento de listagem. A ENGIE Brasil Energia votou favoravelmente à totalidade das alterações propostas no regulamento, por entender como relevantes os avanços nos aspectos de transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa aplicáveis às empresas listadas no segmento. As companhias devem implementar as novas exigências até o início de 2021, e aquelas que se sobrepõem às regras já estabelecidas anteriormente passam a vigorar a partir de janeiro de 2018. A Companhia, percebendo nas novas exigências valor à sua gestão e governança, está empreendendo esforços para implementação das mudanças com maior brevidade possível. Assim, um grupo de trabalho já foi composto e o planejamento e estudo das ações já estão em curso.

A seguir, são listados alguns dos índices dos quais a ENGIE Brasil Energia faz parte:

- Índice Bovespa (Ibovespa)

- Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGC)

- Índice de Ações com Tag Along Diferenciado (ITAG)

- Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE)

- Índice de Energia Elétrica (IEE)

- Vigeo Eiris EM 70

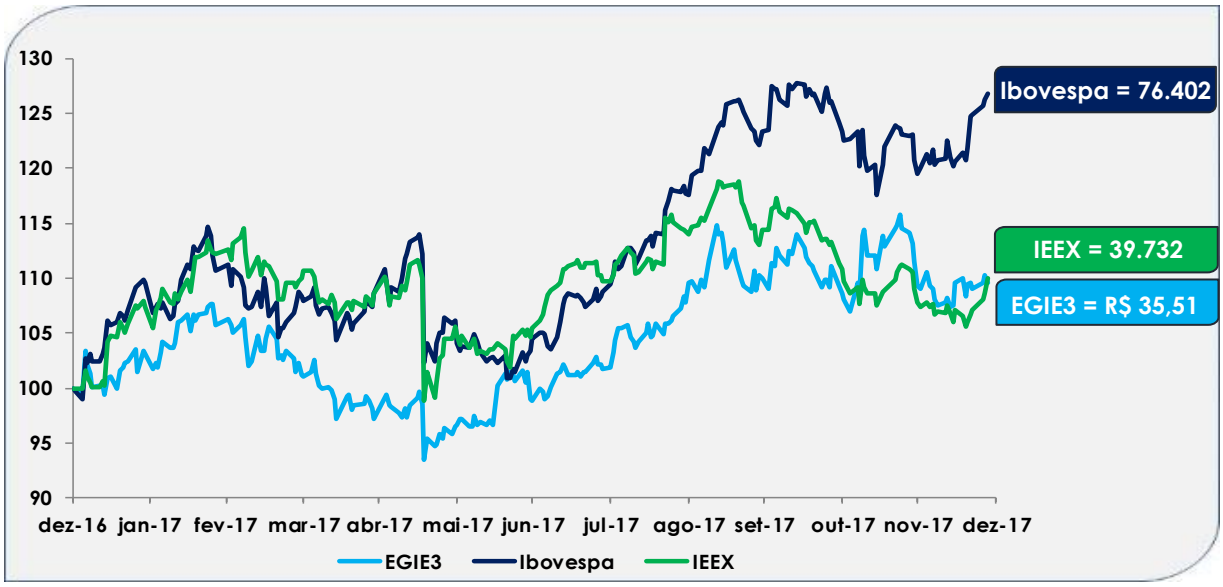
- FTSE4Good

7.4.1 Desempenho das ações

No acumulado do ano, as ações da ENGIE Brasil Energia valorizaram 9,3%, ligeiramente abaixo do ganho registrado no ano de 2016, que foi de 9,9%. Já o IEEX cresceu 10,0% no acumulado de 2017, e o Ibovespa obteve ganhos de 26,9%. A cotação alcançada pela EGIE3 no fim de 2017 foi R$ 35,51/ação, conferindo à Companhia valor de mercado de R$ 23,2 bilhões.

O volume médio de negociação atingiu no ano R$ 31,0 milhões, decréscimo de 7,4% diante do alcançado em 2016, que foi de R$ 33,5 milhões.

EGIE vs. Ibovespa vs. IEEX
(Base 100 – 31.12.2016)



7.4.2 Ratings

Os *ratings* da Companhia foram reafirmados em abril e setembro de 2017, sem qualquer modificação em relação a 2016.

Agência Fitch Ratings	
Emissão	**Classificação**
Rating Nacional	AAA(bra)
Rating Internacional – Emissões em moeda nacional	BBB
Rating Internacional – Emissões em moeda estrangeira	BB+
Sexta emissão de debêntures	AAA (bra)

8. GESTÃO SOCIOAMBIENTAL

O modelo de gestão socioambiental adotado pela ENGIE Brasil Energia tem como base uma visão abrangente de sua atuação, que reflete a inserção da sustentabilidade na estratégia de negócios. Nesse sentido, a Companhia tem os capitais natural, humano e relacional como impulsionadores de sua conduta.

8.1 Capital natural

Em complemento às ações realizadas para assegurar a total conformidade em relação à legislação ambiental vigente, a ENGIE Brasil Energia desenvolve uma série de iniciativas voluntárias com foco na conservação dos recursos naturais. No âmbito legal, procedimentos preventivos são adotados para que todas as usinas do parque gerador mantenham as autorizações e licenças ambientais requeridas pelos órgãos competentes. Nesse sentido, foram renovadas, em 2017, as seguintes licenças de operação:

- LO nº 65002804 – Usina Termelétrica Ferrari, emitida pela Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (Cetesb) em 17.10.2017, com validade até 17.10.2022.

- LO nº 314411/2017 – Linha de Transmissão de 138 kV (PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha), emitida pela Secretaria de Estado do Meio Ambiente do Mato Grosso (SEMA-MT), em 10.03.2017, com validade até 09.03.2020.

- LO nº 315583/2017 – PCH Rondonópolis, emitida pela SEMA-MT em 01.09.2017, com validade até 31.08.2022.

- LO nº 68/99 (3ª Ren) – Usina Hidrelétrica Itá, emitida pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) em 03.08.2017, com validade até 03.08.2027.

- LO nº 395/2004 (Renovação) – Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra, emitida pelo Ibama-MS em 02.05.2017, com validade até 02.05.2023.

O ano também foi dedicado à evolução do projeto Matriz Biodiversidade, que tem por objetivo identificar as espécies de fauna e flora presentes nas áreas próximas aos empreendimentos operados pela Companhia. Inédito no setor, o projeto abrange os seis biomas brasileiros e contribuirá para a definição de diretrizes para gestão e manejo ambiental, reforçando os mecanismos de proteção a espécies e ecossistemas nas regiões onde a ENGIE Brasil Energia atua.

Planejado em três etapas, o projeto começou em 2016. A primeira etapa, de diagnóstico, concluída em setembro de 2017, começou com um *benchmarking* das maiores geradoras de energia do País, para avaliar suas políticas de sustentabilidade e construção da metodologia de pesquisa. Seguiu-se uma avaliação preliminar do *status* de biodiversidade de 26 empreendimentos energéticos e suas áreas de influência, com base em um detalhado levantamento de estudos científicos nacionais e internacionais.

Na segunda etapa, duas usinas serão objeto de estudos-piloto de campo: a Usina Hidrelétrica Cana Brava (GO), no Cerrado, e o Complexo Eólico Trairi (CE), na Caatinga. A última etapa, a partir de 2019, consistirá na validação da metodologia em todas as usinas, com foco nas possibilidades de atuação em parceria com organizações locais.

Outra importante iniciativa relacionada ao capital natural é o Programa de Proteção de Nascentes, realizado em parceria com organizações governamentais e do terceiro setor. Além da conservação dos recursos naturais, a iniciativa tem como objetivo contribuir para a melhoria da qualidade da água consumida pela comunidade, impactando na redução de doenças causadas por organismos patogênicos. Até o final do ano, 1.577 nascentes haviam sido protegidas, 219 delas em 2017, na área de influência de 12 usinas operadas pela Companhia.

8.2 Capital humano

Ao final de 2017, 1.048 pessoas integravam o quadro funcional da ENGIE Brasil Energia. Desse total, 1.039 eram contratados por tempo indeterminado e nove integravam o programa Jovem Aprendiz, sendo que 35 eram portadores de deficiência ou necessidades especiais. Além desse contingente, a Companhia contava também com 41 estagiários e outros 83 profissionais vinculados a empresas controladas (28 à Companhia Energética Estreito, sete à Itá Energética e 48 à Usina Termelétrica Pampa Sul).

Empregados próprios em 31.12.2017, por gênero e categoria funcional

Categoria	homens	% homens	mulheres	% mulheres	total	% total
Gerência	165	84%	31	16%	196	**18,7%**
Analistas, engenheiros e especialistas	249	76%	79	24%	328	**31,3%**
Operadores, técnicos de manutenção e administrativos	448	85%	76	15%	524	**50,0%**
Total	**862**	**82,3%**	**186**	**17,7%**	**1.048**	**100%**

Empregados próprios em 31.12.2017, por gênero e faixa etária

Faixa etária	homens	mulheres	total	% total
Menos de 30 anos	133	40	173	**16,5%**
Entre 30 e 50 anos	515	124	639	**61,0%**
Mais de 50 anos	214	22	236	**22,5%**

Admissões e demissões em 2017, por gênero e faixa etária*

Faixa Etária	homens		mulheres	
	admissões	demissões	admissões	demissões
Menos de 30 anos	16	2	10	3
Entre 30 e 50 anos	10	17	8	3
Mais de 50 anos	0	13	0	1
Total	**26**	**32**	**18**	**7**

** Não contempla estagiários e integrantes do programa de jovem aprendiz*

Número total de horas de treinamento em 2017, por gênero

Ano	homens	mulheres	total	Variação
2017	46.956,00	4.873,00	**51.829,00**	**19,9%**
2016	38.570,00	4.668,00	**43.238,00**	**-45,6%**
2015	71.852,70	7.641,70	**79.494,40**	

Na busca por proporcionar a todas as pessoas um ambiente de trabalho ético, justo e responsável, a Companhia desenvolve iniciativas direcionadas à promoção da qualidade de vida, garantindo condições adequadas para a evolução do desempenho profissional.

Entre as diversas ações realizadas em 2017 para o público interno, destaca-se a intensificação das campanhas relacionadas a Saúde e Segurança no Trabalho. Com foco na conscientização, a Companhia realizou campanha de *endomarketing* com objetivo de fortalecer seu sistema de Situações de Riscos e Quase Acidentes (Sistema GSR), estimulando os colaboradores a realizarem o apontamento dessas situações para que seja dado o devido tratamento. A campanha foi desenvolvida considerando a existência de baixo número de registros existentes em estágio reativo, assim como pela necessidade de atuar na prevenção de acidentes do trabalho por meio do registro e tratamento de situações de riscos e quase acidentes. A eficácia da campanha pode ser comprovada pelo aumento do número de registros de situações de risco e quase acidentes, que em 2017 somou 627 apontamentos, contra 93 em 2016.

Em complemento, foram realizadas palestras e ações de comunicação de caráter preventivo, a fim de sensibilizar os colaboradores quanto às boas práticas de saúde e segurança, principalmente nos canteiros de obras das usinas em construção, aonde seminários específicos foram realizados ao longo do ano. Apesar de todos os esforços em prevenção citados, houve no ano uma fatalidade em uma das obras em implantação pela Companhia.

Acidentes de Trabalho

Acidentes de trabalho	2017	2016
Empregados próprios		
Número de horas de exposição ao risco	1.910.390	2.024.902
Número de acidentes de trabalho e de trajeto com e sem afastamento	8	5
Número de dias perdidos – acidentes de trabalho com afastamento	8	5
Número de acidentes fatais	0	0
Empregados de empresas contratadas		
Número de horas de exposição ao risco	6.311.671	3.247.650
Número de acidentes de trabalho e de trajeto com e sem afastamento	31	22
Número de acidentes fatais	1	1

Indicadores de Saúde e Segurança no Trabalho (SST)

Indicador	2016	2017	Meta Atingida?	Variação 2017 x 2016	Meta 2018
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[1]	0,490	1,050	-	↑	-
Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[2]	0,002	0,004	**Sim** (< 0,030)	↑	≤ 0,020
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios + prestadores de serviços longo prazo[1]	1,520	1,030	**Não** (< 1,00)	↓	≤ 0,80
Taxa de Frequência (TF) prestadores de serviço curto prazo + obras em construção[2 3]	-	0,690	**Sim** (≤ 2,40)	-	≤ 2,40

1) TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco
2) TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco
3) O monitoramento deste indicador passou a ser realizado a partir de 2017, portanto, não há histórico em 2016. O dado não inclui a construção da Usina Termelétrica Pampa Sul.

Indicadores de Saúde e Segurança no Trabalho (SST) – Usina Termelétrica Pampa Sul

Indicador	2017	2016	Variação
Taxa de Frequência (TF) empregados próprios[1]	0,000	0,000	-
Taxa de Gravidade (TG) empregados próprios[2]	0,000	0,000	-
Taxa de Frequência (TF) incluindo prestadores de serviços[1]	2,220	4,900	↓
Taxa de Frequência (TF) incluindo prestadores de serviços[2]	0,028	0,032	↓

1) TF = nº de acidentes do trabalho ocorridos em cada milhão de horas de exposição ao risco
2) TG = nº de dias perdidos com os acidentes de trabalho ocorridos em cada mil horas de exposição ao risco

8.3 Capital de relacionamento

8.3.1 Comunidades

Parceiras na busca pelo desenvolvimento sustentável das regiões onde a Companhia desenvolve atividades, as comunidades de entorno dos empreendimentos constituem um público prioritário para a ENGIE Brasil Energia. Por isso, a Companhia se empenha em manter abertos os canais de diálogo, bem como os mecanismos de apoio a projetos de iniciativa das comunidades.

Em 2017, os investimentos em responsabilidade social totalizaram R$ 22,0 milhões, distribuídos entre recursos próprios e incentivados, conforme demonstra o quadro a seguir.

Investimentos em responsabilidade social (em milhares de R$)

Indicador	2017	2016	Variação
Investimentos não incentivados	2.898,14	5.044,28	-42,5%
Investimentos pelo Fundo da infância e adolescência – FIA	2.022,85	2.544,27	-20,5%
Investimentos pela Lei de Incentivo à cultura – Rouanet	9.537,11	10.184,72	-6,4%
Investimentos pela Lei de incentivo ao esporte	1.895,20	2.565,29	-26,1%
Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica – PRONON	2.118,97	2.573,80	-17,7%
Investimentos pelo Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS/PCD	1.383,46	1.310,20	5,6%
Investimentos pelo Fundo Municipal do Idoso	2.423,19	2.348,33	3,2%
TOTAL	**22.278,92**	**26.570,89**	**-16,2%**

Os Centros de Cultura e Sustentabilidade, já implantados em cinco municípios, transformaram-se em ferramentas essenciais para a consolidação desse relacionamento. Dedicados a estimular iniciativas culturais e educativas, esses espaços proporcionam oportunidades de convívio comunitário e também o acesso a manifestações artísticas, tais como teatro, música, dança e cinema. Em 2017, os números dos Centros foram:

Centro de Cultura e Sustentabilidade	Visitantes (estimados)	Alunos - Oficinas
Alto Bela Vista – SC	7.000	190
Capivari de Baixo – SC	280.000	118
Concórdia – SC	35.000	71
Quedas do Iguaçu – PR	15.000	143
Entre Rios do Sul – RS	3.000	294

Auxiliando a sustentabilidade e viabilidade econômica, a Companhia está, com recursos próprios (não incentivados), adquirindo painéis solares para doação a quatro Centros, que deverão ser instalados no primeiro semestre de 2018. Também está prevista para esse período a inauguração do sexto Centro de Cultura, localizado no município de Minaçu (GO), área de influência da Usina Hidrelétrica Cana Brava. Ao longo do ano foi obtida aprovação prévia no Ministério da Cultura para novos Centros em três municípios: Trairi (CE), no entorno dos Complexos Eólicos Trairí e Santa Mônica; Saudades do Iguaçu (PR), no entorno da Usina Hidrelétrica Salto Santiago; e Itá (SC), no entorno da Usina Hidrelétrica Itá. Tal aprovação indica que os projetos já estão aptos a captar recursos.

O Programa de Visitas constitui outra importante ferramenta de interação com as comunidades. Em parceria com outras entidades, a Companhia mantém programas estruturados para visitações de estudantes, pesquisadores e turistas às usinas de seu parque gerador, apresentando como funcionam os empreendimentos e os programas socioambientais desenvolvidos. O Programa é complementado por apresentações em escolas e outros ambientes comunitários, com foco nos mesmos temas e ênfase em educação ambiental. Quase 85 mil pessoas participaram das atividades em 2017.

8.4 Balanço Social

1 – Base de cálculo	2017 (R$ mil)				2016 (R$ mil)			
Receita Líquida (RL)	7.009.957				6.442.371			
Resultado Operacional (RO)	2.623.380				2.066.773			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	155.113				182.630			
Valor Adicionado Total (VAT)	4.454.017				4.199.756			
2 – Indicadores sociais internos	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre FPB**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
Alimentação	20.927	13,49	0,30	0,47	16.477	9,02	0,26	0,39
Encargos sociais compulsórios	61.371	39,57	0,88	1,38	63.868	34,97	0,99	1,52
Previdência privada	38.413	24,76	0,55	0,86	42.331	23,18	0,66	1,01
Saúde	19.659	12,67	0,28	0,44	16.954	9,28	0,26	0,40
Segurança e saúde no trabalho	5.396	3,48	0,08	0,12	6.078	3,33	0,09	0,14
Educação	393	0,25	0,01	0,01	512	0,28	0,01	0,01
Cultura	25	0,02	0,00	0,00	24	0,01	0,00	0,00
Capacitação e desenvolvimento profissional	3.830	2,47	0,05	0,09	5.274	2,89	0,08	0,13
Creches ou auxílio-creche	252	0,16	0,00	0,01	178	0,10	0,00	0,00
Esporte	566	0,36	0,01	0,01	500	0,27	0,01	0,01
Participação nos lucros ou resultados	43.019	27,73	0,61	0,97	44.126	24,16	0,68	1,05
Transporte	4.543	2,93	0,06	0,10	4.290	2,35	0,07	0,10
Outros	1.338	0,86	0,02	0,03	1.456	0,80	0,02	0,03
Total – Indicadores sociais internos	**199.732**	**128,77**	**2,85**	**4,48**	**202.068**	**110,64**	**3,14**	**4,81**

3 – Indicadores sociais externos	R$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Educação	176	0,11	-	-	120	0,07	-	-
Cultura	11.457	7,39	0,16	0,26	13.692	7,50	0,21	0,33
Saúde e saneamento	3.502	2,26	0,05	0,08	3.884	2,13	0,06	0,09
Esporte	1.906	1,23	0,03	0,04	2.575	1,41	0,04	0,06
Outros	5.236	3,38	0,07	0,12	6.297	3,45	0,10	0,15
Total das contribuições para a sociedade	**22.277**	**14,36**	**0,32**	**0,50**	**26.568**	**14,55**	**0,41**	**0,63**
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.400.037	902,59	19,97	31,43	1.179.104	645,62	18,30	28,08
Total – Indicadores sociais externos	**1.422.314**	**916,95**	**20,29**	**31,93**	**1.205.672**	**660,17**	**18,71**	**28,71**
4 – Indicadores ambientais	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**	**R$ mil**	**% sobre RO**	**% sobre RL**	**% sobre VAT**
4.1 – Investimentos relacionados com a produção/operação da empresa								
Passivos e contingências ambientais	10.797	6,96	0,15	0,24	10.170	5,57	0,16	0,24
Programa de desenvolvimento tecnológico e industrial	3.452	2,23	0,05	0,08	9.959	5,45	0,15	0,24
Indicador setorial	2.689	1,73	0,04	0,06	-	-	-	-
Outros	567	0,37	0,01	0,01	991	0,54	0,02	0,02
Total dos investimentos relacionados com a produção/operação da empresa	**17.505**	**0,67**	**0,25**	**0,39**	**21.120**	**1,02**	**0,33**	**0,50**
4.2 – Investimentos em programas e/ou projetos externos								
Projetos de educação ambiental em comunidades	734	0,03	0,01	0,02	934	0,05	0,01	0,02
Preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	4.731	0,18	0,07	0,11	4.254	0,21	0,07	0,10
Outros	9.172	0,35	0,13	0,21	5.467	0,26	0,08	0,13
Total dos investimentos em programas e/ou projetos externos	**14.637**	**0,56**	**0,21**	**0,33**	**10.655**	**0,52**	**0,17**	**0,25**
Total dos investimentos em meio ambiente (4.1 + 4.2)	**32.142**	**1,23**	**0,46**	**0,72**	**31.775**	**1,54**	**0,49**	**0,76**
Distribuição dos investimentos em meio ambiente	**em mil R$**		**% sobre total**		**em mil R$**		**% sobre total**	
Total dos investimentos em ações de prevenção ambiental	5.749		17,89		8.823		27,77	
Total dos investimentos em ações de manutenção ambiental	25.013		77,82		20.745		65,29	
Total dos investimentos em ações de compensação ambiental	1.380		4,29		2.207		6,95	
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade:	41				21			
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental determinadas administrativa e/ou judicialmente:	7,00				36,00			
5 – Indicadores do corpo funcional	**2017 (em unidades)**				**2016 (em unidades)**			
Número de empregados(as) no fim do período	1048				1044			
Número de admissões durante o período	44				83			
Número de desligamentos durante o período	39				174			
Número de estagiários(as)	41				81			
Número de empregados por faixa etária:								
Menos de 30 anos	173				183			
Entre 30 e 50 anos	639				681			
Mais de 50 anos	236				180			
Número de empregados por nível de escolaridade:								
Analfabetos	0				0			
Com ensino fundamental	4				4			
Com ensino médio/técnico	547				565			
Com ensino superior	332				294			
Pós-Graduados	165				181			

Número e percentual de mulheres que trabalham na empresa	186 (17,7%)		173 (16,5%)	
Percentual de cargos de chefia ocupados por mulheres	15,8%		13,1%	
Número e percentual de homens que trabalham na empresa	862 (82,3%)		871 (83,46%)	
Percentual de cargos de chefia ocupados por homens	84,2%		86,9%	
Número de negros(as) que trabalham na empresa	Não existe declaração formal por parte dos empregados sobre a raça a que		Não existe declaração formal por parte dos empregados sobre a raça a que	
Percentual de cargos de chefia ocupados por negros(as)	Não existe declaração formal por parte dos empregados sobre a raça a que		Não existe declaração formal por parte dos empregados sobre a raça a que	
Número de portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	35		35	
Proporção entre o maior salário pago pela empresa e a média salarial dos demais empregados	5,0		Não disponível	
6 – Informações Relevantes quanto ao Exercício da Cidadania Empresarial	**2017**		**2016**	
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	19,1		20,4	
Número total de acidentes de trabalho e de trajeto	ENGIE: 8 Prestadores de Serviços: 31		ENGIE: 5 Prestadores de Serviços: 22	
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) Direção		( ) Direção	
	( ) Direção e gerências		( ) Direção e gerências	
	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)		(X) Todos(as) os(as) empregados(as)	
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	( ) Direção e gerências		( ) Direção e gerências	
	( ) Todos(as) os(as) empregados(as)		( ) Todos(as) os(as) empregados(as)	
	(X) Todos(as) + CIPA		(X) Todos(as) + CIPA	
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) Não se envolve		( ) Não se envolve	
	(X) Segue as normas da OIT		(X) Segue as normas da OIT	
	( ) Incentiva e segue a OIT		( ) Incentiva e segue a OIT	
A previdência privada contempla:	( ) Direção		( ) Direção	
	( ) Direção e gerências		( ) Direção e gerências	
	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)		(X) Todos(as) os(as) empregados(as)	
A participação nos lucros ou resultados contempla:	( ) Direção		( ) Direção	
	( ) Direção e gerências		( ) Direção e gerências	
	(X) Todos(as) os(as) empregados(as)		(X) Todos(as) os(as) empregados(as)	
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) Não são considerados		( ) Não são considerados	
	( ) São sugeridos		( ) São sugeridos	
	(X) São exigidos		(X) São exigidos	
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	( ) Não se envolve		( ) Não se envolve	
	(X) Apoia		(X) Apoia	
	( ) Organiza e incentiva		( ) Organiza e incentiva	
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as):	(0) Na empresa		(0) Na empresa	
	(N.A.) No Procon		(N.A.) No Procon	
	(0) Na Justiça		(0) Na Justiça	
Distribuição do Valor Adicionado	**em mil R$**	**% sobre total**	**em mil R$**	**% sobre total**
Governo	1.759.449	39,5	1.814.508	43,2
Colaboradores(as)	277.097	6,2	297.492	7,1
Acionistas	1.966.945	44,2	1.453.940	34,6
Terceiros	412.912	9,3	539.455	12,8
Retido	37.614	0,8	94.361	2,3
7 – Outras Infomações	**2017**		**2016**	
Consumo de água	6.540.736,79 m3		7.367.730,60 m^3	
Consumo de energia elétrica	258,8 GWh		150,7 GWh	
Quantidade anual de resíduos gerados	1.058.862,33 ton		1.778.045,81 ton	
Quantidade anual de resíduos reciclados	1.057.886,29 ton		1.743.850,87 ton	

9. INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Relatório de Sustentabilidade

Informações complementares e detalhamentos sobre os aspectos socioambientais da Companhia, bem como sobre questões relacionadas à geração de valor para os públicos de relacionamento, serão publicados no Relatório de Sustentabilidade da ENGIE Brasil Energia, a ser lançado no final do mês de abril de 2018.

Exploração do trabalho infantil, forçado e compulsório e combate à discriminação

A ENGIE Brasil Energia não admite, em hipótese alguma, a exploração do trabalho infantil, forçado ou compulsório e reserva-se o direito de não contratar serviços ou ter relacionamento comercial com entidades que adotem essa prática, assumindo ainda o compromisso de denunciar aos órgãos competentes os casos que por ventura vier a ter conhecimento.

A ENGIE Brasil Energia tem o respeito como um dos seus princípios éticos fundamentais. No que se refere aos direitos humanos, a Companhia está permanentemente atenta a situações sensíveis que possam comprometer a execução de suas atividades, como, por exemplo, o relacionamento com as populações remanejadas.

Ainda neste contexto, cada empregado da ENGIE Brasil Energia deve certificar-se de que não pratica qualquer discriminação por palavras ou atos, particularmente no que se refere à idade, gênero, origens étnicas, sociais ou culturais, religião, opiniões políticas ou sindicais, escolhas de vida pessoais, particularidades ou deficiências físicas.

Todos esses princípios e a conduta esperada de seus empregados, fornecedores e parceiros estão dispostos na Política de Direitos Humanos e no Código de Ética da ENGIE Brasil Energia, amplamente divulgados a todos os públicos em seu *website*.

Prática do voluntariado

A Companhia é patrocinadora da *Junior Achievement* e do Instituto Voluntários em Ação.

Identificação do responsável pelas informações socioambientais e forma de contato

O coordenador do Comitê de Sustentabilidade é a pessoa responsável pelas informações socioambientais e o contato pode ser estabelecido por meio do e-mail: comitesustentabilidade.brenergia@engie.com

Auditores Independentes

De acordo com o Artigo 2º da Instrução CVM nº 381/03, a ENGIE Brasil Energia informa que a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, auditoria independente da Companhia e de suas controladas, não prestou serviços não relacionados à auditoria independente em 2017.

Declaração da Diretoria

A Diretoria declara, em atendimento ao Artigo 25, parágrafo 1º, incisos V e VI, da Instrução CVM 480/2009, que revisou, discutiu e concorda com as demonstrações contábeis contidas neste Relatório e opiniões expressas no Relatório dos Auditores Independentes referente às mesmas.

A Administração

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais)

ATIVO

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
ATIVO CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	4	1.305.015	1.175.259	1.930.070	1.815.340
Contas a receber de clientes	5	689.885	505.348	1.058.469	824.079
Dividendos a receber de controladas	33	30.550	167.202	-	-
Estoques	6	94.946	102.085	98.249	105.541
Créditos fiscais a recuperar	7	9.709	10.457	15.674	14.589
Depósitos vinculados	8	10.751	2.485	15.423	8.760
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	9	23.991	23.991	26.064	26.064
Ativo financeiro de concessão	10	-	-	301.904	-
Outros ativos circulantes		123.803	107.006	284.357	141.115
		2.288.650	**2.093.833**	**3.730.210**	**2.935.488**
Ativos não circulantes mantidos para venda	11	5.569	10.922	5.569	419.603
		2.294.219	**2.104.755**	**3.735.779**	**3.355.091**
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Créditos fiscais a recuperar	7	8.948	35.894	13.043	37.991
Depósitos vinculados	8	9.546	8.500	231.489	185.768
Depósitos judiciais	12	98.646	148.390	100.095	149.730
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	9	115.406	139.398	144.950	171.015
Ativo financeiro de concessão	10	-	-	2.245.463	-
Outros ativos não circulantes		27.562	12.208	91.608	67.798
		260.108	**344.390**	**2.826.648**	**612.302**
Investimentos	13	**7.523.753**	**4.442.140**	**19.027**	**4.886**
Imobilizado	14	**5.043.803**	**5.276.572**	**11.678.108**	**10.194.898**
Intangível	15	**30.823**	**20.838**	**1.308.951**	**252.514**
		12.858.487	**10.083.940**	**15.832.734**	**11.064.600**
TOTAL		**15.152.706**	**12.188.695**	**19.568.513**	**14.419.691**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

BALANÇOS PATRIMONIAIS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	16	408.772	211.777	617.396	371.149
Dividendos e juros sobre o capital próprio	28	1.300.237	371.478	1.300.516	372.040
Empréstimos e financiamentos	17	787.856	137.759	948.158	283.196
Debêntures e notas promissórias	18	17.849	16.547	2.127.760	16.547
Concessões a pagar	19	61.367	59.907	67.051	65.408
Imposto de renda e contribuição social a pagar	21	166.346	54.210	181.351	81.023
Outras obrigações fiscais e regulatórias	22	56.639	61.370	93.668	88.632
Obrigações trabalhistas	23	93.115	90.655	94.879	94.753
Provisões	24	10.647	34.020	11.651	35.001
Obrigações com benefícios de aposentadoria	25	30.683	27.219	30.683	27.219
Outros passivos circulantes		171.130	117.540	203.358	206.330
		3.104.641	**1.182.482**	**5.676.471**	**1.641.298**
Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda	11	-	-	-	159.496
		3.104.641	**1.182.482**	**5.676.471**	**1.800.794**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Empréstimos e financiamentos	17	1.291.810	578.234	2.867.783	2.001.081
Debêntures	18	812.715	787.908	812.715	787.908
Concessões a pagar	19	2.385.027	2.235.059	2.432.348	2.281.968
Provisões	24	71.349	287.382	77.723	292.106
Obrigações com benefícios de aposentadoria	25	280.971	272.248	280.971	272.248
Imposto de renda e contribuição social diferidos	26	340.204	214.112	507.905	311.331
Outros passivos não circulantes		35.395	20.043	77.872	57.861
		5.217.471	**4.394.986**	**7.057.317**	**6.004.503**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	27				
Capital social		2.829.056	2.829.056	2.829.056	2.829.056
Reservas de lucros		2.963.983	2.926.369	2.963.983	2.926.369
Dividendos adicionais propostos		636.755	409.644	636.755	409.644
Ajustes de avaliação patrimonial		400.800	446.158	400.800	446.158
		6.830.594	**6.611.227**	**6.830.594**	**6.611.227**
Participação de acionista não controlador		-	-	4.131	3.167
		6.830.594	**6.611.227**	**6.834.725**	**6.614.394**
TOTAL		**15.152.706**	**12.188.695**	**19.568.513**	**14.419.691**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de forma diferente)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	29	**4.405.774**	**4.260.985**	**7.009.957**	**6.442.371**
Custos da energia vendida e dos serviços prestados					
Energia elétrica comprada para revenda		(548.232)	(474.330)	(1.745.974)	(1.643.327)
Transações no mercado de energia de curto prazo		(154.348)	(143.242)	(360.168)	(182.416)
Encargos de uso de rede elétrica e de conexão		(347.249)	(326.668)	(423.490)	(397.402)
Custo de produção de energia elétrica	30	(1.096.061)	(1.125.154)	(1.443.369)	(1.447.973)
Custo dos serviços prestados	30	(30.834)	(30.304)	(30.870)	(30.339)
		(2.176.724)	**(2.099.698)**	**(4.003.871)**	**(3.701.457)**
LUCRO BRUTO		**2.229.050**	**2.161.287**	**3.006.086**	**2.740.914**
Receitas (despesas) operacionais					
Despesas com vendas	30	(10.511)	(9.724)	(17.347)	(17.246)
Despesas gerais e administrativas	30	(173.251)	(180.170)	(178.617)	(185.248)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	14	(14.863)	(106.226)	(18.419)	(120.869)
Resultado na alienação de investimentos	11	-	-	56.892	-
Outras receitas operacionais, líquidas		3.417	6.811	3.498	6.898
		(195.208)	**(289.309)**	**(153.993)**	**(316.465)**
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	13	685.025	397.622	(1.883)	(2.832)
Amortização de ágio	13	(3.341)	(3.341)	-	-
		681.684	**394.281**	**(1.883)**	**(2.832)**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**2.715.526**	**2.266.259**	**2.850.210**	**2.421.617**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	31	114.753	287.252	223.483	397.921
Despesas financeiras	31	(421.692)	(660.080)	(450.313)	(752.765)
		(306.939)	**(372.828)**	**(226.830)**	**(354.844)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO		**2.408.587**	**1.893.431**	**2.623.380**	**2.066.773**
Imposto de renda e contribuição social					
Corrente	32	(276.713)	(498.759)	(419.560)	(636.385)
Diferido	32	(128.462)	152.631	(199.261)	117.913
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**2.003.412**	**1.547.303**	**2.004.559**	**1.548.301**
LUCRO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		**2.003.412**	**1.547.303**	**2.003.412**	**1.547.303**
Acionista não controlador		**-**	**-**	**1.147**	**998**
		2.003.412	**1.547.303**	**2.004.559**	**1.548.301**
LUCRO POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO - EM REAIS	27	**3,0692**	**2,3705**	**3,0710**	**2,3720**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais)

		Controladora		Consolidado	
	Nota	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**2.003.412**	**1.547.303**	**2.004.559**	**1.548.301**
Outros resultados abrangentes que no futuro:					
- Não serão reclassificados para o resultado					
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	25	(6.970)	(7.255)	(6.970)	(7.255)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		2.370	2.467	2.370	2.467
		(4.600)	**(4.788)**	**(4.600)**	**(4.788)**
- Serão reclassificados para o resultado					
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa					
Ganhos (Perdas) não realizados originados no exercício		-	-	16.447	(437.494)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		-	-	(5.592)	148.748
(Perdas) Ganhos realizados originados no exercício		-	-	(17.238)	4.782
Equivalência patrimonial dos efeitos acima		(6.383)	(283.964)	-	-
	20	**(6.383)**	**(283.964)**	**(6.383)**	**(283.964)**
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		**1.992.429**	**1.258.551**	**1.993.576**	**1.259.549**
RESULTADO ATRIBUÍDO AO(S):					
Acionistas da ENGIE Brasil Energia		**1.992.429**	**1.258.551**	**1.992.429**	**1.258.551**
Acionista não controlador		**-**	**-**	**1.147**	**998**
		1.992.429	**1.258.551**	**1.993.576**	**1.259.549**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais)

				Reservas de lucros					Ajustes de avaliação patrimonial				
	Nota	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de incentivos fiscais	Reserva de retenção de lucros	Aumento de capital e dividendos propostos	Lucros acumulados	Custo atribuído	Outros resultados abrangentes	Patrimônio líquido dos acionistas da Companhia	Participação de acionista não controlador	Patrimônio líquido consolidado
Saldos em 01.01.2016		**2.445.766**	**91.695**	**489.153**	**96.864**	**2.247.099**	**499.986**	**-**	**448.386**	**320.923**	**6.639.872**	**2.264**	**6.642.136**
Dividendos adicionais de 2015 creditados		-	-	-	-	-	(209.499)	-	-	-	**(209.499)**	-	**(209.499)**
Aumento de capital social	27	383.290	(91.695)	-	(1.108)	-	(290.487)	-	-	-	**-**	-	**-**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	1.547.303	-	-	**1.547.303**	998	**1.548.301**
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	25	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.788)	**(4.788)**	-	**(4.788)**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa de controladas	20	-	-	-	-	-	-	-	-	(283.964)	**(283.964)**	-	**(283.964)**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	-	34.399	(34.399)	-	**-**	-	**-**
Destinações propostas à AGO:													
- Reserva legal	27	-	-	76.658	-	-	-	(76.658)	-	-	**-**	-	**-**
- Reserva de incentivos fiscais	27	-	-	-	17.703	-	-	(17.703)	-	-	**-**	-	**-**
- Dividendos intercalares creditados	28	-	-	-	-	-	-	(645.197)	-	-	**(645.197)**	(95)	**(645.292)**
- Juros sobre o capital próprio creditados	28	-	-	-	-	-	-	(432.500)	-	-	**(432.500)**	-	**(432.500)**
- Dividendos adicionais propostos	28	-	-	-	-	-	409.644	(409.644)	-	-	**-**	-	**-**
Saldos em 31.12.2016		**2.829.056**	**-**	**565.811**	**113.459**	**2.247.099**	**409.644**	**-**	**413.987**	**32.171**	**6.611.227**	**3.167**	**6.614.394**
Dividendos adicionais de 2016 creditados		-	-	-	-	-	(409.644)	-	-	-	**(409.644)**	-	**(409.644)**
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	2.003.412	-	-	**2.003.412**	1.147	**2.004.559**
Remensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria	25	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.600)	**(4.600)**	-	**(4.600)**
Valor justo de *hedge* de fluxo de caixa de controladas	20	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.383)	**(6.383)**	-	**(6.383)**
Realização do custo atribuído		-	-	-	-	-	-	34.375	(34.375)	-	**-**	-	**-**
Destinações propostas à AGO:													
- Reserva de incentivos fiscais	27	-	-	-	37.614	-	-	(37.614)	-	-	**-**	-	**-**
- Dividendos intercalares creditados	28	-	-	-	-	-	-	(938.918)	-	-	**(938.918)**	(183)	**(939.101)**
- Juros sobre o capital próprio creditados	28	-	-	-	-	-	-	(424.500)	-	-	**(424.500)**	-	**(424.500)**
- Dividendos adicionais propostos	28	-	-	-	-	-	636.755	(636.755)	-	-	**-**	-	**-**
Saldos em 31.12.2017		**2.829.056**	**-**	**565.811**	**151.073**	**2.247.099**	**636.755**	**-**	**379.612**	**21.188**	**6.830.594**	**4.131**	**6.834.725**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA (MÉTODO INDIRETO)

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	**31.12.2016**	**31.12.2017**	**31.12.2016**
Fluxo de caixa das atividades operacionais				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	2.408.587	1.893.431	2.623.380	2.066.773
Conciliação do lucro com o caixa gerado nas operações:				
Resultado de participações societárias	(681.684)	(394.281)	1.883	2.832
Depreciação e amortização	416.587	420.209	648.947	630.246
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	14.863	106.226	18.419	120.869
Variação monetária	35.415	149.348	38.800	172.971
Juros	356.152	432.184	354.199	473.894
Remuneração do ativo financeiro de concessão	-	-	(47.917)	-
(Reversão) Constituição de provisões operacionais	(258.703)	24.874	(257.636)	25.474
Resultado na alienação de investimentos	-	-	(56.892)	-
Outros	3.568	2.322	2.264	2.798
Lucro antes dos tributos ajustado	**2.294.785**	**2.634.313**	**3.325.447**	**3.495.857**
(Aumento) redução nos ativos				
Contas a receber de clientes	(180.259)	(39.873)	(222.910)	(44.149)
Estoques	11.345	(22.179)	11.499	(22.906)
Créditos fiscais a recuperar	7.499	(104.805)	(7.184)	(96.776)
Depósitos vinculados e judiciais	47.314	(2.137)	49.158	(2.855)
Repactuação de risco hidrológico a apropriar	23.991	23.991	26.064	26.064
Ativo financeiro de concessão	-	-	(2.499.450)	-
Outros ativos	(13.911)	137.499	(6.760)	132.376
(Redução) aumento nos passivos				
Fornecedores	208.991	(201.768)	225.277	(231.649)
Imposto de renda e contribuição social a pagar	5.978	4.014	3.328	(1.010)
Outras obrigações fiscais e regulatórias	(8.826)	(15.491)	(1.597)	(19.845)
Obrigações com benefícios de aposentadoria	(26.250)	(21.349)	(26.250)	(21.349)
Outros passivos	64.785	74.630	13.765	85.247
Caixa gerado pelas operações	**2.435.442**	**2.466.845**	**890.387**	**3.299.005**
Pagamento de juros sobre dívidas, líquido de *hedge*	(99.148)	(171.002)	(243.844)	(316.595)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(174.363)	(365.573)	(314.741)	(457.616)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	**2.161.931**	**1.930.270**	**331.802**	**2.524.794**

Continua na próxima página

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Atividades de investimento				
Dividendos recebidos de controladas	558.301	329.249	-	-
Aumento de capital em controladas e *joint venture*	(2.969.949)	(896.503)	(8.012)	(3.859)
Redução de capital em controladas	150.000	-	-	-
Aquisição de investimento	(8.012)	(3.859)	(37.448)	(23.631)
Aplicação no imobilizado	(161.286)	(254.636)	(1.904.866)	(1.166.583)
Aplicação no intangível	(15.890)	(8.266)	(1.051.482)	(9.000)
Recebimento pela alienação de investimentos	-	-	212.091	-
Caixa e equivalentes de subsidiárias alienadas	-	-	(19.263)	(69.040)
Caixa líquido das atividades de investimento	**(2.446.836)**	**(834.015)**	**(2.808.980)**	**(1.272.113)**
Atividades de financiamento				
Obtenção de empréstimos e financiamentos	1.656.297	35.339	1.951.482	35.339
Emissão de debêntures e notas promissórias	-	585.784	2.096.112	585.784
Empréstimos e financiamentos pagos, líquidos de *hedge*	(340.525)	(1.055.201)	(505.399)	(1.209.544)
Pagamento de parcelas de concessões a pagar	(62.760)	(58.809)	(68.719)	(64.491)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(838.155)	(1.162.928)	(838.621)	(1.164.012)
Outros	(196)	(4.189)	(42.947)	(17.271)
Caixa líquido das atividades de financiamento	**414.661**	**(1.660.004)**	**2.591.908**	**(1.834.195)**
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa	**129.756**	**(563.749)**	**114.730**	**(581.514)**
Conciliação do caixa e equivalentes de caixa				
Saldo inicial	1.175.259	1.739.008	1.815.340	2.396.854
Saldo final	1.305.015	1.175.259	1.930.070	1.815.340
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa	**129.756**	**(563.749)**	**114.730**	**(581.514)**

As informações adicionais sobre as transações que não afetam o caixa e equivalentes de caixa estão apresentadas na Nota 36 – Informações complementares ao fluxo de caixa.

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

ENGIE BRASIL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19 | NIRE Nº 42 3 0002438-4

DEMONSTRAÇÕES DOS VALORES ADICIONADOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	**31.12.2016**	**31.12.2017**	**31.12.2016**
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receita operacional bruta	4.875.069	4.727.929	7.734.910	7.127.466
Receita relativa à construção de usinas	-	-	1.767.570	1.022.182
Outros	5.606	23.635	62.579	23.722
	4.880.675	**4.751.564**	**9.565.059**	**8.173.370**
(-) Insumos				
Energia elétrica comprada para revenda	(548.232)	(474.330)	(1.745.974)	(1.643.327)
Transações no mercado de energia de curto prazo	(154.348)	(143.242)	(360.168)	(182.416)
Encargos de uso de rede elétrica e conexão	(347.249)	(326.668)	(423.490)	(397.402)
Combustíveis para a produção de energia	(442.809)	(131.005)	(454.600)	(141.000)
Materiais e serviços de terceiros	(188.082)	(164.261)	(256.481)	(228.679)
Seguros	(25.777)	(24.903)	(32.289)	(31.153)
Reversão (Constituição) de provisões operacionais	258.703	(24.874)	257.636	(25.474)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(14.863)	(106.226)	(18.419)	(120.869)
Gastos com a construção de usinas	-	-	(1.600.575)	(925.449)
Outros	(44.504)	(38.447)	(49.335)	(42.688)
	(1.507.161)	**(1.433.956)**	**(4.683.695)**	**(3.738.457)**
VALOR ADICIONADO BRUTO	**3.373.514**	**3.317.608**	**4.881.364**	**4.434.913**
Depreciação e amortização	(416.587)	(420.209)	(648.947)	(630.246)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	**2.956.927**	**2.897.399**	**4.232.417**	**3.804.667**
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	114.753	287.252	223.483	397.921
Resultado de participações societárias	681.684	394.281	(1.883)	(2.832)
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**3.753.364**	**3.578.932**	**4.454.017**	**4.199.756**

Continua na próxima página

Continuação

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2017	%	31.12.2016	%	31.12.2017	%	31.12.2016	%
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	162.343	4,3	186.563	5,2	167.849	3,8	189.851	4,5
Benefícios	65.452	1,7	61.703	1,7	66.295	1,5	62.321	1,5
Participação nos resultados	29.104	0,8	31.712	0,9	29.301	0,7	31.907	0,8
FGTS	13.317	0,4	13.149	0,4	13.652	0,3	13.413	0,3
	270.216	**7,2**	**293.127**	**8,2**	**277.097**	**6,3**	**297.492**	**7,1**
Do governo								
Impostos federais	877.875	23,4	821.690	22,9	1.345.665	30,2	1.209.936	28,8
Impostos estaduais	19.237	0,5	16.476	0,5	19.458	0,4	16.708	0,4
Impostos municipais	2.591	0,1	3.010	0,1	2.765	0,1	3.238	0,1
Encargos setoriais	147.660	3,9	211.558	5,9	170.819	3,8	243.311	5,8
Encargos sobre concessão a pagar	214.188	5,7	333.194	9,3	220.742	5,0	341.315	8,1
	1.261.551	**33,6**	**1.385.928**	**38,7**	**1.759.449**	**39,5**	**1.814.508**	**43,2**
Do capital de terceiros								
Juros e variações monetárias	199.565	5,3	320.979	9,0	216.235	4,9	398.913	9,4
Juros e variações monetárias capitalizados	2.189	0,1	16.824	0,4	169.184	3,8	113.557	2,7
Aluguéis	9.078	0,2	9.237	0,3	15.299	0,3	14.956	0,4
Outras despesas financeiras	7.353	0,2	5.534	0,2	12.194	0,3	12.029	0,3
	218.185	**5,8**	**352.574**	**9,9**	**412.912**	**9,3**	**539.455**	**12,8**
Do capital próprio								
Reserva de incentivos fiscais	37.614	1,0	17.703	0,5	37.614	0,8	17.703	0,4
Reserva legal	-	-	76.658	2,1	-	-	76.658	1,8
Realização do custo atribuído	(34.375)	(0,9)	(34.399)	(1,0)	(34.375)	(0,8)	(34.399)	(0,8)
Juros sobre o capital próprio	424.500	11,3	432.500	12,1	424.500	9,5	432.500	10,3
Dividendos	1.575.673	42,0	1.054.841	29,5	1.575.673	35,4	1.054.841	25,2
Acionista não controlador	-	-	-	-	1.147	-	998	-
	2.003.412	**53,4**	**1.547.303**	**43,2**	**2.004.559**	**44,9**	**1.548.301**	**36,9**
	3.753.364	**100,0**	**3.578.932**	**100,0**	**4.454.017**	**100,0**	**4.199.756**	**100,0**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL

A ENGIE Brasil Energia S.A. ("Companhia" ou "ENGIE Brasil Energia" ou "EBE") é uma concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, e sociedade anônima de capital aberto, com sede no município de Florianópolis, estado de Santa Catarina, Brasil. A área de atuação e a principal atividade operacional da Companhia e de suas controladas é a geração e a comercialização de energia elétrica, cuja regulamentação está subordinada à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

As ações da Companhia, sob o código EGIE3, estão listadas no Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3). Ademais, a ENGIE Brasil Energia negocia *American Depositary Receipts* (ADR) Nível I no mercado de balcão norte-americano, sob o código EGIEY, pela relação de um ADR para cada ação ordinária.

O controle acionário da Companhia é detido pela ENGIE Brasil Participações Ltda. ("ENGIE Participações"), empresa constituída no Brasil, controlada pela International Power S.A., cuja sede está na Bélgica. Essa, por sua vez, é controlada pela International Power Ltd., empresa sediada no Reino Unido, a qual integra o grupo econômico ENGIE, sediado na França.

Em 31.12.2017, o grupo ENGIE no Brasil era o maior gerador privado do setor elétrico brasileiro, responsável por aproximadamente 7,2%[5] da capacidade instalada do país. A capacidade instalada da Companhia, incluindo as participações em consórcios de geração de energia, é de 7.868,1 MW. Desse total, 81,2% são oriundos de fontes hidrelétricas, 13,3% de termelétricas e 5,5% de energias complementares (geração eólica, solar, à biomassa e por meio de pequenas centrais hidrelétricas). A garantia física para fins de comercialização, em 31.12.2017, era de 4.428,1 MW médios. Em decorrência de revisão ordinária de garantia física de energia, realizada em 2017 pelo MME, a capacidade comercial da Companhia, a partir de 01.01.2018, passou a ser de 4.404,1 MW médios.

O parque gerador em operação da Companhia é composto por 31 usinas, sendo 11 hidrelétricas, sete termelétricas, destas, três a carvão, três à biomassa e uma a gás natural, nove parques eólicos, duas solares fotovoltaicas e duas pequenas centrais hidrelétricas (PCH).

Os principais eventos societários e operacionais ocorridos no ano de 2017 estão sumarizados a seguir:

[5] As informações não financeiras contidas nessas demonstrações contábeis como MW, MW médio, potência instalada, entre outros, não são auditadas pelos auditores independentes.

a) Entrada em operação comercial dos Parques Eólicos Cacimbas, Estrela e Ouro Verde

No primeiro semestre de 2017, a Aneel autorizou o início da operação comercial dos Parques Eólicos Cacimbas, Estrela e Ouro Verde, pertencentes ao Complexo Eólico Santa Mônica ("CESM"), localizado no município de Trairi (CE), o que incrementou a capacidade instalada da Companhia em 70,2 MW e a capacidade comercial em 33,0 MW médios. Com isso, a totalidade dos parques eólicos que compõem o CESM (capacidade instalada de 97,2 MW e garantia física de 47,4 MW médios) passou a estar em operação comercial.

b) Pagamento do crédito de juros sobre o capital próprio do exercício de 2016

Em 01.02.2017, foram pagos os juros sobre o capital próprio do exercício de 2016. O montante bruto creditado foi de R$ 432.500, correspondentes a R$ 0,6625893121 por ação.

c) Potencial alienação de ativos de geração de energia a carvão

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 em 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 dessas demonstrações contábeis. Adicionalmente, a Companhia ainda não recebeu proposta formal de compra dos ativos e não considera que a venda seja altamente provável de acordo com os requisitos da norma CPC 31 – Ativo Não Circulante Mantido para a Venda. Nessa mesma data, 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. 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.

A potencial operação de alienação está em linha com a estratégia de descarbonização da ENGIE em todo o mundo, focada em atividades de baixa emissão de carbono, como geração de energia renovável, gás natural e infraestrutura.

d) Conclusão das obras de modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago

Em 25.03.2017, foram concluídas as obras de modernização da Usina Hidrelétrica Salto Santiago, as quais foram iniciadas ao final de 2012 e aumentaram a capacidade comercial da Usina em 24,2 MW médios. Os investimentos realizados em decorrência da modernização foram de, aproximadamente, R$ 400.000, aplicados, principalmente, na aquisição de novos rotores para melhoria de rendimento das unidades geradoras.

e) Acordo referente ao fornecimento de gás natural

Em 24.05.2017, a Companhia e seu fornecedor de combustível celebraram um acordo judicial, o qual foi homologado em 20.06.2017, pondo fim a disputa judicial em função de divergência no que se refere à definição do preço do combustível. Do montante total atualizado do acordo, R$ 246.099 já foram pagos e R$ 109.437 serão quitados quando do recebimento dos valores da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Mais informações vide Nota 16 – Fornecedores e Nota 24 – Provisões.

f) Pagamento de dividendos complementares do exercício de 2016

Em 21.06.2017, foram pagos os dividendos complementares relativos ao exercício de 2016, no montante de R$ 409.644, correspondentes a R$ 0,6275749291 por ação.

g) Aquisição das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda

A Companhia, em 27.09.2017, arrematou no Leilão de Concessões não Prorrogadas, promovido pela Aneel, as Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, 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. 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 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. O valor pago de bonificação pela outorga da concessão foi de R$ 3.531.000. Mais informações vide Nota 10 – Ativo financeiro de concessão.

h) Alienação de participações societárias

Em 31.10.2017, foi concluída a alienação da totalidade das participações societárias da controlada direta ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("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, pelo valor de R$ 320.541. As usinas pertencentes as controladas indiretas alienadas possuem capacidade instalada total de 63,4 MW e capacidade comercial total de 23,9 MW médios. Mais informações vide Nota 11 – Ativos não circulantes mantidos para venda.

i) Aquisição do Complexo Eólico Umburanas

Em 24.11.2017, a Companhia concluiu a aquisição, por meio de sua controlada direta ECP, da totalidade do capital social das empresas que compõem o Complexo Eólico Umburanas ("Projeto Umburanas"), localizado no estado da Bahia, pelo valor de R$ 16.938. O Projeto Umburanas é composto pelo direito de implantação e de operação de um potencial eólico com capacidade instalada de 605,0 MW, dos quais 360,0 MW deverão ser implementados até meados de 2019. O total de 257,5 MW de capacidade instalada serão destinados ao mercado livre e os demais 102,5 MW foram comercializados no Leilão A-5/2014 promovido pela Aneel. Os 245,0 MW remanescentes permanecerão no portfólio da Companhia para desenvolvimento futuro. Mais informações vide Nota 13 – Investimentos.

j) Emissão de notas promissórias

Em 27.11.2017, as controladas diretas Companhia Energética Jaguara ("Jaguara") e Companhia Energética Miranda ("Miranda") emitiram notas promissórias no valor de R$ 1.320.000 e de R$ 780.000, respectivamente, para financiar o pagamento de parte da bonificação pela outorga da concessão. Mais informações vide Nota 18 – Debêntures e notas promissórias.

k) Contratação de empréstimos

Em outubro e novembro de 2017, a Companhia contratou empréstimos junto a instituições financeiras situadas no exterior no montante US$ 500.000, equivalente a R$ 1.631.280, e, concomitantemente, firmou operações de proteção (*swap*) com a subsidiária brasileira da mesma instituição financeira na qual o empréstimo foi contratado, com o intuito de proteger a totalidade dos fluxos de caixa futuro. Esses empréstimos foram destinados, substancialmente, ao aporte de capital nas controladas Jaguara e Miranda para o pagamento da bonificação pela outorga das concessões. Informações complementares podem ser encontradas na Nota 17 – Empréstimos e financiamentos.

l) Participação no Leilão de Transmissão nº 02/2017

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. A Receita Anual Permitida (RAP) apresentada pela Companhia foi de R$ 231.725, com deságio de 34,8% em relação à receita máxima determinada pela Aneel, de R$ 355.407.

O prazo da concessão do serviço público de transmissão, incluindo a construção, a montagem, a operação e a manutenção das instalações de transmissão será de 30 anos, contado da data de assinatura do contrato de concessão, prevista para ocorrer em 09.03.2018.

m) Entrada em operação do Central Fotovoltaica Assú V ("Assú V")

Em 23.12.2017, a Aneel autorizou o início da operação comercial da controlada indireta Central Fotovoltaica Assú V, localizada no município de Assú (RN), tendo incrementado a capacidade instalada da Companhia em 30,0 MW e a capacidade comercial em 9,2 MW médios.

n) Capital circulante líquido

O capital circulante líquido negativo apresentado no balanço de 31.12.2017 decorre, substancialmente, da contratação de notas promissórias e empréstimos para o financiamento do pagamento das outorgas de concessão das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, com vencimento previsto para 2018. O pagamento das notas promissórias ocorrerá por meio de emissão de dívida de longo prazo junto ao mercado de capitais ou instituições financeiras, conforme mencionado na Nota 18 – Debêntures e notas promissórias, ou, se necessário, através de recursos gerados pelas atividades operacionais da ENGIE Brasil Energia.

NOTA 2 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

a) Base de preparação

As demonstrações contábeis foram elaboradas com base na continuidade operacional e considerando o custo histórico como base de valor, ajustado para refletir o valor justo de determinados instrumentos financeiros, quando aplicável. Essas demonstrações contábeis evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis, as quais estão consistentes com as utilizadas pela Administração na sua gestão.

A Companhia está apresentando um conjunto único contendo essas demonstrações contábeis:

a.1) Demonstrações contábeis consolidadas

As demonstrações contábeis consolidadas, identificadas como "Consolidado", estão apresentadas, simultaneamente, de acordo com as normas internacionais de contabilidade – *International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas práticas brasileiras incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugadas com os pronunciamentos, as interpretações e as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e, quando aplicável, as regulamentações do órgão regulador do setor elétrico brasileiro, a Aneel.

a.2) Demonstrações contábeis individuais

As demonstrações contábeis individuais da ENGIE Brasil Energia, identificadas como "Controladora", foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais estão convergentes com as normas IFRS, exceto pelo registro da operação controlada em conjunto na Itá Energética S.A. que, pelas normas brasileiras, é reconhecida pelo método de equivalência patrimonial, enquanto que, segundo as IFRS, pelas regras aplicáveis às operações controladas em conjunto, é previsto que os ativos, os passivos e os resultados sejam reconhecidos de forma proporcional à sua participação no investimento.

Não há diferenças entre o patrimônio líquido e os resultados da controladora e do consolidado constantes, respectivamente, das demonstrações contábeis consolidadas e individuais, preparadas de acordo com as práticas contábeis anteriormente mencionadas.

b) Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações contábeis, individuais e consolidadas, estão apresentadas em reais, que é a moeda funcional utilizada pela Companhia.

c) Segmento de negócios

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 e 2016.

d) Demonstrações dos resultados de operações descontinuadas

Nos exercícios apresentados, a Companhia não teve descontinuidade em suas operações que demandassem a divulgação de resultados de operações descontinuadas.

e) Lucro líquido por ação – básico e diluído

Não há diferença entre o lucro líquido por ação – básico e diluído – em virtude de não ter ocorrido emissão de ações com efeitos diluidores nos exercícios apresentados.

f) Demonstrações dos Valores Adicionados (DVA)

A Companhia elaborou as Demonstrações dos Valores Adicionados (DVA) nos termos do CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração, como consequência, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

g) Uso de estimativas

Na elaboração das demonstrações contábeis é necessário que a Administração da Companhia se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações em suas demonstrações contábeis. Para apurar essas estimativas, a Administração utiliza as melhores informações disponíveis na data da preparação das demonstrações contábeis, além da experiência de eventos passados e/ou correntes, considerando ainda pressupostos relativos a eventos futuros.

As demonstrações contábeis incluem, portanto, estimativas relativas, principalmente, ao seguinte: (i) vida útil do ativo imobilizado, cuja referência é a estabelecida pela Aneel; (ii) provisões para cobrir riscos cíveis, fiscais e trabalhistas; (iii) definição das taxas de desconto utilizadas para cálculo do valor presente de ativos e de passivos, em especial o valor presente do "Ativo financeiro de concessão" e das "Concessões a pagar"; (iv) premissas usadas para definição das taxas de descontos e da tábua de mortalidade para os cálculos das obrigações com benefícios de aposentadoria; (v) cálculo do valor justo dos instrumentos financeiros; e (vi) apuração do valor recuperável de ativos (*impairment*).

h) Aprovação das demonstrações contábeis

As demonstrações contábeis ora apresentadas foram aprovadas na reunião do Conselho de Administração realizada em 22.02.2018.

i) Base de consolidação

As demonstrações contábeis consolidadas contemplam as informações da ENGIE Brasil Energia, de suas controladas e de uma operação em conjunto, todas sediadas no Brasil, cujas práticas contábeis estão consistentes com as adotadas pela Companhia. As empresas consolidadas com a ENGIE Brasil Energia são estas:

	Investidora	Participação no capital (%) 31.12.2017	31.12.2016
Controladas integrais diretas			
ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC")	EBE	99,99	99,99
Companhia Energética Estreito ("CEE")	EBE	99,99	99,99
Lages Bioenergética Ltda. ("Lages")	EBE	99,99	99,99
ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP")[6]	EBE	99,99	99,99
Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul")	EBE	99,99	99,99
Usina Termelétrica Norte Catarinense Ltda. ("Norte Catarinense")	EBE	99,99	99,99
ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda. ("ECV")	EBE	99,99	99,99
Companhia Energética Jaguara ("Jaguara")	EBE	99,99	-
Companhia Energética Miranda ("Miranda")	EBE	99,99	-
Diamante Geração de Energia Ltda. ("Diamante")	EBE	99,99	-
ENGIE Transmissão de Energia Ltda. ("ETE")	EBE	99,99	-
Operação em conjunto			
Itá Energética S.A. ("Itasa")	EBE	48,75	48,75
Controladas indiretas			
Tupan Energia Elétrica Ltda. ("Tupan")	ECP	99,99	99,99
Hidropower Energia S.A. ("Hidropower")	ECP	99,99	99,99
Ibitiúva Bioenergética S.A. ("Ibitiúva")	ECP	95,00	95,00
Ferrari Termoelétrica S.A. ("Ferrari")	ECP	99,99	99,99
Energias Eólicas do Nordeste S.A. ("EEN")[6] e controladas[7]	ECP	99,99	99,99
Energias Eólicas do Ceará S.A. ("EEC")[6] e controladas[7]	ECP	99,99	99,99
CLWP Brasil Participações Ltda. ("CLWP")[6] e controladas[7]	ECP	99,99	99,99
CLWP Brasil II Participações Ltda. ("CLWP II")[6] e controladas[7]	ECP	99,99	99,99
Santo Agostinho Participações Ltda. e parques eólicos Santo Agostinho[7]	ECP	99,99	99,99
Alvorada Participações Ltda. ("Alvorada")[6] e controladas	ECP	99,99	99,99
Central Fotovoltaica Assú I, II, III, IV e V ("Assú")[7]	ECP	99,99	99,99
Parques Eólicos Umburanas ("Umburanas")[7]	ECP	99,99	-
Hidrelétrica Areia Branca S.A. ("Areia Branca")	ECP	-	99,99
Eólica Beberibe S.A. ("Beberibe")	ECP	-	99,99
Eólica Pedra do Sal S.A. ("Pedra do Sal")	ECP	-	99,99
Fundo de investimento exclusivo			
Fundo de Investimento Energy Renda Fixa[8]	-	100	100

A consolidação das contas patrimoniais e de resultado ocorre pela soma dos saldos dos ativos, dos passivos, das receitas e das despesas, de acordo com as suas naturezas, ajustados pelas eliminações das transações realizadas entre as empresas consolidadas.

Os ativos, os passivos, as receitas e as despesas da operação em conjunto "Itasa" são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas proporcionalmente à participação da Companhia.

A controlada indireta Ibitiúva é consolidada integralmente. A participação do acionista não controlador de 5% em seu capital social está apresentada de forma segregada nos balanços patrimoniais, nas demonstrações dos resultados e nas demonstrações dos resultados abrangentes consolidados, com a denominação "Participação de acionista não controlador", "Lucro atribuído ao acionista não controlador" e "Resultado atribuído ao acionista não controlador", respectivamente.

[6] *Holding.*
[7] Para maiores informações vide Nota 13 – Investimentos.
[8] Fundo de investimento de renda fixa no qual participam a ENGIE Brasil Energia e suas controladas, administrado pela Votorantim Asset Management D.T.V.M. Ltda.

NOTA 3 – SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As principais práticas contábeis adotadas nas demonstrações contábeis da controladora e do consolidado foram aplicadas de forma consistente pela Companhia entre os exercícios sociais apresentados.

a) Instrumentos financeiros

a.1) Caixa e equivalentes de caixa

São mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e são compostos pelo caixa, pelos depósitos bancários à vista e pelas aplicações financeiras de curto prazo com liquidez imediata e sem risco significativo de mudança de valor de mercado.

As aplicações financeiras são classificadas como equivalentes de caixa em função da intenção de resgate no curto prazo, estando registradas pelo custo de aquisição e mensuradas ao valor justo na data das demonstrações contábeis. As variações dos valores justos são registradas no resultado quando auferidas.

a.2) Contas a receber de clientes

São registradas inicialmente pelo valor da venda ou da cobrança e posteriormente pelo custo amortizado, deduzidas das perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa. Essas perdas estimadas são reconhecidas quando há expectativa de perda no valor recuperável e constituídas em montantes considerados suficientes para cobrir os prováveis riscos de perda.

a.3) Depósitos vinculados

São mantidos para atendimento às exigências legais e contratuais. São contabilizados inicialmente pelo valor depositado e, posteriormente, pelo custo amortizado.

a.4) Ativo financeiro de concessão

É registrado inicialmente pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros resultantes do Retorno da Bonificação da Outorga (RBO) e, subsequentemente, pelo custo amortizado com base na taxa de juros utilizada para o cálculo do valor presente. O RBO será recebido por meio da venda de energia a distribuidoras no ACR pelo regime de cotas, estando livre dos riscos de demanda, de mercado e hidrológicos.

a.5) Empréstimos, financiamentos, debêntures e notas promissórias

São reconhecidos inicialmente pelo valor justo, líquido dos custos incorridos nas captações e, posteriormente, são mensurados pelo custo amortizado utilizando-se o método de taxa de juros efetiva.

a.6) Concessões a pagar

São registradas inicialmente pelo valor presente das parcelas a pagar ao longo do prazo da concessão e, subsequentemente, pelo custo amortizado com base na taxa de juros utilizada para o cálculo do valor presente das obrigações contratadas.

Buscando refletir adequadamente no patrimônio a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação, os valores correspondentes às concessões são registrados no ativo imobilizado em contrapartida do passivo.

b) Instrumentos financeiros derivativos

São mensurados inicialmente e subsequentemente a valor justo. Os ganhos ou as perdas resultantes das variações no seu valor justo são reconhecidos no resultado financeiro, exceto quando o derivativo é qualificado e designado para a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*).

Os instrumentos financeiros derivativos mantidos pela Companhia e suas controladas correspondem a operações contratadas para proteção de suas exposições aos riscos de variação de moeda estrangeira e de taxa de juros de dívidas e de compromissos futuros, os quais são reconhecidos de acordo com as normas estabelecidas para a contabilidade de *hedge*.

b.1) Contabilidade de *hedge*

No início da operação de *hedge*, elabora-se documentação formal com a descrição dos objetivos e as estratégias da gestão do risco coberto e da relação entre a transação objeto do *hedge* e o instrumento de *hedge* utilizado para a proteção esperada.

As operações de *hedge* da Companhia e de suas controladas que se qualificam para a contabilidade de *hedge* são estas:

b.1.1) *Hedge* de valor justo

Os *hedges* para a proteção das variações cambiais e de taxas de juros dos empréstimos em moeda estrangeira da Companhia são designados como "*Hedge* de valor justo". Nessas transações, os ganhos ou as perdas resultantes da mensuração ao valor justo dos empréstimos e das operações de *hedge* são reconhecidos no resultado financeiro.

b.1.2) *Hedge* de fluxo de caixa

Os *hedges* para a proteção de exposição à moeda estrangeira de compromissos financeiros altamente prováveis de aquisição de bens e de serviços para o ativo imobilizado são designados como "*Hedge* de fluxo de caixa". Nestas operações, para a parcela altamente eficaz do *hedge*, os ganhos e as perdas decorrentes das variações do valor justo do instrumento são reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes", e transferidos para o ativo imobilizado quando o compromisso financeiro protegido for efetivamente realizado. A parcela não efetiva do *hedge* é registrada no resultado do período.

c) Estoques

São avaliados pelo menor valor entre o custo médio ponderado de aquisição e o seu valor realizável líquido.

d) Depósitos judiciais

São registrados inicialmente pelo montante depositado e acrescidos dos rendimentos auferidos até a data das demonstrações contábeis, os quais são reconhecidos no resultado financeiro.

e) Ativo não circulante mantido para venda

É classificado como mantido para venda quando o seu valor contábil for recuperável, principalmente, por meio de venda e não por meio do seu uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando o ativo (ou grupo de ativos) estiver disponível para venda imediata em sua condição atual e sua venda for considerada altamente provável. Esse ativo é mensurado pelo menor valor entre o seu valor contábil e o seu valor justo, líquido das despesas de venda, e apresentado de forma segregada no balanço patrimonial.

f) Investimentos

f.1) Investimentos em empresas controladas direta ou indiretamente

Os investimentos em controladas são aqueles em que a Companhia está exposta ou tem direito a retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade, e tem a capacidade de interferir nesses retornos por meio do poder que exerce sobre ela.

Esses investimentos são avaliados pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações contábeis da controladora e consolidados integralmente para fins de apresentação das demonstrações contábeis consolidadas.

f.2) Investimentos em negócios em conjunto

Os negócios em conjunto são aqueles nos quais a Companhia e um ou mais investidores mantêm o controle compartilhado das atividades operacionais e financeiras da entidade. Podem ser classificados como *joint ventures* ou operações em conjunto, dependendo dos direitos e das obrigações contratuais dos investidores.

Os investimentos em *joint ventures* são inicialmente contabilizados pelo valor de custo e posteriormente reconhecidos pelo método de equivalência patrimonial.

A participação na operação em conjunto em entidades com personalidade jurídica é reconhecida pelo método de equivalência patrimonial na controladora. No consolidado, os ativos, os passivos, as receitas e as despesas da citada operação em conjunto são reconhecidos de forma proporcional à participação no negócio.

Adicionalmente, a Companhia detém participações em consórcios (entidades sem personalidade jurídica). Os ativos, os passivos, as receitas e as despesas desses consórcios são reconhecidos diretamente nas demonstrações contábeis da consorciada, com base nas respectivas participações nos consórcios.

f.3) Combinação de negócios e "mais valia" na aquisição de investimentos

A combinação de negócios é o método utilizado para o reconhecimento das aquisições de controle nos balanços consolidados. O referido método requer que os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos sejam mensurados pelo seu valor justo.

Na controladora, a diferença entre o valor pago e o valor de livros do patrimônio líquido das sociedades adquiridas é reconhecida no investimento como "mais valia", cujo fundamento econômico está relacionado, substancialmente, aos direitos pelo uso do bem público de uma das empresas adquiridas.

g) Imobilizado

g.1) Mensuração

Os ativos que compõem o imobilizado estão registrados ao custo de aquisição ou de construção. Os juros e os demais encargos financeiros dos empréstimos, dos financiamentos e das debêntures relacionados com as imobilizações em curso são computados como custo do respectivo imobilizado. Os bens ou conjunto de bens que apresentavam valores contábeis substancialmente diferentes dos seus valores justos na data da adoção das novas práticas contábeis no Brasil, em 01.01.2009, passaram a ter o seu valor justo como custo atribuído ao ativo.

Os custos dos ativos imobilizados são deduzidos das depreciações acumuladas e das provisões para redução ao valor recuperável do ativo (*impairment*), quando aplicável.

Os componentes de determinados ativos que são substituídos periodicamente ao longo da vida útil econômica do ativo são reconhecidos como ativos separados e depreciados pelo período previsto para a sua substituição. Os custos com pequenas manutenções periódicas e rotineiras são reconhecidos no resultado quando incorridos.

No consolidado, a Companhia reconheceu os valores justos dos intangíveis decorrentes dos direitos de concessão ou de autorização pelo uso do bem público, adquiridos em uma combinação de negócios, como um único ativo no grupo do ativo imobilizado. Esse procedimento foi adotado devido à impossibilidade desses intangíveis e bens do imobilizado serem vendidos ou transferidos separadamente e devido à similaridade entre os períodos de vigência dos referidos direitos e as vidas úteis dos ativos.

g.2) Depreciação

A depreciação dos ativos em plena operação é calculada pelo método linear com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam a vida útil estimada dos bens. Os investimentos iniciais nos ativos de geração são depreciados com base nas vidas úteis definidas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão ou da autorização das usinas.

h) Intangível

Os intangíveis são registrados ao custo de aquisição ou pelo valor justo dos intangíveis adquiridos em uma combinação de negócio, reduzidos da amortização acumulada apurada pelo método linear. Esses intangíveis possuem vidas úteis definidas com base nos contratos comerciais ou de concessão e de autorização.

i) Avaliação do valor de recuperação do imobilizado e intangível – *Impairment*

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, os bens do ativo imobilizado e do ativo intangível com a finalidade de identificar evidências que possam levar a perdas de valores não recuperáveis das respectivas unidades geradoras de caixa ou de intangíveis, ou ainda, quando eventos ou alterações significativas indicarem que os seus valores contábeis possam não ser recuperáveis. Se identificado que o valor contábil do ativo excede o seu valor recuperável, essa provisão para perda (*impairment*) é reconhecida no resultado do exercício.

O valor recuperável de um ativo é o maior valor entre o seu valor em uso e o seu valor justo de venda, líquido dos custos necessários para a realização da venda. O valor em uso corresponde aos fluxos de caixa descontados, antes dos impostos, gerados pela utilização do ativo durante a sua vida útil.

j) Provisões

São reconhecidas quando existe uma obrigação presente resultante de evento passado, na qual seja provável uma saída de recursos para a sua liquidação e que essa obrigação possa ser razoavelmente estimada. A atualização da provisão ao longo do tempo é reconhecida como despesa financeira.

Os passivos contingentes significativos avaliados como de risco de perda possível e remoto não são provisionados, mas sim divulgados em nota explicativa, quando relevantes.

k) Obrigações com benefícios de aposentadoria

São reconhecidas pelo valor presente dos compromissos estimados decorrentes dos planos de pensão com benefício de aposentadoria definido, líquido do montante dos ativos garantidores do plano.

O valor presente dos compromissos é apurado com base em avaliação atuarial elaborada anualmente por atuários independentes, com base no Método do Crédito Unitário Projetado. Esse método considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumulados para o cômputo da obrigação estimada final.

Os efeitos das remensurações anuais das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidos dos ativos dos planos, são reconhecidos no patrimônio líquido na rubrica "Outros resultados abrangentes".

l) Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos

O imposto de renda e a contribuição social correntes são calculados individualmente por entidade de acordo com as bases tributárias e as alíquotas vigentes na data da apresentação das demonstrações contábeis.

O benefício fiscal da redução de imposto de renda, para empreendimentos construídos em região incentivada, é reconhecido como redutor da despesa de imposto de renda e transferido da rubrica "Lucros acumulados" para "Reserva de incentivos fiscais", no patrimônio líquido.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são calculados aplicando-se as alíquotas efetivas previstas para os exercícios sociais em que se espera realizar ou exigir as diferenças temporárias – diferenças entre o valor contábil dos ativos e dos passivos e sua base fiscal –, ou compensar os prejuízos fiscais e as bases negativas de contribuição social, quando aplicável. Esses tributos diferidos são integralmente apresentados no grupo "não circulante", independente da expectativa de realização e da exigibilidade dos valores que lhes dão origem.

Os impostos e as contribuições sociais correntes e diferidos são apresentados no ativo ou no passivo, de forma líquida, quando os tributos correspondem às mesmas entidades tributárias e há a intenção de quitação pelo valor líquido.

m) Demais ativos e passivos circulantes e não circulantes

Os demais ativos são registrados ao custo de aquisição, reduzido de provisão para ajuste ao valor recuperável, quando aplicável. As demais obrigações são registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes juros e variações monetárias incorridos.

n) Instrumentos de patrimônio

Os instrumentos de patrimônio emitidos pela Companhia são reconhecidos no patrimônio líquido quando os recursos são recebidos, líquidos dos custos diretos de sua emissão, quando aplicável.

o) Distribuição de dividendos e de juros sobre o capital próprio

Os dividendos e os juros sobre o capital próprio são reconhecidos como passivo nestas ocasiões: (i) dividendos intercalares – quando de sua aprovação pelo Conselho de Administração; (ii) juros sobre o capital próprio – na data do crédito aos acionistas; e (iii) dividendos adicionais propostos no encerramento do exercício – quando de sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária (AGO).

Os créditos de juros sobre o capital próprio são inicialmente registrados em despesas financeiras para fins fiscais e, concomitantemente, revertidos dessa mesma rubrica contra o patrimônio líquido. A redução dos tributos por eles gerados é reconhecida no resultado do exercício quando do seu crédito.

A Companhia adota como prática contábil a divulgação dos dividendos recebidos de controladas na atividade de investimento nas "Demonstrações dos Fluxos de Caixa".

p) Ajuste a valor presente

Os ativos e os passivos decorrentes de operações de longo prazo são ajustados a valor presente com base em taxas de juros de mercado na data da transação.

q) Transações entre partes relacionadas

As transações de compra e de venda de energia, de prestação de serviços e de mútuo são realizadas em condições e prazos firmados entre as partes e registradas de acordo com os termos contratados, as quais são atualizadas pelos encargos estabelecidos nos contratos.

r) Reconhecimento da receita de venda de energia e serviços

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos tributos e dos eventuais descontos e das contribuições incidentes sobre ela. A receita de venda de energia e de serviços é reconhecida quando: (i) é provável que os benefícios econômicos associados às transações fluam para a Companhia; (ii) o valor da receita pode ser mensurado com confiabilidade; (iii) os riscos e os benefícios relacionados à venda foram transferidos para o comprador; (iv) os custos incorridos ou a serem incorridos relacionados à transação podem ser mensurados com confiabilidade; e (v) a Companhia não detém mais o controle e a responsabilidade sobre a energia vendida.

s) Contratos de arrendamento (*leasing*)

Os arrendamentos da Companhia são avaliados como operacionais, sendo os valores contratados reconhecidos no resultado durante a vigência do contrato.

t) Aplicação de julgamentos e práticas contábeis críticas

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:

t.1) 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.

t.2) 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.

t.3) Teste de redução ao 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*).

t.4) 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.

t.5) Provisões cíveis, fiscais 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.

u) Novas normas, alterações e interpretações

u.1) Aplicáveis às demonstrações contábeis de 31.12.2017

As normas internacionais de relatórios financeiros novas e revisadas a seguir, em vigor para períodos iniciados em ou após 01.01.2017, foram adotadas nas demonstrações contábeis e não tiveram nenhum efeito relevante sobre os valores divulgados para o período:

- Alterações à IAS 7 – Iniciativa de divulgação;

- Alterações à IAS 12 – Reconhecimento de impostos diferidos ativos para perdas a realizar; e

- Revisão anual do IASB do ciclo 2014-2017, a qual faz alterações a estas normas: IFRS 1 – Adoção inicial das normas internacionais de contabilidade, IFRS 12 – Divulgação de participações em outras entidades e IAS 28 – Investimento em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto.

u.2) Novas normas, alterações e interpretações ainda não adotadas

A partir do exercício iniciado em 01.01.2018, os pronunciamentos contábeis CPC 47 – Receita de contratos com clientes (IFRS 15) e CPC 48 – Instrumentos financeiros (IFRS 9) tornam-se efetivos. Adicionalmente, a partir de 01.01.2019 estará vigente a revisão do CPC 06 – Operações de arrendamento mercantil (IFRS 16). A Companhia não adotou essas normas nessas demonstrações contábeis.

u.2.1) CPC 47 – Receita de contratos com clientes (IFRS 15)

O CPC 47 introduz uma estrutura abrangente para determinar se e quando uma receita é reconhecida e por quanto a receita é mensurada, e substitui as atuais normas para o reconhecimento de receitas, incluindo o CPC 30 – Receitas (IAS 18), o CPC 17 – Contratos de construção (IAS 11) e o CPC 30 Interpretação A – Programas de fidelidade com o cliente (IFRIC 13).

A Companhia planeja adotar o CPC 47 ao período comparativo apresentado na data inicial, ou seja, 01.01.2017. Adicionalmente, é planejado utilizar os expedientes práticos para contratos concluídos, o que significa que os contratos concluídos que começaram e terminaram no mesmo período de apresentação comparativo, bem como os contratos que são concluídos no início do período mais antigo apresentado, não serão reapresentados.

A Companhia, em sua avaliação, não estima quaisquer impactos importantes em suas demonstrações contábeis individuais e consolidadas em decorrência da aplicação dessa norma.

u.2.2) CPC 48 – Instrumentos financeiros (IFRS 9)

O CPC 48 substitui o CPC 38 – Instrumentos financeiros: reconhecimento e mensuração (IAS 39) e estabelece novas exigências para a classificação, a mensuração, o *impairment*, a contabilidade de *hedge* e o reconhecimento de ativos e de passivos financeiros.

- Classificação – Ativos Financeiros

A nova norma traz uma nova abordagem de classificação e mensuração de ativos financeiros que reflete o modelo de negócios em que os ativos são administrados e suas características de fluxo de caixa.

O CPC 48 contém três principais categorias de classificação para ativos financeiros: mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes e ao valor justo por meio do resultado. A norma elimina as categorias existentes no CPC 38.

Com base na sua avaliação, a Companhia não espera que os novos requerimentos de classificação tenham impacto na contabilização de seus ativos financeiros. A apresentação dos saldos de 31.12.2017, individual e consolidado, a serem apresentados quando da aplicação da nova norma, para fins comparativos, será:

	31.12.2017	
Apresentação conforme CPC 48	**Controladora**	**Consolidado**
Ativos financeiros		
Custo amortizado		
Caixa e depósitos bancários à vista	2.331	21.809
Contas a receber de clientes	689.885	1.058.469
Dividendos a receber de clientes	30.550	-
Depósitos vinculados	20.297	246.912
Combustível a reembolsar	44.089	44.089
Ativo financeiro de concessão	-	2.521.336
Valor justo por meio do resultado		
Aplicações financeiras	1.302.684	1.908.261
Hedge de valor justo sobre empréstimos	18.207	18.207
	2.108.043	**5.819.083**

- Redução no valor recuperável (*Impairment*) – Ativos financeiros

O CPC 48 substitui o modelo de "perdas incorridas" do CPC 38 por um modelo prospectivo de "perdas de crédito esperadas". Isso exige que a Companhia exerça um julgamento relevante sobre como as mudanças em fatores econômicos afetam as perdas esperadas de crédito, que serão determinadas com base em probabilidades ponderadas.

O novo modelo de perdas esperadas se aplica aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado e ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes, quais sejam.

(i) Caixa, depósitos bancários à vista e depósitos vinculados: são detidos com instituições financeiras de primeira linha. A Companhia considera que esses ativos têm baixo risco de crédito com base nas avaliações de crédito externas das contrapartes.

(ii) Contas a receber de clientes e outros recebíveis: a Companhia calculou as perdas estimadas com base na experiência real de perda de crédito nos últimos anos. Os valores de contas a receber de clientes não possuem componentes financeiros significativos, motivo pelo qual a Companhia aplicou, em sua análise, uma abordagem simplificada, na qual a avaliação da perda esperada se dá pela vida inteira do ativo. Adicionalmente, para o cálculo das perdas esperadas foi utilizado uma matriz, a partir da segregação dos clientes com base em características comuns. É necessário destacar que a Companhia não possui histórico de perdas.

(iii) Ativo financeiro de concessão: a bonificação pela outorga das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda dá direito incondicional ao recebimento de um fluxo de caixa sem riscos de mercado.

- Classificação – Passivos financeiros

O CPC 48 retém grande parte dos requerimentos do CPC 38 para a classificação de passivos financeiros, exceto quanto ao tratamento do valor justo de passivos designados como mensurados ao valor justo por meio do resultado.

A Companhia não designou e não pretende designar passivos financeiros como mensurados ao valor justo por meio do resultado, motivo pelo qual não estima impactos na classificação dos passivos financeiros em 01.01.2018.

- Contabilidade de *hedge*

O CPC 48 exige que a Companhia assegure que as relações de contabilidade de *hedge* estejam alinhadas com os objetivos e estratégias de gestão de risco da companhia e que seja aplicada uma abordagem qualitativa e prospectiva para avaliar a efetividade do *hedge*.

A Companhia, com o objetivo de proteger a totalidade dos fluxos de pagamentos futuros contra as oscilações do dólar norte americano, possui 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.

Adicionalmente, a Companhia mantém contratado *Non-Deliberable Forward* (NDF), com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos compromissos estabelecidos nos contratos de construção da Usina Termelétrica Pampa Sul.

A Companhia concluiu a avaliação inicial do potencial impacto em suas demonstrações contábeis individuais e consolidadas e não espera efeitos significativos na adoção da norma supracitada.

u.2.3) CPC 06 (R2) – Operações de arrendamento mercantil (IFRS 16)

O CPC 06 (R2) substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 – Operações de arrendamento mercantil (IAS 17) e o ICPC 03 – Aspectos complementares das operações de arrendamento mercantil (IFRIC 3).

A norma introduz exigências para o reconhecimento, a mensuração, a apresentação e a divulgação de arrendamentos. A norma estabelece o reconhecimento pelo arrendatário dos ativos e dos passivos para todos os contratos de arrendamento, a menos que o seu prazo seja inferior a doze meses ou o valor do ativo objeto do *leasing* tenha valor não significativo. Para os arrendadores não há alterações substanciais, devendo se manter a classificação dos contratos de *leasing* como operacionais ou financeiros, conforme definido no IAS 17.

A Companhia está atualmente realizando uma avaliação detalhada dos impactos resultantes da aplicação da norma. O impacto real da aplicação do CPC 06 nas demonstrações contábeis no período de aplicação inicial dependerá das condições econômicas futuras, incluindo a composição da carteira de arrendamento da Companhia nessa data e da avaliação da Companhia se irá exercer quaisquer opções de renovação de arrendamento. Devido às diferentes alternativas disponíveis e à complexidade das estimativas, a Companhia ainda não concluiu a sua avaliação, motivo pelo qual não apresentou nessas demonstrações contábeis uma estimativa do impacto da aplicação inicial da revisão do CPC 06.

Os contratos identificados até o presente momento que estão abrangidos pela nova norma são: contratos de utilização do edifício da sede administrativa e os arredamentos das áreas onde estão ou serão instalados os parques eólicos. Quando da aplicação da norma, tais contratos de arrendamento serão reconhecidos como um direito de uso do ativo em contrapartida de uma obrigação.

A Companhia espera que a adoção do CPC 06 (R2) não afete sua capacidade de cumprir com os acordos contratuais (*covenants*) descritos na Nota 17 – Empréstimos e financiamentos e na Nota 18 – Debêntures e notas promissórias, caso as mencionadas obrigações passem a ser incluídas nos cálculos dos *covenants*.

NOTA 4 – CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Caixa e depósitos bancários à vista	**2.331**	**1.418**	**21.809**	**12.007**
Aplicações financeiras				
Fundo de Investimento Exclusivo				
Operações compromissadas lastreadas em títulos públicos federais	1.302.541	1.173.841	1.899.491	1.793.540
Outras aplicações financeiras	143	-	8.770	9.793
	1.302.684	**1.173.841**	**1.908.261**	**1.803.333**
	1.305.015	**1.175.259**	**1.930.070**	**1.815.340**

As aplicações financeiras da Companhia são mantidas para o pagamento dos compromissos de caixa de curto prazo e estão estruturadas, substancialmente, na concentração dos recursos no Fundo de Investimento Exclusivo de Renda Fixa (FIE), o qual pode ter suas cotas resgatadas a qualquer momento sem prejuízo dos rendimentos.

As operações compromissadas realizadas no âmbito do FIE são transações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante ao compromisso de revenda assumido pelo comprador, possuindo liquidez imediata, remuneração baseada na Selic e lastro em títulos públicos federais.

A rentabilidade média do fundo nos anos de 2017 e de 2016 foi de 99,9% e de 99,8% do CDI (taxa referencial dos Certificados de Depósitos Interbancários), respectivamente.

NOTA 5 – CONTAS A RECEBER DE CLIENTES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Distribuidoras	248.206	286.312	309.080	386.139
Comercializadoras	182.214	153.436	78.148	21.384
Consumidores livres	23.969	24.802	373.494	329.956
Transações realizadas na CCEE	241.676	46.978	304.216	93.069
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	(6.180)	(6.180)	(6.469)	(6.469)
	689.885	**505.348**	**1.058.469**	**824.079**

O prazo médio de recebimento dos valores relativos às faturas de venda de energia é de aproximadamente 30 dias, contados a partir do primeiro dia do mês subsequente à venda.

A composição dos valores a receber vencidos apresentados no ativo circulante é esta:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Vencidas até 30 dias	503	431	3.442	1.153
Vencidas há mais de 30 dias	6.920	10.047	7.626	12.332
	7.423	**10.478**	**11.068**	**13.485**

As perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa são constituídas sobre os valores a receber vencidos para os quais o risco de perda na sua recuperação é provável.

Além das perdas estimadas acima mencionadas, a Companhia também reconheceu perdas estimadas de valores a receber relativos a transações realizadas no Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), atualmente CCEE, entre os anos de 2000 a 2002. As naturezas e os valores das referidas transações são estes:

(i) R$ 110.598 – corresponde a créditos oriundos de transações realizadas no MAE, no período de setembro de 2000 a setembro de 2002, que não foram recebidos em função de determinados agentes devedores terem ingressado com ações judiciais por discordarem da interpretação adotada por aquele órgão, relativamente às disposições do Acordo Geral do Setor Elétrico. A estimativa de perda foi constituída em virtude das dúvidas quanto ao recebimento dos valores relativos às referidas transações.

(ii) R$ 12.388 – refere-se, substancialmente, a débitos de agentes inadimplentes na primeira liquidação financeira feita pelo MAE, em 30.12.2002, relativa às transações realizadas no âmbito daquele mercado. Tais valores estão sendo objeto de negociações bilaterais a longa data. Contudo, em razão das incertezas quanto ao recebimento, a Companhia mantém perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa, independentemente das ações aplicáveis ao caso.

NOTA 6 – ESTOQUES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Almoxarifado	60.058	57.711	62.445	59.987
Insumos para produção de energia	36.219	49.159	37.089	50.305
Redução ao valor realizável líquido	(1.987)	(6.194)	(1.987)	(6.194)
Outros	656	1.409	702	1.443
	94.946	**102.085**	**98.249**	**105.541**

NOTA 7 – CRÉDITOS FISCAIS A RECUPERAR

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Circulante				
PIS[9] e Cofins[10]	-	-	7.340	5.633
ICMS[11]	18.657	40.063	21.377	40.659
INSS	-	6.288	-	6.288
	18.657	**46.351**	**28.717**	**52.580**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	9.709	10.457	15.674	14.589
Ativo não circulante	8.948	35.894	13.043	37.991
	18.657	**46.351**	**28.717**	**52.580**

[9] Programa de Integração Social.
[10] Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.
[11] Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Prestação de Serviços de Comunicação e Transporte.

NOTA 8 – DEPÓSITOS VINCULADOS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Garantias de financiamento	9.095	8.406	225.516	180.183
Garantias de compromissos contratuais	-	-	1.094	6.264
Garantias de posição devedora na CCEE	7.510	65	11.088	76
Depósitos para reinvestimento	3.241	2.420	3.241	2.420
Outros	451	94	5.973	5.585
	20.297	**10.985**	**246.912**	**194.528**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	10.751	2.485	15.423	8.760
Ativo não circulante	9.546	8.500	231.489	185.768
	20.297	**10.985**	**246.912**	**194.528**

As garantias de financiamento visam assegurar o pagamento dos serviços de dívida com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e os bancos repassadores e são constituídas, em sua maioria, pelo montante equivalente a 3 meses do serviço da dívida e às despesas contratuais de operação e de manutenção para as usinas que contratam serviços de terceiros para a execução dessas atividades.

A rentabilidade média dos depósitos vinculados nos anos de 2017 e 2016 foi de 99,9% e 98,6% do CDI, respectivamente.

NOTA 9 – REPACTUAÇÃO DE RISCO HIDROLÓGICO A APROPRIAR

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
UHE Itá	45.633	49.690	45.633	49.690
UHE Cana Brava	35.537	38.696	35.537	38.696
UHE Ponte de Pedra	18.571	22.165	18.571	22.165
UHE São Salvador	18.182	19.376	18.182	19.376
UHE Machadinho	11.414	12.428	11.414	12.428
UHE Salto Santiago	10.060	21.034	10.060	21.034
UHE Estreito	-	-	31.617	33.690
	139.397	**163.389**	**171.014**	**197.079**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante	23.991	23.991	26.064	26.064
Ativo não circulante	115.406	139.398	144.950	171.015
	139.397	**163.389**	**171.014**	**197.079**

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 ACR. Como condição para a adesão ao referido acordo, a Companhia formalizou a desistência de qualquer disputa judicial com a Aneel que impedia a aplicação direta do mecanismo de redução de garantia física, denominado *Generation Scaling Factor* (GSF).

As regras da repactuação estabeleceram opções de escolha do nível de risco hidrológico a ser assumido pelos geradores que, em contrapartida, assumiram 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 excedente de pagamento em relação ao valor apurado, cujo montante vem sendo compensado com os "prêmios de risco" devidos pela Companhia, calculados a valor presente.

	Controladora	Consolidado
Saldos em 01.01.2016	**187.379**	**223.143**
Amortização do "prêmio de risco"	(23.990)	(26.064)
Saldos em 31.12.2016	**163.389**	**197.079**
Amortização do "prêmio de risco"	(23.992)	(26.065)
Saldos em 31.12.2017	**139.397**	**171.014**

b) Expectativa de realização do ativo não circulante

	Controladora	Consolidado
2019	13.016	15.090
2020	13.016	15.090
2021	13.016	15.090
2022	13.016	15.090
2023	10.021	12.094
2024 a 2028	47.110	57.477
2029 a 2033	6.211	15.019
	115.406	**144.950**

NOTA 10 – 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 assinatura dos contratos de concessão dessas usinas, ocorrida em 10.11.2017, permite a exploração das concessões pelos próximos 30 anos, a contar de 29.12.2017.

A Usina Hidrelétrica Jaguara ("UHE Jaguara") está localizada no município de Rifaina (SP), iniciou sua operação comercial em 1971 e sua capacidade instalada e garantia física é de 424,0 MW e 341,0 MW médios, respectivamente. Já a Usina Hidrelétrica Miranda ("UHE Miranda"), localizada no município de Indianópolis (MG), iniciou sua operação comercial em 1998 e possui capacidade instalada de 408,0 MW e garantia física de 198,2 MW médios.

A capacidade instalada das usinas será destinada na proporção de 70% ao ACR, no Sistema de Cota de Garantia Física, e 30% ao ACL. A parcela destinada ao ACR é garantida pelo Poder Concedente e não possui riscos de demanda, de mercado e hidrológicos.

A bonificação pela outorga por 30 anos das UHE Jaguara e Miranda foi de R$ 2.171.000 e de R$ 1.360.000, 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 para 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, durante o período de concessão e, por isso, foi classificado como ativo financeiro.

A movimentação dos ativos financeiros é como segue:

	Consolidado		
	UHE Jaguara	**UHE Miranda**	**Total**
Saldos em 01.01.2017	**-**	**-**	**-**
Bonificação pela outorga	1.550.673	948.777	**2.499.450**
Juros	21.913	13.402	**35.315**
Variação monetária	7.811	4.791	**12.602**
Saldos em 31.12.2017	**1.580.397**	**966.970**	**2.547.367**
Classificação no balanço patrimonial			
Ativo circulante	187.304	114.600	**301.904**
Ativo não circulante	1.393.093	852.370	**2.245.463**
	1.580.397	**966.970**	**2.547.367**

a) Perfil de realização do ativo financeiro de concessão apresentado no ativo não circulante

	Consolidado		
	UHE Jaguara	**UHE Miranda**	**Total**
2019	140.732	86.105	226.837
2020	127.281	77.875	205.156
2021	115.141	70.448	185.589
2022	104.162	63.731	167.893
2023	94.230	57.654	151.884
2024 a 2028	352.217	215.503	567.720
2029 a 2047	459.330	281.054	740.384
	1.393.093	**852.370**	**2.245.463**

NOTA 11 – ATIVOS NÃO CIRCULANTES MANTIDOS PARA VENDA

As principais categorias dos ativos e dos passivos mantidos para venda são estas:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Imobilizado mantido para venda	5.569	10.922	5.569	10.922
Investimentos mantidos para venda				
Ativos	-	-	-	408.681
Passivos relacionados aos ativos	-	-	-	(159.496)
Ativo líquido	**-**	**-**	**-**	**249.185**
	5.569	**10.922**	**5.569**	**260.107**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo	5.569	10.922	5.569	419.603
Passivo[12]	-	-	-	(159.496)
	5.569	**10.922**	**5.569**	**260.107**

a) Imobilizado mantido para venda

Refere-se aos bens do empreendimento termelétrico não operacional Jacuí, que haviam sido concedidos em garantia e foram recebidos em decorrência de sentença favorável à Companhia, em 2014, em ação de execução movida para a cobrança de valores a receber decorrentes da venda da referida usina.

A Companhia está em processo de venda dos ativos e com base em cotação de preços para ativos não operacionais similares (Nível 2) reconheceu provisão para redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*) nos anos de 2016 e 2017, conforme demonstrado na mutação a seguir.

	Controladora e Consolidado
Saldo em 01.01.2016	**86.886**
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(75.964)
Saldo em 31.12.2016	**10.922**
Baixa pela alienação dos bens	(2.962)
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	(2.391)
Saldo em 31.12.2017	**5.569**

b) Investimentos mantidos para venda

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 23.12.2016, aprovou a alienação das controladas indiretas Beberibe e Pedra do Sal, as quais detém autorização outorgada pela Aneel para explorar dois parques eólicos com capacidade instalada de 25,6 MW e 18,0 MW, respectivamente; e Areia Branca, detentora de autorização outorgada pela Aneel para explorar a Pequena Central Hidrelétrica Areia Branca, com capacidade instalada de 19,8 MW.

[12] Apresentado na rubrica "Passivos relacionados a ativos não circulantes mantidos para venda".

O fechamento da operação de alienação das empresas ocorreu em 31.10.2017, após o atingimento das condições precedentes acordadas. O valor de venda, após os ajustes de preço, líquido do PIS e da Cofins, foi de R$ 320.541, dos quais R$ 210.859 foram recebidos na data do fechamento. O montante a receber atualizado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) até 31.12.2017 é de R$ 111.752 e está apresentado na rubrica de "Outros ativos circulantes". Adicionalmente, a Companhia incorreu em despesas de venda no valor de R$ 2.933. Os ativos mantidos para venda estavam mensurados pelo valor contábil, o qual, em 31.10.2017, era de R$ 260.716. Com isso, o resultado na alienação de investimentos apresentado na demonstração do resultado da Companhia foi de R$ 56.892.

NOTA 12 – DEPÓSITOS JUDICIAIS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Fiscais e previdenciárias	75.136	125.900	75.945	126.645
Cíveis	18.784	17.711	19.318	18.175
Trabalhistas	4.726	4.779	4.832	4.910
	98.646	**148.390**	**100.095**	**149.730**

Em setembro de 2017, ocorreu a liberação de depósitos vinculados a processos transitados em julgado em favor da Companhia no montante de R$ 55.212. A ação requeria a manutenção da sistemática de não cumulatividade para a apuração do PIS e da Cofins sobre as receitas decorrentes de contratos com "preços predeterminados".

Do montante total dos depósitos judiciais, R$ 21.650 (R$ 20.809 em 31.12.2016), na controladora e no consolidado, estão diretamente relacionados a contingências de risco provável, reconhecidas como provisão no passivo da Companhia.

b) Mutação

	Controladora	Consolidado
Saldos em 01.01.2016	**130.020**	**132.480**
Adições	12.149	12.489
Atualizações	9.345	9.675
Baixas e resgates	(3.124)	(3.125)
Reclassificação para ativos não circulantes mantidos para venda	-	(1.789)
Saldos em 31.12.2016	**148.390**	**149.730**
Adições	1.452	7.251
Atualizações	5.890	6.112
Baixas e resgates	(57.086)	(62.601)
Reclassificação para ativos não circulantes mantidos para venda	-	(397)
Saldos em 31.12.2017	**98.646**	**100.095**

NOTA 13 – INVESTIMENTOS

a) Composição

	Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016
Participações societárias permanentes		
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial		
Equivalência patrimonial	7.445.053	4.368.111
Mais valia na aquisição de investimentos	68.016	70.556
Ágio por expectativa de rentabilidade futura	10.684	3.473
	7.523.753	**4.442.140**

b) Mutação dos investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial

	Saldos em 31.12.2016	Aumento de capital	Redução de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos	Outros resultados abrangentes	Saldos em 31.12.2017
Itasa	**254.655**	-	-	10.788	(18.072)	-	**247.371**
CEE	**1.100.780**	-	-	135.154	(169.053)	-	**1.066.881**
Lages	**42.985**	-	-	17.784	(22.467)	-	**38.302**
EBC	**136.806**	-	-	162.391	(18.584)	-	**280.613**
ECP	**1.989.942**	648.617	(150.000)	260.810	(191.000)	14.418	**2.572.787**
Pampa Sul	**833.924**	875.826	-	73.644	-	(20.801)	**1.762.593**
Jaguara	**-**	854.319	-	16.292	(1.547)	-	**869.064**
Miranda	**-**	582.573	-	9.746	(926)	-	**591.393**
ECV	**4.403**	600	-	299	-	-	**5.302**
ENGIE Solar	**1.027**	8.012	-	(1.883)	-	-	**7.156**
Outros	**3.589**	2	-	-	-	-	**3.591**
	4.368.111	**2.969.949**	**(150.000)**	**685.025**	**(421.649)**	**(6.383)**	**7.445.053**

	Saldos em 01.01.2016	Aumento de capital	Equivalência patrimonial	Dividendos	Outros resultados abrangentes	Saldos em 31.12.2016
Itasa	**285.485**	-	8.591	(39.421)	-	**254.655**
CEE	**1.041.035**	-	78.354	(18.609)	-	**1.100.780**
Lages	**43.796**	-	(811)	-	-	**42.985**
EBC	**233.844**	-	132.606	(229.644)	-	**136.806**
ECP	**1.679.074**	255.137	153.411	-	(97.680)	**1.989.942**
Pampa Sul	**362.389**	629.519	28.300	-	(186.284)	**833.924**
ECV	**-**	4.400	3	-	-	**4.403**
ENGIE Solar	**-**	3.859	(2.832)	-	-	**1.027**
Outros	**1**	3.588	-	-	-	**3.589**
	3.645.624	**896.503**	**397.622**	**(287.674)**	**(283.964)**	**4.368.111**

Os recursos decorrentes do aumento de capital na ECP e Pampa em 2017 se destinaram principalmente às construções do Complexo Eólico Campo Largo, da Usina Fotovoltaica Assú V e da Usina Termelétrica Pampa Sul.

Já os aumentos de capital em Jaguara e Miranda foram designados ao pagamento da bonificação pela outorga da concessão dessas usinas hidrelétricas, as quais foram arrematadas no Leilão de Concessões não Prorrogadas, promovido pela Aneel, em setembro de 2017.

A restituição de capital social ocorrida em 2017 na controlada ECP se deu em função da liberação do financiamento pelo BNDES em 2017 para as quatro Sociedades de Propósito Específico (SPE) que compõem o Complexo Eólico Santa Mônica, as quais vinham financiando a construção de suas usinas com capital próprio até a liberação do financiamento.

b.1) Informações das principais subsidiárias, relativas ao exercício findo em 31.12.2017

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido ajustado	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo) ajustado	Participação
Itasa	510.135	547.936	40.508	507.428	168.195	22.129	**48,75**
CEE	920.380	2.357.189	1.290.308	1.066.881	479.169	135.154	**99,99**
Lages	30.530	40.867	2.565	38.302	45.689	17.784	**99,99**
EBC	4.200	649.007	368.394	280.613	3.685.073	162.391	**99,99**
ECP	2.107.024	3.216.427	723.272	2.576.918	403.327	261.957	**99,99**
Pampa Sul	600.000	1.695.329	42.834	1.762.593	-	73.644	**99,99**
Jaguara	854.319	2.201.594	1.332.530	869.064	31.836	16.292	**99,99**
Miranda	582.573	1.378.898	787.505	591.393	19.520	9.746	**99,99**
ECV	5.000	5.306	4	5.302	-	299	**99,99**
ENGIE Solar	39	25.920	11.608	14.312	26.912	(3.766)	**50,00**

Acionista não controlador

A participação do acionista não controlador da Ibitiúva no patrimônio líquido e no lucro líquido da ECP acima apresentados é de R$ 4.131 e R$ 1.147, respectivamente.

Juros capitalizados

A ENGIE Brasil Energia captou recursos por meio de empréstimos e de debêntures para aplicação na construção dos Complexos Eólicos Campo Largo e Santa Mônica e da Usina Fotovoltaica Assú V, investimentos que são parte da ECP, e da Usina Termelétrica Pampa Sul, empreendimento de Pampa Sul. Os juros sobre essas dívidas foram capitalizados nos ativos em construção nas demonstrações contábeis consolidadas e reconhecidos no resultado de equivalência patrimonial nas demonstrações da controladora.

No exercício de 2017, os juros capitalizados na ECP e Pampa Sul foram de R$ 33.714 e R$ 74.753 (R$ 35.000 e R$ 28.782 em 2016), respectivamente. No acumulado até 31.12.2017, os valores capitalizados nas mesmas controladas foram de, respectivamente, R$ 83.763 e R$ 110.098. No quadro acima, os montantes de "Patrimônio líquido ajustado" e de "Lucro líquido (Prejuízo) ajustado" contemplam os itens descritos anteriormente.

c) "Mais valia" na aquisição de investimentos – Controladora

Nesta rubrica está registrada, substancialmente, a "mais valia" (direitos de concessão e direitos adquiridos) paga na aquisição da controlada direta CEE, que tem como fundamento econômico os direitos sobre a concessão outorgada pela Aneel para o uso do bem público na geração de energia elétrica, e que foi definida com base no valor presente das projeções de fluxo de caixa, obtidas por meio de avaliações econômico-financeiras. Essa "mais valia" está sendo amortizada de forma linear pelo prazo do contrato de concessão da usina, visto que os benefícios econômicos decorrentes das aquisições destes investimentos ocorrerão ao longo deste prazo. Em 2017 e 2016, o montante amortizado foi de R$ 3.341.

d) Informações sobre as subsidiárias

d.1) Itá Energética S.A. ("Itasa") – operação em conjunto

A ENGIE Brasil Energia e a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) mantêm uma operação em conjunto na Itasa, ambas com participação equivalente a 48,75% do capital votante e integralizado da sociedade.

A Companhia e a Itasa são as detentoras dos direitos de exploração da Usina Hidrelétrica Itá, localizada no Rio Uruguai (SC/RS), por meio de consórcio, do qual a Itasa participa com 60,5% e a ENGIE Brasil Energia com 39,5%.

Os principais grupos do ativo, passivo e resultado da Itasa, conforme demonstrados a seguir, são reconhecidos nas demonstrações contábeis consolidadas da ENGIE Brasil Energia na proporção de sua participação no capital da sociedade, posto que ela possui personalidade jurídica própria.

BALANÇO PATRIMONIAL	31.12.2017	31.12.2016
ATIVO		
Ativo circulante	36.070	33.763
Ativo não circulante		
Realizável a longo prazo	27.460	29.219
Imobilizado	484.396	516.179
Intangível	10	8
TOTAL	**547.936**	**579.169**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	37.036	53.781
Passivo não circulante	3.472	3.019
Patrimônio líquido	507.428	522.369
TOTAL	**547.936**	**579.169**

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO	31.12.2017	31.12.2016
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**168.195**	**172.263**
CUSTOS DA ENERGIA VENDIDA	**(131.399)**	**(142.062)**
LUCRO BRUTO	**36.796**	**30.201**
DESPESAS OPERACIONAIS		
Despesas gerais e administrativas	(3.899)	(4.136)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**32.897**	**26.065**
Resultado financeiro	**338**	**412**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS SOBRE O LUCRO	**33.235**	**26.477**
Imposto de renda e contribuição social	(11.106)	(8.854)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**22.129**	**17.623**

d.2) Companhia Energética Estreito ("CEE")

A CEE é detentora de participação de 40,07% no Consórcio Estreito Energia ("Ceste"), criado para a implantação e exploração da Usina Hidrelétrica Estreito, localizada no Rio Tocantins (TO/MA). As demais consorciadas são: a Companhia Vale do Rio Doce, a Estreito Energia S.A. (Grupo Alcoa) e a Intercement Brasil S.A. (Grupo Camargo Corrêa), com participações de 30,00%, 25,49% e 4,44%, respectivamente. A liderança do Consórcio cabe à CEE.

d.3) Lages Bioenergética Ltda. ("Lages")

A Lages é uma termelétrica, localizada no município de Lages (SC), que utiliza um turbo gerador a vapor de 28,0 MW que consome resíduos de madeira como combustível. A Usina detém o registro no Comitê Executivo do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) da Organização das Nações Unidas (ONU) para negociar créditos de carbono, por utilizar resíduos de madeira na cogeração de energia elétrica.

d.4) ENGIE Brasil Energia Comercializadora Ltda. ("EBC")

A EBC tem como objeto social a comercialização de energia elétrica no ACR e ACL, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de quaisquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades. As vendas no ACL da Companhia normalmente são realizadas pela EBC.

d.5) Usina Termelétrica Pampa Sul S.A. ("Pampa Sul")

A Pampa Sul é detentora da Usina Termelétrica Pampa Sul, que está sendo implantada no município de Candiota (RS), e terá capacidade instalada de 345,0 MW. Em novembro de 2014, a Pampa Sul comercializou, em leilão promovido pela Aneel, 294,5 MW médios pelo prazo de 25 anos, a serem entregues a partir de 01.01.2019. A construção da usina teve início em 2015 e a operação comercial está prevista para ser iniciada no primeiro trimestre de 2019. A Companhia está em fase avançada de negociação com o BNDES para a liberação de financiamento de parcela expressiva dos investimentos financiáveis do projeto.

d.6) Companhia Energética Jaguara ("Jaguara")

A Jaguara é detentora da Usina Hidrelétrica Jaguara, localizada no município de Rifaina (SP), com capacidade instalada de 424,0 MW. A outorga para a geração de energia elétrica da Usina em regime de cotas foi adquirida pela ENGIE Brasil Energia no Leilão de Concessões não Prorrogadas realizado pela Aneel em 27.09.2017. Mais informações vide Nota 10 – Ativo financeiro de concessão.

d.7) Companhia Energética Miranda ("Miranda")

A Miranda é detentora da Usina Hidrelétrica Miranda, localizada no município de Indianópolis (MG), com capacidade instalada de 408,0 MW. A outorga para a geração de energia elétrica da Usina em regime de cotas foi adquirida pela ENGIE Brasil Energia no Leilão de Concessões não Prorrogadas realizado pela Aneel em 27.09.2017. Mais informações vide Nota 10 – Ativo financeiro de concessão.

d.8) ENGIE Comercializadora Varejista de Energia Ltda. ("ENGIE Varejista")

A ENGIE Varejista 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. Em dezembro de 2017, a CCEE habilitou a operação comercial da ENGIE Varejista.

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 ACL.

d.9) ENGIE Geração Solar Distribuída S.A. ("ENGIE Solar")

Em abril de 2016, a ENGIE Brasil Energia adquiriu 50% do capital social da ENGIE Solar, mediante subscrição de capital. A ENGIE Solar tem como objeto social o desenvolvimento, a venda atacadista e varejista e a operação e a manutenção de geradores e de painéis solares fotovoltaicos, com potência instalada abaixo de 5,0 MW.

A aquisição se deu por meio de aportes de capital e foi concluída em janeiro de 2018 por R$ 24.276.

d.10) ENGIE Brasil Energias Complementares Participações Ltda. ("ECP")

A ECP é uma *holding* que tem por objeto social participar no capital de outras sociedades e concentrar os investimentos em projetos referentes a energias complementares da Companhia. A seguir algumas informações financeiras das controladas mais relevantes da ECP, relativas ao exercício findo em 31.12.2017.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido (Prejuízo)	Participação (%)
Tupan	80.379	89.849	1.801	88.048	21.169	17.724	99,99
Hidropower	33.393	55.960	8.310	47.650	19.677	15.258	99,99
Ibitiúva	38.501	132.629	48.510	84.119	32.540	22.941	95,00
Ferrari	87.640	212.534	72.530	140.004	95.660	60.997	99,99
EEN	186.483	604.066	313.950	290.116	116.217	41.961	99,99
EEC	249.485	566.399	303.942	262.457	93.951	14.832	99,99
CECL[13]	693.392	701.861	12.614	689.247	-	(2.302)	99,99
CESA[14]	1.355	534	47	487	-	(489)	99,99
Projeto Assú	201.869	211.013	9.111	201.902	603	251	99,99
Projeto Umburanas	177.800	176.818	15	176.803	-	(618)	99,99
Outros	10	10	-	10	-	-	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 14 – Imobilizado.

Os efeitos no ativo consolidado da ECP em 31.12.2017, decorrentes da alocação do valor justo dos direitos vinculados às autorizações e demais direitos adquiridos em combinações de negócios, são de R$ 243.039 (R$ 366.075 em 31.12.2016), dos quais R$ 99.081 referem-se a "menos valia" na aquisição do Projeto Umburanas.

- Energias Eólicas do Nordeste S.A. ("EEN")

A EEN é uma *holding* constituída para concentrar os investimentos nas SPE que detêm os projetos eólicos do Complexo Eólico Trairí, no estado do Ceará. A seguir algumas informações financeiras das controladas da EEN, referentes ao exercício findo em 31.12.2017.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido	Participação (%)
Trairí	36.554	110.356	62.653	47.703	26.170	8.713	99,99
Guajiru	40.068	129.197	73.620	55.577	32.275	12.593	99,99
Fleixeiras I	43.391	131.286	77.025	54.261	30.185	9.705	99,99
Mundaú	52.128	129.769	68.589	61.180	27.587	8.210	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 14 – Imobilizado.

Os efeitos no ativo consolidado da EEN em 31.12.2017, resultantes da alocação do valor justo dos direitos das autorizações e demais direitos adquiridos em combinações de negócios, são de R$ 10.354 (R$ 10.939 em 31.12.2016).

- Energias Eólicas do Ceará S.A. ("EEC")

A EEC é uma *holding* constituída para concentrar os investimentos nas SPE que compõem os parques eólicos do Complexo Eólico Santa Mônica, no estado do Ceará. A seguir algumas informações financeiras relativas ao exercício findo em 31.12.2017 das controladas da EEC.

[13] Complexo Eólico Campo Largo.
[14] Complexo Eólico Santo Agostinho.

	Capital social	Ativo	Passivo	Patrimônio líquido	Receita líquida	Lucro líquido	Participação (%)
Estrela	78.281	184.926	98.898	86.028	27.044	6.586	99,99
Cacimbas	38.316	99.639	57.505	42.134	21.192	1.945	99,99
Santa Mônica	38.490	100.499	54.991	45.508	22.102	6.040	99,99
Ouro Verde	79.447	173.850	91.258	82.592	23.613	470	99,99

Mais detalhes sobre a capacidade instalada e a garantia física vide Nota 14 – Imobilizado.

Os efeitos no ativo consolidado da EEC em 31.12.2017, resultantes da alocação do valor justo dos direitos das autorizações e demais direitos adquiridos em combinações de negócios, são de R$ 6.348 (R$ 6.551 em 31.12.2016).

Todos os parques do Complexo Eólico Santa Mônica estão em operação comercial, as quais ocorreram nestas datas: (i) Santa Mônica: outubro de 2016; (ii) Cacimbas: três máquinas em dezembro de 2016 e as quatro máquinas restantes em janeiro de 2017; (iii) Estrela: março de 2017; e (iv) Ouro Verde: abril de 2017.

- Complexo Eólico Campo Largo ("CECL")

O CECL é formado por um conjunto de empreendimentos de geração eólica totalizando um potencial aproximado de desenvolvimento de 630,0 MW, todos localizados nos municípios de Umburanas e Sento Sé (BA), que serão desenvolvidos em etapas.

O Complexo é composto por 22 SPE, as quais foram adquiridas entre os anos de 2013 e 2014. O montante total da aquisição, já contemplando eventuais ajustes do preço final, foi de R$ 87.801, dos quais R$ 81.392 correspondem 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.

Em leilão promovido pela Aneel em novembro de 2014, o CECL comercializou 82,6 MW médios por meio da CLWP e suas controladas, pelo prazo de 20 anos, a partir de 01.01.2019, a serem gerados por seis parques eólicos, com capacidade instalada total de 178,2 MW. Outros cinco parques eólicos do CECL, com capacidade instalada total de 148,5 MW e capacidade comercial de aproximadamente 70,0 MW médios, serão desenvolvidos nessa etapa do projeto.

- Complexo Eólico Santo Agostinho ("CESA")

Em agosto de 2014, a controlada direta ECP adquiriu os direitos de desenvolvimento do CESA, localizado nos municípios de Lajes e Pedro Avelino (RN), o qual é composto por 24 SPE, cada qual responsável pelo desenvolvimento de um empreendimento de geração eólica, totalizando um potencial de 600,0 MW de capacidade instalada.

O processo de aquisição do CESA foi concluído em 2016. A "mais valia" do negócio adquirido, considerando o principal e a correção monetária, no valor de R$ 58.899, 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$ 51.840 (correspondentes a R$ 42.375 do preço de assinatura do contrato) na aquisição do projeto.

- 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 outras duas – a qual foi exercida em 2016, no município de Assú (RN). Ainda em novembro de 2015, a ECP, por meio de sua controlada direta 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 01.11.2018. Em 26.12.2017, a Aneel autorizou a operação comercial da Usina Fotovoltaica Assú V.

- Projeto Umburanas

Em agosto de 2017, a Companhia adquiriu, por meio de sua controlada direta ECP, a totalidade do capital social das empresas que compõem o Projeto Umburanas, localizado no estado da Bahia. O Projeto é composto pelo direito de implantação e de operação de um potencial eólico com capacidade instalada de 605,0 MW, dos quais 360,0 MW deverão ser implementados até meados de 2019. O total de 257,5 MW de capacidade instalada será destinado ao ACL e os demais 102,5 MW foram comercializados no ACR – Leilão A-5/2014 promovido pela Aneel. Os 245,0 MW remanescentes permanecerão no portfólio da Companhia para desenvolvimento futuro.

O fechamento da operação ocorreu em 24.11.2017, ao preço ajustado de aquisição de R$ 16.938, dos quais R$ 16.904 correspondem ao direito de implantação de um potencial eólico, integralmente alocado no ativo intangível.

NOTA 14 – IMOBILIZADO

a) Composição

		Controladora			
		31.12.2017			31.12.2016
	Taxa média de depreciação	Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Reservatórios, barragens e adutoras	3,0%	5.086.548	(3.021.797)	2.064.751	2.203.596
Edificações e benfeitorias	2,9%	1.523.726	(995.050)	528.676	564.765
Máquinas e equipamentos	4,7%	7.059.454	(4.788.170)	2.271.284	2.204.840
Móveis e utensílios	6,3%	9.768	(5.882)	3.886	4.351
Veículos	14,3%	3.146	(2.373)	773	993
Obrigações especiais		(47.837)	-	(47.837)	(12.238)
		13.634.805	**(8.813.272)**	**4.821.533**	**4.966.307**
Em curso					
Reservatórios, barragens e adutoras		4.151	-	4.151	1.380
Edificações e benfeitorias		10.099	-	10.099	7.991
Máquinas e equipamentos		188.972	-	188.972	248.420
Adiantamentos a fornecedores		13.129	-	13.129	24.192
Aquisições a ratear		5.919	-	5.919	28.282
		222.270	**-**	**222.270**	**310.265**
		13.857.075	**(8.813.272)**	**5.043.803**	**5.276.572**

	Taxa média de depreciação	Consolidado			
		31.12.2017			31.12.2016
		Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Reservatórios, barragens e adutoras	3,3%	7.070.044	(3.539.470)	3.530.574	3.741.964
Edificações e benfeitorias	3,1%	1.837.298	(1.105.844)	731.454	768.052
Máquinas e equipamentos	4,7%	9.824.789	(5.444.387)	4.380.402	4.044.356
Móveis e utensílios	6,3%	10.564	(6.220)	4.344	4.786
Veículos	14,3%	4.636	(3.465)	1.171	1.517
Obrigações especiais		(47.962)	-	(47.962)	(12.362)
		18.699.369	**(10.099.386)**	**8.599.983**	**8.548.313**
Em curso					
Reservatórios, barragens e adutoras		113.713	-	113.713	74.415
Edificações e benfeitorias		314.503	-	314.503	90.673
Máquinas e equipamentos		1.291.572	-	1.291.572	469.269
Adiantamentos a fornecedores		826.630	-	826.630	743.344
Aquisições a ratear		531.707	-	531.707	268.884
		3.078.125	**-**	**3.078.125**	**1.646.585**
		21.777.494	**(10.099.386)**	**11.678.108**	**10.194.898**

b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora						
	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 01.01.2016	**2.331.964**	**606.830**	**2.287.231**	**5.748**	**244.911**	**(12.420)**	**5.464.264**
Ingressos	-	-	-	-	241.601	-	241.601
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	-	16.824	-	16.824
Constituição de *impairment*	-	-	(30.262)	-	-	-	(30.262)
Transferências	7.348	(502)	185.736	307	(193.071)	182	-
Baixas	-	-	(296)	(40)	-	-	(336)
Depreciação	(135.716)	(41.563)	(237.569)	(671)	-	-	(415.519)
Saldos em 31.12.2016	**2.203.596**	**564.765**	**2.204.840**	**5.344**	**310.265**	**(12.238)**	**5.276.572**
Ingressos	-	-	-	-	224.471	(37.374)	187.097
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	-	2.189	-	2.189
Constituição de *impairment*	-	-	(12.472)	-	-	-	(12.472)
Reversão de *impairment*	-	-	20.047	-	-	-	20.047
Transferências	(1.968)	5.420	309.392	36	(314.655)	1.775	-
Baixas	-	-	(18.902)	(46)	-	-	(18.948)
Depreciação	(136.877)	(41.509)	(231.621)	(675)	-	-	(410.682)
Saldos em 31.12.2017	**2.064.751**	**528.676**	**2.271.284**	**4.659**	**222.270**	**(47.837)**	**5.043.803**

	Consolidado						
	Reservatórios, barragens e adutoras	Edificações e benfeitorias	Máquinas e equipamentos	Outros	Imobilizado em curso	Obrigações especiais	Total
Saldos em 01.01.2016	**3.983.941**	**832.520**	**4.344.016**	**6.840**	**742.778**	**(12.545)**	**9.897.550**
Ingressos	-	-	-	-	1.135.909	-	1.135.909
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	-	113.557	-	113.557
Constituição *de impairment*	-	(2.622)	(42.103)	(180)	-	-	(44.905)
Ativo mantido para venda	(44.277)	(12.470)	(230.974)	(93)	(174)	-	(287.988)
Transferências	16.890	4.543	323.210	659	(345.485)	183	-
Baixas	-	-	(369)	(40)	-	-	(409)
Depreciação	(214.590)	(53.919)	(349.424)	(883)	-	-	(618.816)
Saldos em 31.12.2016	**3.741.964**	**768.052**	**4.044.356**	**6.303**	**1.646.585**	**(12.362)**	**10.194.898**
Ingressos	-	-	-	-	1.990.794	(37.375)	1.953.419
Juros e V.M. capitalizados	-	-	-	-	169.184	-	169.184
Constituição de *impairment*	-	(622)	(15.363)	(43)	-	-	(16.028)
Reversão de *impairment*	-	-	20.047	-	-	-	20.047
Ativo mantido para venda	2.532	730	13.366	10	175	-	16.813
Transferências	1.481	17.428	707.744	185	(728.613)	1.775	-
Baixas	-	-	(29.928)	(47)	-	-	(29.975)
Depreciação	(215.403)	(54.134)	(359.820)	(893)	-	-	(630.250)
Saldos em 31.12.2017	**3.530.574**	**731.454**	**4.380.402**	**5.515**	**3.078.125**	**(47.962)**	**11.678.108**

c) Composição do imobilizado em serviço, por grupo de usinas

	Controladora				
	31.12.2017				31.12.2016
	Taxa média de depreciação	Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Hidrelétricas	3,1%	10.363.869	(6.070.121)	4.293.748	4.416.110
Termelétricas	6,8%	3.270.936	(2.743.151)	527.785	550.197
		13.634.805	**(8.813.272)**	**4.821.533**	**4.966.307**

	Consolidado				
	31.12.2017				31.12.2016
	Taxa média de depreciação	Custo corrigido	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Hidrelétricas	3,5%	13.602.123	(6.929.860)	6.672.263	6.863.498
Termelétricas	6,8%	3.270.936	(2.743.151)	527.785	550.197
PCH	4,3%	343.219	(133.362)	209.857	223.741
Biomassa	2,6%	489.441	(176.883)	312.558	348.408
Eólicas	4,7%	993.650	(116.130)	877.520	562.469
		18.699.369	**(10.099.386)**	**8.599.983**	**8.548.313**

d) Depreciação

As taxas de depreciação estabelecidas pela Aneel, que correspondem à vida útil estimada dos bens, para os principais grupos de ativos que compõem os parques geradores da Companhia, são estas:

	Depreciação (% a.a.)	Vida útil média (anos)
Reservatórios e barragens	2,0	50
Edificações e benfeitorias	3,3	30
Geradores	3,3	30
Caldeiras	4,0	25
Turbinas hidráulicas	2,5	40
Casas de força	2,0	50
Turbinas eólicas (aerogeradores)	5,0	20
Equipamentos gerais	6,3	16

Os montantes dos itens totalmente depreciados, os quais integram o valor do custo e da depreciação, em 31.12.2017 e 31.12.2016, são estes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Reservatórios, barragens e adutoras	488.655	408.240	488.655	408.240
Edificações e benfeitorias	106.883	106.741	107.160	106.882
Máquinas e equipamentos	2.174.865	1.954.584	2.199.647	1.966.303
Móveis e utensílios	1.473	1.224	2.229	1.970
Veículos	1.367	1.212	1.912	1.755
	2.773.243	**2.472.001**	**2.799.603**	**2.485.150**

- Depreciação dos ativos que integram o Projeto Original das Usinas

A Administração da Companhia, com base exclusivamente na interpretação da Lei nº 8.987/95 e do Decreto nº 2.003/96, considera que não há total garantia quanto à indenização pelo Poder Concedente, do valor residual dos bens que integram o Projeto Original dos empreendimentos hidrelétricos ao final de seus prazos de concessão e autorização.

Dessa forma, depreciam-se estes ativos com base nas taxas determinadas pela Aneel, limitadas ao prazo da concessão ou da autorização, embora, a legislação e os contratos prevejam a possibilidade da renovação delas.

e) Ajuste a valor justo do ativo imobilizado

Em atendimento às orientações previstas nos pronunciamentos contábeis, em 01.01.2009, data da adoção das normas internacionais de contabilidade (IFRS) e das normas estabelecidas pelo CPC, a Companhia adotou o valor justo como custo atribuído do ativo imobilizado de suas usinas cujos valores contábeis se apresentavam substancialmente diferentes dos seus valores justos.

O ajuste a valor justo do imobilizado, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferidos, teve como contrapartida a conta "Ajustes de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A depreciação e as baixas do referido ajuste nos ativos não resultam em efeitos na base de apuração do imposto de renda e da contribuição social nem na base de distribuição de dividendos.

Os saldos do imobilizado, em 31.12.2017 e 31.12.2016, contemplam o ajuste a valor justo, líquido de depreciação e baixas, nos montantes de R$ 575.170 e R$ 627.253, respectivamente. A depreciação e as baixas sobre os ajustes a valor justo no exercício findo em 31.12.2017 foram de R$ 52.083 (R$ 52.120 em 31.12.2016).

f) Registro das concessões onerosas e das autorizações contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios

A Companhia, para fins de elaboração das informações consolidadas, considerou como referência para o registro das concessões onerosas e das autorizações concedidas pela União Federal para o uso do bem público para a geração de energia, contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios, o Guia de Aplicação do IFRS 3 – Combinação de negócios, que permite o reconhecimento do valor justo da concessão e do ativo imobilizado como único ativo nas demonstrações contábeis, quando esses ativos não puderem ser vendidos ou transferidos separadamente.

Com base nesse pronunciamento, a Companhia reconheceu a concessão onerosa e as autorizações contratadas ou adquiridas em uma combinação de negócios como um único ativo, no grupo do ativo imobilizado, distribuído pelas naturezas dos ativos proporcionalmente ao seu custo de aquisição. Esse procedimento vinha sendo adotado pela Companhia antes da obrigatoriedade da adoção das IFRS e dos CPC, em 01.01.2009, e foi mantido para as transações ocorridas posteriormente a essa data, de modo a conservar a consistência dos procedimentos.

O saldo das concessões e das autorizações de uso do bem público para a geração de energia, no ativo imobilizado, em 31.12.2017 é de R$ 625.248 (R$ 659.596 em 31.12.2016), na controladora, e de R$ 984.227 (R$ 1.051.064 em 31.12.2016), no consolidado.

g) Apropriação dos encargos financeiros

Os encargos financeiros vinculados aos empréstimos e aos financiamentos, às debêntures e às concessões a pagar são reconhecidos no ativo imobilizado em curso durante o período de construção das usinas.

h) Redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*)

A Companhia, no exercício de 2017, reconheceu *impairment* nos montantes de R$ 12.472, na controladora, e de R$ 16.028, no consolidado, como complemento das provisões de ativos de geração termelétrica reconhecidas em anos anteriores.

Adicionalmente, em 2017, houve a reversão de *impairment* e o reconhecimento da perda efetivada, no montante de R$ 20.047, em função da venda de ativos que estavam provisionados.

i) Concessões e autorizações do Órgão Regulador

i.1) Concessões de usinas hidrelétricas

Concessões	Detentor (a) da concessão	Capacidade instalada (MW)[15]	Garantia física (MW médios)[15]	Data do ato	Vencimento
UHE Salto Santiago	ENGIE Brasil Energia	1.420	733	28.09.1998	27.09.2028
UHE Salto Osório	ENGIE Brasil Energia	1.078	503	28.09.1998	27.09.2028
UHE Passo Fundo	ENGIE Brasil Energia	226	113	28.09.1998	27.09.2028
UHE Itá	ENGIE Brasil Energia /Itasa	1.450	741	28.12.1995	16.10.2030
UHE Machadinho	ENGIE Brasil Energia	1.140	547	15.07.1997	14.07.2032
UHE Cana Brava	ENGIE Brasil Energia	450	261	27.08.1998	26.08.2033
UHE Ponte de Pedra	ENGIE Brasil Energia	176	134	01.10.1999	30.09.2034
UHE São Salvador	ENGIE Brasil Energia	243	148	23.04.2002	22.04.2037
UHE Estreito	CEE	1.087	641	26.11.2002	26.11.2037
UHE Jaguara	Jaguara	424	341	10.11.2017	29.12.2047
UHE Miranda	Miranda	408	198	10.11.2017	29.12.2047

A garantia física da UHE Itá é de 740,5 MW médios (720,0 MW médios até 31.12.2017), dos quais, nos termos do Contrato de Consórcio, a Itasa tem direito a 404,1 MW médios e a ENGIE Brasil Energia 336,4 MW médios. A Companhia, direta e indiretamente, por meio da Itasa, tem direito a 564,7 MW médios (544,2 MW médios até 31.12.2017) da garantia física do empreendimento.

A Companhia possui, direta e indiretamente, nas UHE Machadinho e Estreito, o equivalente a 403,9 MW e 165,3 MW médios e 435,6 MW e 256,9 MW médios das capacidades instaladas e das garantias físicas das Usinas, respectivamente, valores que correspondem às suas participações como acionistas ou consorciadas.

[15] A partir de 01.01.2018.

i.2) Autorizações de usinas termelétricas, pequenas centrais hidrelétricas, eólicas e fotovoltaicas

Autorizações	Detentor (a) da autorização	Capacidade instalada (MW)[16]	Garantia física (MW médios)[16]	Data do ato	Vencimento
Usinas termelétricas (UTE)					
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	ENGIE Brasil Energia	857	650	25.09.1998	27.09.2028
UTE Ibitiúva Bioenergética	Consórcio Andrade[17]	33	20	05.04.2000	05.04.2030
Unidade de Cogeração Lages	Lages	28	11	29.10.2002	28.10.2032
UTE Ferrari	Ferrari Termoelétrica	80	36	27.07.2007	26.07.2042
Usinas termelétricas (UTE) Construção					
UTE Pampa Sul	Pampa Sul	345	324	31.03.2015	30.03.2050
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)					
PCH Rondonópolis	Tupan	27	10	18.12.2002	18.12.2032
PCH Engenheiro José Gelazio da Rocha	Hidropower	24	9	18.12.2002	18.12.2032
Usinas eólicas (EOL)					
EOL Trairí	Trairí	25	14	20.09.2011	28.09.2041
EOL Guajiru	Guajiru	30	18	20.09.2011	28.09.2041
EOL Fleixeiras I	Fleixeiras I	30	17	20.09.2011	26.09.2041
EOL Mundaú	Mundaú	30	15	20.09.2011	26.09.2041
EOL Santa Mônica	Santa Mônica SPE	19	10	20.01.2015	25.01.2045
EOL Cacimbas I	Cacimbas	19	10	27.01.2015	04.02.2045
EOL Ouro Verde	Santa Mônica SPE II	30	13	20.01.2015	22.01.2045
EOL Estrela	Trairí II	30	14	27.01.2015	04.02.2045
EOL Tubarão P&D	ENGIE Brasil Energia	2	N.A.	21.05.2015	N.A.[18]
Usinas eólicas em construção					
EOL Campo Largo III, IV, VI e VII	CLWP Eólicas	116	55	02.07.2015	02.07.2050
EOL Campo Largo V e XXI	CLWP Eólicas	59	27	03.08.2015	03.08.2050
EOL Campo Largo I, II, XV, XVI e XVIII	CLWP Eólicas	148	64	02.05.2017	02.05.2052
EOL Umburanas 1 e 5	Umburanas Eólicas	43	27	01.08.2014	01.08.2049
EOL Umburanas 2, 3, 9 e 10	Umburanas Eólicas	83	50	04.08.2014	04.08.2049
EOL Umburanas 6	Umburanas Eólicas	20	13	12.08.2014	12.08.2049
EOL Umburanas 8	Umburanas Eólicas	25	15	10.10.2014	10.10.2049
EOL Umburanas 11	Umburanas Eólicas	15	8	08.08.2014	08.08.2049
EOL Umburanas 13, 15, 16 e 18	Umburanas Eólicas	73	44	21.08.2014	21.08.2049
EOL Umburanas 17	Umburanas Eólicas	22	13	02.07.2015	02.07.2050
EOL Umburanas 19, 21, 23 e 25	Umburanas Eólicas	80	44	03.08.2015	03.08.2050
Usinas solares fotovoltaicas					
Central Fotovoltaica Assú V	ENGIE Brasil Energia	30	9	07.06.2016	07.06.2051
Cidade Azul	ENGIE Brasil Energia	3	N.A.	10.04.2014	N.A.[18]

A Companhia possui 22,9 MW e 13,9 MW médios da capacidade instalada e da garantia física da UTE Ibitiúva Bioenergética, respectivamente, que correspondem às suas participações como acionista e consorciada.

[16] A partir de 01.01.2018.
[17] As consorciadas são a Ibitiúva Bioenergética S.A. (72,9%) e a Andrade Açúcar e Álcool S.A. (27,1%).
[18] Para centrais geradoras com potência igual ou inferior a 5 MW o instrumento legal aplicável é o registro.

A UTE Alegrete, com capacidade instalada de 66,0 MW, teve sua autorização revogada em fevereiro de 2014, e o processo de devolução dessa Usina à União está em andamento. Adicionalmente, a Companhia está em processo de desmobilização da UTE Charqueadas, cuja capacidade instalada é 72,0 MW, e está avaliando a destinação dos ativos da UTE William Arjona, com capacidade instalada de 190,0 MW e cujas operações estão paralisadas desde o início de 2017.

Em função da expectativa de venda dos ativos acima mencionados, a Companhia mantém *impairment* de R$ 62.044, em 31.12.2017, para refletir as prováveis perdas na alienação dos ativos dessas usinas.

i.3) Indisponibilidade dos bens

Os bens e instalações utilizados na produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e a expressa autorização do Órgão Regulador. A Aneel regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

NOTA 15 – INTANGÍVEL

a) Composição

		Controladora			
		31.12.2017			31.12.2016
	Período de amortização	Custo corrigido	Amortização acumulada	Total	Total
Direito de uso	Até 2034	74.150	(43.327)	**30.823**	**20.838**

		Consolidado			
		31.12.2017			31.12.2016
	Período de amortização	Custo corrigido	Amortização acumulada	Total	Total
Bonificação pela outorga – Jaguara	Até 2047	620.327	(3.535)	616.792	-
Bonificação pela outorga – Miranda	Até 2047	411.223	(2.327)	408.896	-
Direito de uso de ativos	Até 2037	98.189	(45.279)	52.910	39.054
Direito de compra de energia	Até 2023	64.561	(30.106)	34.455	40.471
Direitos do Projeto Trairí	Até 2041	12.668	(2.314)	10.354	10.939
Direitos do Projeto Santa Mônica	Até 2045	6.565	(158)	6.407	6.565
Direitos do Projeto Campo Largo	-	87.606	-	87.606	81.392
Direitos do Projeto Santo Agostinho	-	59.399	-	59.399	58.899
Direitos do Projeto Umburanas	-	16.938	-	16.938	-
Direitos do Projeto Assú	-	15.194	-	15.194	15.194
		1.392.670	**(83.719)**	**1.308.951**	**252.514**

a.1) Bonificação pela outorga

A diferença entre o valor pago de bonificação pela outorga e o montante registrado como ativo financeiro de concessão, conforme mencionado na Nota 10 – Ativo financeiro de concessão, representa o direito de uso da infraestrutura das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda para geração e venda de energia. Esse montante foi reconhecido no intangível e está sendo amortizado linearmente pelo prazo de concessão das Usinas.

a.2) Direito dos projetos

Os direitos dos projetos mencionados no demonstrativo acima decorrem do 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 adquiridos juntamente com as empresas. A amortização desses direitos é iniciada após a entrada em operação comercial dos parques e reconhecida de forma linear nos prazos das autorizações de uso dos ativos.

b) Mutação

	Controladora	Consolidado
Saldos em 01.01.2016	**17.262**	**243.323**
Ingresso	8.266	9.000
Valor justo dos direitos dos projetos adquiridos	-	11.698
Transferência para ativos não circulantes mantidos para venda	-	(77)
Amortização	(4.690)	(11.430)
Saldos em 31.12.2016	**20.838**	**252.514**
Ingresso	15.890	19.932
Bonificação pela outorga de Jaguara e Miranda	-	1.031.550
Valor justo dos direitos dos projetos adquiridos	-	23.652
Amortização	(5.905)	(18.697)
Saldos em 31.12.2017	**30.823**	**1.308.951**

c) Redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*)

A Companhia avalia, no mínimo anualmente, a existência de eventos que possam levar à perda de valores não recuperáveis dos intangíveis. Em 2017, não houve quaisquer indicativos que resultaram na redução do valor recuperável dos intangíveis da Companhia e de suas controladas.

NOTA 16 – FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Energia elétrica comprada	101.237	47.514	224.593	146.998
Transações no mercado de curto prazo	-	11.071	272	17.586
Combustíveis fósseis e biomassa	207.315	48.371	208.220	49.545
Encargos de uso da rede elétrica	34.632	34.624	42.228	41.966
Fornecedores de materiais e serviços	51.985	46.837	64.838	61.107
Fornecedores de imobilizado	13.603	23.360	77.245	53.947
	408.772	**211.777**	**617.396**	**371.149**

O saldo de fornecedores de combustíveis fósseis e biomassa em 2017 refere-se, basicamente, a valores a pagar pela compra de combustível para geração termelétrica e à última parcela do acordo judicial com o fornecedor de gás natural para geração de energia elétrica, no montante de R$ 109.437, o qual será quitado quando do recebimento dos valores recontabilizados pela CCEE. Mais detalhes sobre o acordo vide Nota 24 – Provisões.

NOTA 17 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

a) Composição

	Controladora					
	31.12.2017			31.12.2016		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Mensurados ao custo amortizado						
Moeda nacional						
BNDES	82.329	183.875	266.204	73.033	240.842	313.875
Repasse BNDES (Bancos)	1.535	6.355	7.890	35.655	207.585	243.240
Nordic Investment Bank (NIB)	26.715	106.879	133.594	25.958	129.807	155.765
Encargos	1.846	-	1.846	3.113	-	3.113
	112.425	**297.109**	**409.534**	**137.759**	**578.234**	**715.993**
Mensurados ao valor justo						
Moeda estrangeira – com *hedge*						
HSBC USA	-	328.916	328.916	-	-	-
Scotiabank	-	665.785	665.785	-	-	-
Bank of Tokyo	665.260	-	665.260	-	-	-
Encargos	10.171	-	10.171	-	-	-
	675.431	**994.701**	**1.670.132**	**-**	**-**	**-**
Empréstimos e financiamentos	**787.856**	**1.291.810**	**2.079.666**	**137.759**	**578.234**	**715.993**

Os saldos dos empréstimos e dos financiamentos na controladora, líquidos dos efeitos do *hedge*, são estes:

	Controladora					
	31.12.2017			31.12.2016		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos e financiamentos	**787.856**	**1.291.810**	**2.079.666**	**137.759**	**578.234**	**715.993**
Efeitos do *hedge (swap)* no balanço						
Posição ativa[19]	(3.933)	(14.274)	(18.207)	-	-	-
Empréstimos e financiamentos, líquido dos efeitos do *hedge*	**783.923**	**1.277.536**	**2.061.459**	**137.759**	**578.234**	**715.993**

[19] A posição ativa do *hedge* está apresentada como parte das rubricas "Outros ativos circulantes" e "Outros ativos não circulantes".

	Consolidado					
	31.12.2017			31.12.2016		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Mensurados ao custo amortizado						
Moeda nacional						
BNDES	197.456	1.356.046	1.553.502	168.221	1.184.886	1.353.107
Repasse BNDES (Bancos)	40.548	410.156	450.704	77.045	686.388	763.433
Nordic Investment Bank (NIB)	26.715	106.880	133.595	25.958	129.807	155.765
Banco do Brasil	-	-	-	3.305	-	3.305
Encargos	8.008	-	8.008	8.667	-	8.667
	272.727	**1.873.082**	**2.145.809**	**283.196**	**2.001.081**	**2.284.277**
Mensurado ao valor justo						
Moeda estrangeira - com *hedge*						
HSBC USA	-	328.916	328.916	-	-	-
Scotiabank	-	665.785	665.785	-	-	-
Bank of Tokyo	665.260	-	665.260	-	-	-
Encargos	10.171	-	10.171	-	-	-
	675.431	**994.701**	**1.670.132**	**-**	**-**	**-**
Empréstimos e financiamentos	**948.158**	**2.867.783**	**3.815.941**	**283.196**	**2.001.081**	**2.284.277**

Os saldos dos empréstimos e dos financiamentos no consolidado, líquidos dos efeitos do *hedge*, são estes:

	Consolidado					
	31.12.2017			31.12.2016		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Empréstimos e financiamentos	**948.158**	**2.867.783**	**3.815.941**	**283.196**	**2.001.081**	**2.284.277**
Efeitos do *hedge (swap)* no balanço						
Posição ativa[20]	(3.933)	(14.274)	(18.207)	-	-	-
Empréstimos e financiamentos, líquido dos efeitos do *hedge*	**944.225**	**2.853.509**	**3.797.734**	**283.196**	**2.001.081**	**2.284.277**

[20] A posição ativa do *hedge* está apresentada como parte das rubricas "Outros ativos circulantes" e "Outros ativos não circulantes".

b) Mutação dos empréstimos e dos financiamentos

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 01.01.2016	**1.553.004**	**664.522**	**2.217.526**	**1.712.490**	**2.353.268**	**4.065.758**
Ingressos	-	35.339	35.339	-	35.339	35.339
Juros	65.411	-	65.411	135.536	-	135.536
Variações monetárias	2.785	14.978	17.763	4.980	37.984	42.964
Juros e V.M. capitalizados	6.023	-	6.023	81.380	-	81.380
Variações cambiais	(181.654)	-	(181.654)	(181.654)	-	(181.654)
Ajuste a valor justo	39.594	-	39.594	39.594	-	39.594
Transferências	136.605	(136.605)	-	292.536	(292.536)	-
Empréstimos de controladas mantidas para venda	-	-	-	(17.721)	(132.974)	(150.695)
Amortização de principal	(1.408.927)	-	(1.408.927)	(1.563.270)	-	(1.563.270)
Amortização de juros	(75.082)	-	(75.082)	(220.675)	-	(220.675)
Saldos em 31.12.2016	**137.759**	**578.234**	**715.993**	**283.196**	**2.001.081**	**2.284.277**
Ingressos	664.034	992.263	1.656.297	679.693	1.271.789	1.951.482
Juros	57.944	-	57.944	98.245	-	98.245
Variações monetárias	2.063	7.398	9.461	3.857	25.195	29.052
Juros e V.M. capitalizados	871	-	871	110.323	-	110.323
Variações cambiais	5.627	11.420	17.047	5.627	11.420	17.047
Ajuste a valor justo	3.820	8.161	11.981	3.820	8.161	11.981
Transferências	305.666	(305.666)	-	463.939	(463.939)	-
Empréstimos de controladas mantidas para venda	-	-	-	(1.044)	14.076	13.032
Amortização de principal	(340.525)	-	(340.525)	(505.399)	-	(505.399)
Amortização de juros	(49.403)	-	(49.403)	(194.099)	-	(194.099)
Saldos em 31.12.2017	**787.856**	**1.291.810**	**2.079.666**	**948.158**	**2.867.783**	**3.815.941**

c) Principais transações realizadas em 2017

c.1) Financiamentos em moeda nacional

A Companhia assinou contrato com o BNDES, no valor de R$ 353.515, para financiamento da construção do Complexo Eólico Santa Mônica. No decorrer do ano de 2017 ocorreu a liberação de parte dos recursos, no montante de R$ 295.319, líquido dos custos de captação.

Em 11.08.2017, o BNDES liberou o montante de R$ 25.346, líquido dos custos de captação, referente à parcela do financiamento contratado em 2014, destinado à modernização das Usinas Hidrelétricas Salto Santiago e Passo Fundo.

c.2) Empréstimos em moeda estrangeira com *hedge*

Em 2017, a Companhia contratou empréstimos em dólar norte-americano no valor total de U$ 500.000, equivalente a R$ 1.631.280 (R$ 1.630.817, líquido dos custos de captação e ajuste referente ao reconhecimento inicial a valor justo). Os recursos foram destinados, principalmente, ao refinanciamento de dívidas que estavam vencendo e à implementação do plano de negócios da Companhia – substancialmente, aporte de capital nas controladas Jaguara e Miranda para o pagamento da bonificação pela outorga das concessões.

A Companhia, para proteger a totalidade dos fluxos de pagamentos futuros contra as oscilações do dólar norte-americano, 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.

c.3) Liquidação antecipada da dívida

Em dezembro de 2017, a Companhia liquidou antecipadamente os financiamentos relativos à Usina Hidrelétrica São Salvador e o CTJL junto a Bancos de Repasse do BNDES, pelo valor de R$ 246.679 e R$ 9.404 respectivamente.

d) Composição da dívida por indexadores e moeda

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2017	**%**	**31.12.2016**	**%**	**31.12.2017**	**%**	**31.12.2016**	**%**
Moeda nacional								
TJLP	267.167	12,8	540.711	75,5	1.994.636	52,3	2.092.637	91,6
IPCA	134.470	6,5	156.829	21,9	134.470	3,5	156.829	6,9
Não indexado	7.897	0,4	18.453	2,6	16.703	0,4	34.811	1,5
	409.534	**19,7**	**715.993**	**100,0**	**2.145.809**	**56,2**	**2.284.277**	**100,0**
Moeda estrangeira								
Dólar – com *hedge* para o CDI	1.001.126	48,1	-	-	1.001.126	26,3	-	-
Dólar – com *hedge* para o IPCA	669.00	32,2	-	-	669.006	17,5	-	-
	1.670.132	**80,3**	**-**	**-**	**1.670.132**	**43,8**	**-**	**-**
Empréstimos e financiamentos	**2.079.666**	**100,0**	**715.993**	**100,0**	**3.815.941**	**100,0**	**2.284.277**	**100,0**

e) Taxas de juros e variação das moedas estrangeiras

	2017	**2016**
TJLP	7,1%	7,5%
CDI	9,9%	14,1%
IPCA	3,0%	6,2%
Dólar norte-americano	1,5%	-16,8%

f) Vencimentos dos empréstimos e financiamentos apresentados no passivo não circulante

	Controladora	**Consolidado**
2019	113.741	265.045
2020	408.740	556.196
2021	44.658	185.267
2022	710.726	847.912
2023	13.937	151.123
2024 a 2028	8	685.936
2029 a 2033	-	176.304
Empréstimos e financiamentos	**1.291.810**	**2.867.783**

g) Principais condições das dívidas contratadas

		Condições de pagamento		
Empresas / Bancos	**Juros**	**Vencimento**	**Principal e juros**	**Saldos em 31.12.2017**
Controladora:				
Moeda nacional				
BNDES – Modernização	TJLP + 2,26% a.a. [a]	07.2020	Mensais	170.749
BNDES – Usina São Salvador	TJLP + 2,7% a.a. [a]	10.2023	Mensais	96.418
Nordic Investment Bank	IPCA + 3,55% a.a.	10.2022	Principal: Mensais Juros: Trimestrais	134.470
Repasse Finame (Bancos)	3,68% a.a.	11.2024	Mensais	7.897
Moeda estrangeira (dólar)				
HSBC USA VI	8,459% a.a. com *swap* para 103% do CDI	10.2020	Principal: 10.2020 Juros: Semestrais	333.652
Scotiabank	3,3710% a.a. com *swap* para IPCA + 5,2% a.a.	11.2022	Principal: 11.2022 Juros: Semestrais	669.006
Bank of Tokyo II	1,9429% a.a. com *swap* para 101,4% CDI (de 30/10/2017 a 18/04/2018) 2,0571% a.a. com *swap* para 101,4% CDI (de 18/04/2018 até 18/10/2018)	10.2018	Principal: 10.2018 Juros: Semestrais	667.474
Controladas:				
Companhia Energética Estreito				
BNDES – Crédito Social	TJLP	06.2018	Mensais	2.829
BNDES	TJLP + 1,89% a.a. [a]	09.2029	Mensais	644.480
Repasse BNDES (Bancos) [b]	TJLP + 2,95% a.a. [a]	09.2029	Mensais	437.600
Ibitiúva				
BNDES (Subcrédito B)	4,5% a.a.	01.2020	Mensais	8.806
BNDES (Subcrédito A e C)	TJLP + 2,05% a.a. [a]	01.2021	Mensais	11.371
Ferrari				
BNDES	TJLP + 1,91% a.a. [a]	06.2021	Mensais	15.239
BNDES Ampliação	TJLP + 1,76% a.a. [a]	07.2032	Mensais	40.806
Repasse BNDES (Bancos) [b]	TJLP + 3,40% a.a. [a]	06.2021	Mensais	6.650
Projeto Trairí [c]				
BNDES – Crédito Social	TJLP	07.2029	Mensais	1.421
BNDES	TJLP + 2,51% [a]	07.2029	Mensais	273.902
Projeto Santa Mônica [d]				
BNDES	TJLP + 2,18% [a]	05.2033	Mensais	293.171

[a] O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. é incorporado ao principal.
[b] Os bancos são estes: Itaú Unibanco, Itaú BBA, Bradesco, Santander e Votorantim.
[c] Financiamento do Projeto Trairí, composto pelas empresas: Trairí, Mundaú, Guajiru e Fleixeiras I.
[d] Financiamento do Projeto Santa Mônica, composto pelas empresas: Santa Mônica, Cacimbas, Estrela e Ouro Verde.

h) Garantias

h.1) BNDES e Bancos (Repasse BNDES)

- **Financiamento de empreendimentos hidrelétricos**: (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 3 meses do serviço da dívida; (d) conta reserva em valor correspondente a 3 meses das despesas contratuais de operação e de manutenção, aplicável às usinas que contratam serviços de terceiros para a execução dessas atividades; e (e) caução da totalidade das ações.

Além dessas garantias, no contrato com a CEE, há a garantia do penhor dos dividendos a serem pagos pela ENGIE Brasil Energia à sua controladora, ENGIE Participações.

- **Modernização**: cessão fiduciária das receitas provenientes de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

- **Financiamento destinado à Usina Hidrelétrica São Salvador**: fiança bancária.

- **Financiamento de Projetos de PCH, de Biomassa e Eólicos**: (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 ENGIE Brasil Energia.

Não há garantias para os empréstimos em moeda estrangeira.

i) Compromissos contratuais (*covenants*)

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[21] ≥ 1,2 ou ≥1,3, dependendo da controlada
BNDES Ampliação BNDES – Ibitiúva	Dívida líquida/Ebitda ≤ 3,5 Índice de endividamento geral ≤ 0,80 Índice de cobertura do serviço da dívida ≥ 1,3

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

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

NOTA 18 – DEBÊNTURES E NOTAS PROMISSÓRIAS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Debêntures	830.564	804.455	830.564	804.455
Notas promissórias	-	-	2.109.911	-
	830.564	**804.455**	**2.940.475**	**804.455**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	17.849	16.547	2.127.760	16.547
Passivo não circulante	812.715	787.908	812.715	787.908
	830.564	**804.455**	**2.940.475**	**804.455**

b) Mutação das debêntures e notas promissórias

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 01.01.2016	**489**	**180.947**	**181.436**	**489**	**180.947**	**181.436**
Emissão de debêntures	-	585.784	585.784	-	585.784	585.784
Juros	23.795	-	23.795	9.240	-	9.240
Variações monetárias	359	14.516	14.875	359	7.695	8.054
Juros e V.M. capitalizados	5.092	5.709	10.801	19.647	12.530	32.177
Transferências	(952)	952	-	(952)	952	-
Amortização de juros	(12.236)	-	(12.236)	(12.236)	-	(12.236)
Saldos em 31.12.2016	**16.547**	**787.908**	**804.455**	**16.547**	**787.908**	**804.455**
Emissão de notas promissórias	-	-	-	2.096.112	-	2.096.112
Juros	51.617	-	51.617	25.627	-	25.627
Variações monetárias	595	22.324	22.919	595	4.570	5.165
Juros e V.M. capitalizados	763	555	1.318	40.552	18.309	58.861
Transferências	(1.928)	1.928	-	(1.928)	1.928	-
Amortização de juros	(49.745)	-	(49.745)	(49.745)	-	(49.745)
Saldos em 31.12.2017	**17.849**	**812.715**	**830.564**	**2.127.760**	**812.715**	**2.940.475**

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$ 1.320.000 e de R$ 780.000, respectivamente. Os recursos obtidos, no montante de R$ 2.096.112, líquidos dos custos de captação, destinaram-se ao pagamento da bonificação pela outorga, nos termos do Leilão nº 001/2017 promovido pela Aneel.

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

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

c) Principais condições contratadas

	Quantidade	Remuneração	Condições de Pagamento		Garantia
			Encargos	Principal	
Debêntures					
5ª Emissão – Série única	165.000	IPCA + 6,3% a.a.	Anualmente em dezembro	3 Parcelas anuais a partir de 12.2022	Sem garantia
6ª Emissão – Série 1	246.600	IPCA + 6,2621% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2021	Sem garantia
6ª Emissão – Série 2	353.400	IPCA + 6,2515% a.a.	Anualmente em julho	3 Parcelas anuais a partir de 07.2024	Sem garantia
Notas promissórias					
1ª Emissão – Série única	421	104,9% a.a. sobre Δ Taxa DI	11.2018	11.2018	Aval – EBE

d) Vencimentos das debêntures apresentadas no passivo não circulante

	Controladora e Consolidado
2021	77.996
2022	150.698
2023	151.045
2024 a 2028	432.976
Debêntures	**812.715**

e) Compromissos financeiros contratuais (*covenants*)

Dívida	*Covenants*
5ª e 6ª Emissões – série única	Consolidado: Ebitda/despesas financeiras ≥ 2,0 Consolidado: Dívida bruta/Ebitda ≤ 4,5

Os *covenants* das debêntures estão sendo integralmente cumpridos pela Companhia e as notas promissórias não contém cláusulas de compromissos financeiros contratuais.

NOTA 19 – CONCESSÕES A PAGAR

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Usina Hidrelétrica Cana Brava	1.035.551	950.283	1.035.551	950.283
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra	875.569	814.472	875.569	814.472
Usina Hidrelétrica São Salvador	535.274	530.211	535.274	530.211
Usina Hidrelétrica Estreito	-	-	53.005	52.410
	2.446.394	**2.294.966**	**2.499.399**	**2.347.376**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	61.367	59.907	67.051	65.408
Passivo não circulante	2.385.027	2.235.059	2.432.348	2.281.968
	2.446.394	**2.294.966**	**2.499.399**	**2.347.376**

A Companhia possui contratos de concessão onerosa com a União Federal de Utilização do Bem Público (UBP) para a geração de energia nas usinas hidrelétricas mencionadas no quadro acima. As características dos negócios e dos contratos indicam a condição e a intenção das partes de executá-los integralmente.

Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a Companhia procedeu ao seu ajuste a valor presente com base em taxas de desconto de referência na data da assunção da obrigação, quais sejam: Cana Brava, São Salvador e Estreito – 10% a.a. e Ponte de Pedra – 8,3% a.a.

b) Valores originais contratados

Os valores originais, atualizados pela variação anual do Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M) (Cana Brava e Ponte de Pedra) e do IPCA (Estreito e São Salvador) são pagos em parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) dos respectivos valores anuais, como segue:

	Valor original		Valor atualizado	
Usinas e anos de pagamento	Pagamento Anual	Pagamento Total	Pagamento Anual	Pagamento Total
Usina Hidrelétrica Cana Brava				
Até 31.07.2023	680	3.797	3.466	17.255
De 01.08.2023 a 31.07.2033	61.280	612.800	271.127	2.711.274
		616.597		**2.728.529**
Usina Hidrelétrica Ponte de Pedra				
Até 30.09.2019	200	350	782	1.358
De 01.10.2019 a 30.09.2020	16.200	16.200	63.288	63.288
De 01.10.2020 a 30.09.2034	31.109	435.531	121.534	1.701.483
		452.081		**1.766.129**
Usina Hidrelétrica São Salvador				
Até 30.04.2037	20.000	**388.333**	60.308	1.180.819
Usina Hidrelétrica Estreito				
Até 31.12.2037	1.960	**39.368**	5.962	119.106

c) Mutação

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 01.01.2016	**55.388**	**1.965.193**	**2.020.581**	**60.572**	**2.009.980**	**2.070.552**
Juros	-	196.562	196.562	-	201.530	201.530
Variações monetárias	-	136.632	136.632	-	139.785	139.785
Transferências	63.328	(63.328)	-	69.327	(69.327)	-
Amortizações	(58.809)	-	(58.809)	(64.491)	-	(64.491)
Saldos em 31.12.2016	**59.907**	**2.235.059**	**2.294.966**	**65.408**	**2.281.968**	**2.347.376**
Juros	-	212.093	212.093	-	217.146	217.146
Variações monetárias	-	2.095	2.095	-	3.596	3.596
Transferências	64.220	(64.220)	-	70.362	(70.362)	-
Amortizações	(62.760)	-	(62.760)	(68.719)	-	(68.719)
Saldos em 31.12.2017	**61.367**	**2.385.027**	**2.446.394**	**67.051**	**2.432.348**	**2.499.399**

d) Vencimentos das concessões a pagar apresentadas no passivo não circulante

	Controladora	Consolidado
2019	69.266	74.403
2020	113.390	118.059
2021	137.287	141.531
2022	126.131	129.990
2023	437.378	440.886
2024 a 2028	967.508	980.803
2029 a 2033	495.645	503.897
2034 a 2038	38.422	42.779
	2.385.027	**2.432.348**

NOTA 20 – GERENCIAMENTO DE RISCOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia, para conduzir com mais eficiência o processo de avaliação e monitoramento de riscos dos seus negócios, mantém o Comitê de Gerenciamento de Riscos, a quem cabe: (i) promover internamente a conscientização para o tratamento do risco; (ii) definir metas e diretrizes para o seu gerenciamento; (iii) promover e sugerir melhorias nos processos de sua avaliação; e (iv) classificar e definir os procedimentos de seu controle.

Os negócios da Companhia, as condições financeiras e os resultados das operações podem ser afetados de forma adversa por qualquer um destes fatores de risco:

a) Risco de mercado

O objetivo da utilização de instrumentos financeiros pela Companhia e suas controladas é o de proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, de índices de preços e de moedas.

Esses riscos são monitorados pelo Comitê Financeiro, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõe estratégias operacionais, sistema de controle e limites de posição e de crédito com os demais parceiros do mercado. A Companhia não pratica operações financeiras de caráter especulativo com derivativos ou relacionado a quaisquer outros instrumentos de risco.

Não houve qualquer mudança na exposição da Companhia aos riscos de mercado ou na administração e mensuração desses riscos no ano de 2017.

Os principais riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta são estes:

a.1) Risco relacionado às dívidas com taxa de juros e índices flutuantes

Esse risco está relacionado com a possibilidade de a Companhia vir a sofrer perdas por conta de flutuação de taxas de juros aplicadas aos seus passivos, resultando em efeitos em suas despesas financeiras. A Companhia e suas controladas estão expostas à taxa de juros e a índices flutuantes relacionados às variações da TJLP, taxa DI, IGP-M e IPCA.

Quanto ao risco de aceleração inflacionária, a totalidade dos contratos de venda de energia em vigor possui cláusula de reajuste inflacionário, com a aplicação de IGP-M ou de IPCA, o que representa um *hedge* natural de longo prazo para as dívidas e as obrigações indexadas a índices de inflação e/ou atreladas à aceleração inflacionária, caso das dívidas vinculadas ao CDI.

No que diz respeito ao risco de taxas de juros flutuantes, parte da dívida contratada está vinculada à TJLP, a qual tende a ter sua flutuação acompanhando as flutuações das taxas de juros e efeitos inflacionários. Dessa forma, as dívidas contratadas vinculadas à TJLP tendem a estar protegidas pelos contratos de energia mencionados anteriormente. Ressalta-se que, nos contratos assinados até 31.12.2017, o montante correspondente à parcela da TJLP que excede 6% a.a. é incorporado ao principal da dívida, fator que mitiga o impacto imediato no fluxo de caixa da Companhia, em caso de aceleração da TJLP.

a.2) Risco relacionado aos passivos denominados em moeda estrangeira

O risco cambial está associado à possibilidade de variação nas taxas de câmbio, o que afeta o resultado financeiro e o saldo dos passivos indexados à moeda estrangeira. A política de proteção de risco cambial da Companhia busca atingir um baixo nível de exposição cambial em seus passivos e compromissos designados em moeda estrangeira, os quais são permanentemente monitorados por seu Comitê Financeiro.

Em 31.12.2017, a Companhia não mantinha nenhum compromisso financeiro em moeda estrangeira cuja variação cambial não estivesse integralmente protegida por operação de *hedge*.

Os ganhos (perdas) não realizados nas operações de *hedge* são estes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	**31.12.2016**	**31.12.2017**	**31.12.2016**
Posição ativa (passiva)				
Hedge de valor justo sobre empréstimos	18.207	-	18.207	-
Hedge de fluxo de caixa sobre obrigações	-	-	(1.944)	(18.931)
Posição líquida	**18.207**	**-**	**16.263**	**(18.391)**
Classificação no balanço patrimonial				
Ativo circulante[22]	3.933	-	3.933	1.490
Ativo não circulante[23]	14.274	-	14.274	1.965
Passivo circulante[24]	-	-	(1.944)	(21.846)
	18.207	**-**	**16.263**	**(18.391)**

a.2.1) Operações de *hedge* de valor justo sobre empréstimos

A Companhia contratou operações de *swap* com as subsidiárias brasileiras das instituições financeiras concedentes dos empréstimos em dólar norte-americano para a proteção dos fluxos de pagamentos futuros do principal e de juros, inclusive o imposto de renda incidente sobre eles, contra as oscilações cambiais.

Em função das características dos referidos instrumentos financeiros, a Companhia aplicou as regras de contabilidade de *hedge* de valor justo para o seu registro contábil. Dessa forma, tanto os empréstimos objeto do *hedge* quanto o instrumento de *hedge* (*swap*) são mensurados pelo valor justo em contrapartida do resultado, protegendo integralmente a Companhia dos efeitos financeiros, bem como dos impactos da variação cambial em seus resultados.

[22] Apresentado como parte na rubrica "Outros ativos circulantes".
[23] Apresentado como parte na rubrica "Outros ativos não circulantes".
[24] Apresentado como parte na rubrica "Outros passivos circulantes".

Em 31.12.2017, os valores dos empréstimos e dos *swaps* avaliados ao custo amortizado e ao valor justo são estes:

Instrumento financeiro	Valor de referência	Vencimento principal	Pagamento juros	Juros[25]	Custo amortizado	Ajuste valor justo	Saldo contábil
HSBC USA	US$ 100.000	10.2020	Semestrais	8,459% a.a.	329.776	3.876	333.652
Swap	R$ 325.0800	10.2020	Semestrais	103,0% do CDI	(328.853)	(169)	(329.022)
Bank of Tokyo	US$ 200.000	10.2018	Trimestrais	1,9429% a.a. (até 18/04/2018) 2,0571% a.a. (18/04 a 18/10/2018)	663.654	3.820	667.474
Swap	R$ 656.020	10.2018	Trimestrais	101,4% do CDI	(663.435)	235	(663.200)
Scotiabank	US$ 200.000	11.2022	Semestrais	3,3710% a.a.	664.720	4.286	669.006
Swap	R$ 650.180	11.2022	Semestrais	105,75% do CDI	(656.535)	(7.248)	(663.783)
Itaú Unibanco	R$ 650.180			105,75% do CDI	656.635	-	656.635
Swap	R$ 650.180	11.2022	Semestrais	IPCA + 5,2% a.a.	(658.001)	5.446	(652.555)
Resultado *swap*					**7.961**	**10.246**	**18.207**

Mutação das operações de *hedge* de valor justo sobre empréstimos

	Controladora e Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total
Ativo em 01.01.2016	**488.802**	**-**	**488.802**
Juros	(74.714)	-	(74.714)
Variações cambiais	(181.654)	-	(181.654)
Ajuste a valor justo	37.608	-	37.608
Amortização de principal	(353.726)	-	(353.726)
Amortização de juros	83.684	-	83.684
Ativo em 31.12.2016	**-**	**-**	**-**
Juros	(5.749)	(3.337)	(9.086)
Variações cambiais	5.627	11.420	17.047
Ajuste a valor justo	4.055	6.191	10.246
Ativo em 31.12.2017	**3.933**	**14.274**	**18.207**

a.2.2) Operações de *hedge* de fluxo de caixa

A Companhia mantém contratado em 31.12.2017 *Non-Deliberable Forward* (NDF), com o objetivo de proteger a totalidade dos pagamentos futuros em moeda estrangeira decorrentes dos compromissos estabelecidos nos contratos de construção da UTE Pampa Sul.

O valor *notional* dos referidos NDF nessa data é de US$ 57.091, os quais estão firmados com o Bradesco, o Citibank e o Itaú e têm seus vencimentos até dezembro de 2018.

[25] As taxas de juros incluem o imposto de renda de 15% sobre a remessa ao exterior

Em 31.12.2017, as perdas não realizadas dos NDF totalizavam uma posição passiva de R$ 1.944 (ponta ativa de R$ 3.455 R$ e ponta passivo de R$ 21.846, em 31.12.2016). A contrapartida desta perda não realizada está reconhecida diretamente no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes", líquido dos efeitos do imposto de renda e da contribuição social diferidos, totalizando R$ 1.283. Adicionalmente, está reconhecido na rubrica "Outros resultados abrangentes" o montante de R$ 1.191, referente a ganhos realizados em NDF recontratados em função da revisão do fluxo de pagamentos ao fornecedor. Os ganhos não realizados, líquidos dos efeitos do imposto de renda e da contribuição social diferidos, incorridos no ano de 2017, foram de R$ 10.855 (perdas não realizadas de R$ 288.746, em 31.12.2016) e estão apresentadas na "Demonstração dos resultados abrangentes".

a.3) Análise de sensibilidade para a exposição a riscos de taxas de juros e índices flutuantes e de variação de cotação de moeda estrangeira

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/08, e para fins de referência, está sendo apresentada a seguir uma análise de sensibilidade dos empréstimos, dos financiamentos, das debêntures, das notas promissórias, das concessões a pagar e do ativo financeiro de concessão expostos a riscos da variação de taxas de juros e índices flutuantes.

O cenário-base provável para o ano de 2018 foi definido por meio destas premissas disponíveis no mercado (Fonte: Relatório Focus do Banco Central do Brasil).

	Variação	Cenário Provável	Sensibilidade		
Variação das taxas de juros e índices:	**2017**	**2018**	**Provável**	**Δ + 25% (*)**	**Δ + 50% (*)**
Risco de aumento das taxas de juros e índices					
TJLP	7,1%	7,0%	-0,1 p.p.	1,8 p.p.	3,5 p.p.
CDI	9,9%	6,8%	-3,1 p.p.	1,7 p.p.	3,4 p.p.
IPCA	3,0%	3,9%	0,9 p.p.	1,0 p.p.	2,0 p.p.
IGP-M	-0,5%	4,5%	5,0 p.p.	1,1 p.p.	2,3 p.p.
Risco de redução das taxas de juros e índices					
IPCA	3,0%	3,9%	0,9 p.p.	-1,0 p.p.	-2,0 p.p.

(*) Variações sobre o cenário provável de 2018.

A sensibilidade provável foi calculada com base nas variações entre os índices do ano de 2017 e os previstos no cenário provável para 2018 e demonstram os eventuais impactos adicionais no resultado da Companhia. As demais sensibilidades apresentadas foram apuradas com base na variação de 25% e 50% sobre o cenário provável para 2018. As variações que poderão impactar o resultado financeiro, e, consequentemente, o patrimônio líquido consolidados de 2018, em comparação com o ano de 2017, caso tais cenários se materializem, são estas:

	Saldos em 31.12.2017	Sensibilidade		
		Provável	Δ + 25%	Δ + 50%
Risco de aumento (passivo)				
Empréstimos e financiamentos				
TJLP	1.994.636	2.358	(33.252)	(67.000)
CDI (Empréstimos com *swap* para o CDI)	1.001.126	26.120	(14.392)	(28.867)
IPCA (Empréstimo com *swap* para o IPCA)	669.006	(6.447)	(6.616)	(13.232)
IPCA	134.470	(1.151)	(1.181)	(2.361)
		20.880	**(55.441)**	**(111.460)**
Debêntures				
IPCA	830.564	**(8.339)**	**(8.557)**	**(17.113)**
Notas promissórias				
CDI	2.109.911	**62.055**	**(34.308)**	**(69.138)**
Concessões a pagar				
IGP-M	1.911.120	(99.971)	(22.405)	(44.811)
IPCA	588.279	(5.421)	(5.536)	(11.072)
		(105.392)	**(27.941)**	**(55.883)**
Risco de redução (ativo)				
Ativo financeiro de concessão				
IPCA	2.547.367	**24.492**	**(25.705)**	**(51.411)**
Total		**(6.304)**	**(151.952)**	**(305.005)**

b) Risco de gerenciamento de capital

A Companhia administra o seu capital de modo a maximizar o retorno dos investidores por meio da otimização do saldo das dívidas e do patrimônio, buscando uma estrutura de capital e mantendo índices de endividamento e cobertura de dívida que proporcionem o retorno de capital aos seus investidores.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos – líquidos dos efeitos do *hedge*, financiamentos, debêntures e notas promissórias, deduzidos do caixa, do equivalente de caixa e dos depósitos em garantia vinculados às dívidas) e pelo patrimônio líquido, que inclui o capital social e as reservas de lucros. A relação da dívida líquida pelo patrimônio líquido é apresentada a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Dívida[26]	2.892.023	1.520.448	6.738.209	3.088.732
(-) Depósitos vinculados ao serviço da dívida	(9.095)	(8.406)	(225.516)	(180.183)
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(1.305.015)	(1.175.259)	(1.930.070)	(1.815.340)
Dívida líquida	**1.577.913**	**336.783**	**4.582.623**	**1.093.209**
Patrimônio líquido	**6.830.594**	**6.611.227**	**6.834.725**	**6.614.394**
Endividamento líquido	**0,2**	**0,1**	**0,7**	**0,2**

[26] Composta por empréstimos – líquidos dos efeitos do *hedge*, financiamentos, debêntures e notas promissórias.

A ENGIE Brasil Energia e suas controladas detêm dívidas que estipulam limites máximos de endividamento bruto, calculado com base no Ebitda, sendo a mais restritiva atualmente a que limita em 3,5 vezes o Ebitda.

c) Risco de crédito

As transações relevantes para os negócios da Companhia em que há exposição ao risco de crédito são as vendas de energia, as aplicações financeiras e as operações de *hedge*. O histórico de perdas na Companhia em decorrência de dificuldade apresentada por bancos e clientes em honrar os seus compromissos é praticamente nulo. A Companhia é avalista em contratos de financiamentos de suas controladas com o objetivo de assegurar o cumprimento dos compromissos assumidos.

c.1) Riscos relacionados à venda de energia

Nos contratos de longo prazo firmados com distribuidoras, inclusive os CCEAR, a Companhia minimiza o seu risco de crédito por meio da utilização de um mecanismo de constituição de garantias envolvendo os recebíveis de seus clientes.

Como forma de minimizar o risco de crédito nos contratos de venda de energia elétrica para consumidores livres, comercializadoras e geradoras, a Companhia exige em garantia padrão a fiança bancária e o CDB caucionado. Para aquelas contrapartes que queiram apresentar outra modalidade de garantia, a Companhia, por meio de sua área de crédito, realiza uma análise e estabelece, de acordo com sua Política de Crédito, as garantias que deverão ser exigidas dessas contrapartes.

Os créditos de todos os clientes são revisados anualmente e a sua exposição aos diversos setores da economia é avaliada periodicamente, de modo a manter a diversificação de sua carteira e a diminuir a exposição ao risco específico setorial.

c.2) Riscos relacionados às aplicações financeiras

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas obedecem à alocação de no mínimo 90% dos recursos em Títulos Públicos Federais – na modalidade de compra final e/ou operações compromissadas – e no máximo 10% dos recursos em Títulos Privados – aquisições de CDB de bancos elegíveis e ainda operações compromissadas com lastro em debêntures emitidas por empresas de *leasing* controladas por bancos elegíveis.

A Companhia utiliza a classificação das agências Fitch Ratings (Fitch), Moody's ou Standard & Poor's (S&P) para identificar os bancos elegíveis de recebimento dos recursos. Eles devem atender a estes parâmetros: (i) patrimônio líquido de no mínimo R$ 1 bilhão; e (ii) *rating* no mínimo equivalente a AA- (S&P e Fitch) ou Aa3 (Moody's), em escala nacional.

Os recursos disponíveis da Companhia são alocados em um Fundo de Investimento Exclusivo de Renda Fixa, o qual tem como política a alocação de seu patrimônio em ativos de baixíssimo risco. Em 31.12.2017, esse fundo possuía 100% de sua carteira em ativos com risco de crédito do Governo Brasileiro, todos com liquidez diária e pós-fixados, atrelados à variação da Selic.

De acordo com o planejamento financeiro da Companhia, os recursos desse fundo serão utilizados no curto prazo, reduzindo substancialmente o risco de quaisquer efeitos significativos nos seus rendimentos, em decorrência de eventual redução da taxa básica de juros da economia brasileira.

c.3) Riscos relacionados às operações de *hedge*

A "Política de Investimentos e Derivativos" impõe fortes restrições à realização de operações com derivativos e determina o monitoramento contínuo das exposições no caso de contratação de operação desse tipo.

Conforme anteriormente mencionado, as únicas operações de *hedge* contratadas pela Companhia foram: (i) os *swaps* para proteção dos pagamentos do principal e dos juros dos empréstimos contratados em dólar norte-americano; e (ii) os NDF para proteger os fluxos de pagamentos dos compromissos futuros em moeda estrangeira estabelecidos nos contratos de compra de equipamentos e de serviços vinculados à construção de usinas.

d) Risco de liquidez

A gestão do risco de liquidez da Companhia é de responsabilidade do Comitê Financeiro, que gerencia as necessidades de captação e gestão de liquidez de curto, médio e longo prazo, por meio do monitoramento permanente dos fluxos de caixa previstos e realizados.

A Companhia, para assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações, utiliza uma política de caixa mínimo, revisada anualmente com base nas projeções de caixa e monitorada mensalmente nas reuniões do Comitê Financeiro. A gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimo prazo, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez e fazer frente aos desembolsos.

O caráter gerador de caixa da Companhia e a pouca volatilidade nos recebimentos e nas obrigações de pagamentos ao longo dos meses do ano, garantem à Companhia estabilidade nos seus fluxos, reduzindo seu risco de liquidez.

No demonstrativo a seguir apresenta-se o perfil previsto de liquidação dos principais passivos financeiros da Companhia registrados em 31.12.2017. Os valores foram determinados com base nos fluxos de caixa não descontados previstos, considerando a estimativa de amortização de principal e pagamento de juros futuros, quando aplicável. Para as dívidas com juros pós-fixados o valor foi obtido com base na curva de juros do encerramento do exercício.

	Controladora				
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	408.772	-	-	-	408.772
Taxas de juros pós-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos[27]	884.879	649.302	822.880	14.258	2.371.319
Debêntures	51.201	103.145	336.269	674.756	1.165.371
Taxas de juros pré-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos	1.719	3.318	3.162	225	8.424
Concessões a pagar	64.546	221.959	370.770	5.018.202	5.675.477
	1.411.117	**977.724**	**1.533.081**	**5.707.441**	**9.629.363**

[27] Líquidos dos efeitos do *hedge*.

	Consolidado				
	Até 1 ano	De 2 a 3 anos	De 4 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	617.396	-	-	-	617.396
Taxas de juros pós-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos[28]	1.170.912	1.177.827	1.288.440	1.330.155	4.967.334
Debêntures e notas promissórias	2.300.147	103.145	336.269	674.756	3.414.317
Taxas de juros pré-fixadas:					
Empréstimos e financiamentos	6.246	8.007	3.162	225	17.760
Concessões a pagar	70.508	233.817	382.627	5.107.630	5.794.583
	4.165.209	**1.522.796**	**2.010.498**	**7.112.766**	**14.811.390**

O ativo financeiro de concessão das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda não possui risco de liquidez, uma vez que está relacionado à parcela de energia destinada ao ACR, no Sistema de Cota de Garantia Física, cujo pagamento é garantido pelo Poder Concedente.

e) Risco hidrológico

O suprimento de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) é gerado, na sua maior parte, por usinas hidrelétricas. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada usina hidrelétrica, incluindo as da Companhia, está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas, tanto na região geográfica em que opera como em outras regiões do País.

A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da garantia física, poderá resultar em uma exposição da Companhia ao mercado de energia de curto prazo, o que pode afetar os seus resultados financeiros futuros. Entretanto, quase a totalidade da capacidade de geração hidrelétrica da Companhia está inserida no MRE que distribui o risco hidrológico por todas as usinas vinculadas a ele.

Ainda com o objetivo de reduzir esse risco, em dezembro de 2015, a Companhia aderiu ao acordo de repactuação do risco hidrológico relativo às usinas cuja energia estava vendida no ACR. Mais informações, vide Nota 9 – Repactuação de risco hidrológico a apropriar.

Em 01.01.2018, a garantia física das usinas hidrelétricas detidas pela Companhia totalizava 3.417,7 MW médios. No acordo retromencionado foram repactuados 1.344,5 MW médios, dos quais 1.243,7 MW médios, aproximadamente 92,5%, estão protegidos do risco hidrológico. A parcela das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda destinada ao ACR – 377,4 MW médios – é garantia pelo Poder Concedente e também está blindada a esse risco, vide Nota 10 – Ativo financeiro de concessão.

A fim de reduzir à exposição às oscilações do mercado de curto prazo, a ENGIE Brasil Energia mantém grande parte de seu portfólio de energia contratado no longo prazo. No mercado livre, a Companhia vende gradativamente a energia disponível, buscando valores atrativos e também a minimização do risco de exposição aos preços de curto prazo (*spot* ou PLD). Assim, a comercialização é realizada à medida que o mercado revela maior propensão à compra. Adicionalmente, em razão da constante ocorrência de deficit de geração hidrelétrica nos últimos anos, optou-se por deixar maior volume da capacidade comercial descontratada no mercado de curto prazo e, sempre que necessário ou oportuno, adquirir energia de terceiros para repor os recursos próprios.

[28] Líquidos dos efeitos do *hedge*.

f) Categoria e valor justo dos instrumentos financeiros

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Ativos financeiros				
Mensurados ao valor justo por meio do resultado				
Aplicações financeiras	1.302.684	1.173.841	1.908.261	1.803.333
Recebíveis e empréstimos				
Caixa e depósitos bancários à vista	2.331	1.418	21.809	12.007
Contas a receber de clientes	689.885	505.348	1.058.469	824.079
Dividendos a receber de controladas	30.550	167.202	-	-
Combustível a reembolsar[29]	44.089	49.472	44.089	49.472
Depósitos vinculados	20.297	10.985	246.912	194.528
Ativo financeiro de concessão	-	-	2.547.367	-
Operações de *hedge*				
Hedge de valor justo sobre empréstimos	18.207	-	18.207	-
Hedge de fluxo de caixa sobre obrigações	-	-	-	3.455
	2.108.043	**1.908.266**	**5.845.114**	**2.886.874**
Passivos financeiros				
Passivos financeiros avaliados ao custo amortizado				
Fornecedores	408.772	211.777	617.396	371.149
Dividendos e juros sobre o capital próprio	1.300.237	371.478	1.300.516	372.040
Empréstimos e financiamentos	409.534	715.993	2.145.809	2.284.277
Debêntures e notas promissórias	830.564	804.455	2.940.475	804.455
Concessões a pagar	2.446.394	2.294.966	2.499.399	2.347.376
Obrigações vinculadas à aquisição de investimentos[30]		-	21.146	43.068
Mensurados ao valor justo por meio do resultado				
Empréstimos e financiamentos	1.670.132	-	1.670.132	-
Operações de *hedge*				
Hedge de fluxo de caixa sobre obrigações	-	-	1.944	21.846
	7.065.633	**4.398.669**	**11.196.817**	**6.244.211**

Os ativos e os passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado estão avaliados pelos preços cotados em mercado ativo (Nível 1), exceto os empréstimos e financiamentos e as operações de *hedge*, os quais estão avaliados por meio de outros dados observáveis (Nível 2).

g) Valor de mercado dos instrumentos financeiros

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros somente foram identificadas diferenças entre os valores apresentados no balanço patrimonial e os respectivos valores de mercado, nos empréstimos e financiamentos, nas debêntures e notas promissórias e nas concessões a pagar. Essas diferenças ocorrem principalmente em virtude desses instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares. Na determinação dos valores de mercado foram utilizados os fluxos de caixa futuros, descontados a taxas julgadas adequadas para operações semelhantes.

[29] Apresentado na rubrica "Outros ativos circulantes".

[30] Apresentado nas rubricas "Outros passivos circulantes" e "Outros passivos não circulantes".

	Controladora			
	31.12.2017		31.12.2016	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	409.534	411.432	715.993	728.513
Debêntures	830.564	844.201	804.455	841.565
Concessões a pagar	2.446.394	3.036.163	2.294.966	2.901.915
	3.686.492	**4.291.796**	**3.815.414**	**4.471.993**

	Consolidado			
	31.12.2017		31.12.2016	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	2.145.809	2.156.600	2.284.277	2.450.271
Debêntures e notas promissórias	2.940.475	2.957.676	804.455	841.565
Concessões a pagar	2.499.399	3.102.350	2.347.376	2.967.320
	7.585.683	**8.216.626**	**5.436.108**	**6.259.156**

NOTA 21 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL A PAGAR

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Imposto de renda	146.410	82.763	155.502	101.779
Contribuição social	26.707	17.893	33.148	26.279
	173.117	**100.656**	**188.650**	**128.058**
(-) Tributos a compensar	(6.771)	(46.446)	(7.299)	(47.035)
	166.346	**54.210**	**181.351**	**81.023**

NOTA 22 – OUTRAS OBRIGAÇÕES FISCAIS E REGULATÓRIAS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
PIS e Cofins	29.032	25.599	38.822	29.220
INSS	5.347	5.321	7.831	6.206
ICMS	1.426	2.662	22.502	21.021
ISSQN[31]	889	805	1.936	1.256
Royalties[32]	18.532	27.177	21.038	30.942
Taxa de fiscalização	1.161	1.187	1.415	1.438
Outros	2.099	2.003	2.236	2.166
	58.486	**64.754**	**95.780**	**92.249**
(-) Tributos federais e estaduais a compensar	(1.847)	(3.384)	(2.112)	(3.617)
	56.639	**61.370**	**93.668**	**88.632**

[31] Imposto sobre serviços de qualquer natureza.
[32] Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos.

NOTA 23 – OBRIGAÇÕES TRABALHISTAS

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Provisão para participação nos resultados e bônus	59.964	56.302	59.963	59.065
Provisão para férias	22.734	19.895	24.003	20.812
Salários e encargos sociais a pagar	4.377	8.462	4.873	8.878
Provisão para gastos com demissão voluntária	4.337	4.505	4.337	4.505
Outras	1.703	1.491	1.703	1.493
	93.115	**90.655**	**94.879**	**94.753**

Em complemento ao pagamento de salário fixo, a Companhia mantém um sistema de remuneração variável, de periodicidade anual, que consiste em dois programas: (i) Programa de Participação nos Lucros ou Resultados – aplicável a todos os empregados da Companhia e atrelado aos resultados auferidos; e (ii) Programa de Bônus Gerencial – aplicável a todos os empregados enquadrados na carreira gerencial e vinculado aos resultados das suas áreas e ao seu desempenho individual.

A Companhia também mantém reconhecida provisão para gastos com demissão voluntária, referente a colaboradores, inclusive administradores, que aderiram ao Plano de Demissão Voluntária – PDV em 2016.

NOTA 24 – PROVISÕES

As provisões são reconhecidas pela Companhia por valores julgados suficientes para a liquidação dos respectivos passivos quando, na avaliação dos consultores jurídicos e da Administração, se revestem de riscos prováveis de desembolso futuro.

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Cíveis				
Compra de combustível	-	209.960	-	209.960
Desapropriações e servidões administrativas	35.019	31.817	35.019	31.817
Benefícios de aposentadoria	2.603	17.425	2.603	17.425
Ambientais	10.797	10.170	10.797	10.170
Ações diversas	14.905	14.916	21.696	20.138
	63.324	**284.288**	**70.115**	**289.510**
Fiscais	**6.812**	**6.929**	**7.137**	**7.270**
Trabalhistas	**10.860**	**10.806**	**11.122**	**10.948**
Desmobilização de ativos de geração	**1.000**	**19.379**	**1.000**	**19.379**
	81.996	**321.402**	**89.374**	**327.107**
Classificação no balanço patrimonial				
Passivo circulante	10.647	34.020	11.651	35.001
Passivo não circulante	71.349	287.382	77.723	292.106
	81.996	**321.402**	**89.374**	**327.107**

a.1) Compra de combustível

Em 2017, em função de acordo judicial, a Companhia reverteu a provisão decorrente de ação judicial na qual se discutia a diferença de preço do gás natural fornecido no período entre setembro de 2014 e junho de 2017. Concomitantemente à reversão da provisão foi reconhecido o custo com o combustível estabelecido no acordo, no valor de R$ 355.536, eliminando em grande parte os efeitos desse custo adicional no resultado operacional da Companhia.

a.2) Desapropriações e servidões administrativas

A Companhia possui algumas ações judiciais impetradas por pessoas físicas e jurídicas que versam sobre os processos de desapropriações de áreas atingidas por reservatórios de determinadas usinas e de instituição de servidões administrativas das propriedades onde são construídas as linhas de conexão dos parques eólicos.

a.3) Benefícios de aposentadoria

A provisão se refere, substancialmente, à ação ajuizada contra a ELOS – Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social e a Eletrosul – Eletrosul Centrais Elétricas S.A., por participantes da fundação, por meio da qual requerem a declaração de nulidade ou, alternativamente, que sejam declaradas ineficazes as opções por eles exercidas no sentido de limitar as contribuições para a fundação aos seus salários de contribuição, que resultou na redução dos seus benefícios de aposentadoria.

No terceiro trimestre de 2017, a Companhia, juntamente com a ELOS, firmou um acordo com 10 autores do processo. Diante disso, reverteu o montante de R$ 15.613, sendo R$ 4.353 relativos ao acordo e R$ 11.260 em virtude de provisão acima do montante acordado. A ação prossegue na esfera judicial, restando ainda três participantes como contraparte.

a.4) Desmobilização de ativos de geração

Em dezembro de 2017, a Companhia assinou um contrato de desmobilização da Usina Termelétrica Charqueadas, onde a empresa contratada se responsabiliza pela desmontagem, retirada e transporte dos ativos da Usina e, em contrapartida, tem o direito de auferir os benefícios financeiros da venda dos ativos. Em função desse acordo vantajoso aos interesses da Companhia, parte expressiva dos custos futuros inicialmente previstos com a desmobilização foi revertida em 2017.

b) Mutação das provisões

	Controladora				
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Desmobilização	Total
Saldos em 01.01.2016	**253.939**	**4.847**	**9.389**	**-**	**268.175**
Adições	194	2.783	92	19.379	22.448
Atualizações	32.151	413	1.348	-	33.912
Pagamentos	(48)	(58)	(23)	-	(129)
Reversões por revisão	(1.948)	(1.056)	-	-	(3.004)
Saldos em 31.12.2016	**284.288**	**6.929**	**10.806**	**19.379**	**321.402**
Adições	52	-	-	-	52
Atualizações	14.443	458	900	-	15.801
Pagamentos	(224.192)	-	(345)	(3.863)	(228.400)
Reversões por revisão	(11.267)	(575)	(501)	(14.516)	(26.859)
Saldos em 31.12.2017	**63.324**	**6.812**	**10.860**	**1.000**	**81.996**

	Consolidado				
	Cíveis	Fiscais	Trabalhistas	Desmobilização	Total
Saldos em 01.01.2016	**257.450**	**5.142**	**10.008**	**-**	**272.600**
Adições	1.686	2.828	369	19.379	24.262
Atualizações	32.657	416	1.348	-	34.421
Pagamentos	(48)	(58)	(24)	-	(130)
Reversões por revisão	(2.054)	(1.058)	(753)	-	(3.865)
Outros	(181)	-	-	-	(181)
Saldos em 31.12.2016	**289.510**	**7.270**	**10.948**	**19.379**	**327.107**
Adições	1.226	6	120	-	1.352
Atualizações	14.846	553	900	-	16.299
Pagamentos	(224.308)	-	(345)	(3.863)	(228.516)
Reversões por revisão	(11.267)	(692)	(501)	(14.516)	(26.976)
Outros	108	-	-	-	108
Saldos em 31.12.2017	**70.115**	**7.137**	**11.122**	**1.000**	**89.374**

c) Riscos possíveis e remotos

A Companhia é parte em processos judiciais que, na avaliação de seus consultores jurídicos e de sua Administração, não apresentam risco provável de desembolso futuro e, por esse motivo, os valores relativos a esses processos não são provisionados.

	31.12.2017			31.12.2016		
	Risco possível	Risco remoto	Total	Risco possível	Risco remoto	Total
Controladora						
Fiscais e previdenciárias	272.636	228.166	500.802	258.990	210.611	469.601
Cíveis	105.589	136.579	242.168	98.694	128.071	226.765
Trabalhistas	6.442	132.025	138.467	6.736	109.830	116.566
	384.667	**496.770**	**881.437**	**364.420**	**448.512**	**812.932**
Consolidado						
Fiscais e previdenciárias	348.509	249.898	598.407	331.483	230.981	562.464
Cíveis	122.334	136.673	259.007	121.855	128.153	250.008
Trabalhistas	10.077	143.737	153.814	9.989	112.396	122.385
	480.920	**530.308**	**1.011.228**	**463.327**	**471.530**	**934.857**

c.1) Riscos fiscais

Os principais riscos de natureza fiscal avaliados pela Companhia e seus assessores jurídicos como sendo de risco possível são estes:

- Recuperação do PIS e da Cofins

Em 1998 foi publicada a Lei nº 9.718, ampliando a base de cálculo do PIS e da Cofins que, até então, incidiam apenas sobre o faturamento das empresas. A Companhia questionou judicialmente a constitucionalidade da referida Lei, logrando êxito na demanda, em 01.09.2006, o que lhe permitiu compensar as contribuições calculadas sobre as receitas diversas das decorrentes de faturamento, relativamente ao período de apuração de fevereiro de 1999 a novembro de 2002, para o PIS, e de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, para a Cofins.

O principal valor computado na base de cálculo do PIS e da Cofins, referia-se à rubrica contábil denominada "Receita de Subvenção CCC", na qual era contabilizado o reembolso dos combustíveis fósseis para geração de energia termelétrica adquiridos com recursos da CCC. Em 2006, a Aneel procedeu à alteração do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) para refletir a contrapartida em conta retificadora dos custos de operação e não mais como receita.

Em razão do reconhecimento, pela Aneel, de que o procedimento contábil até então adotado estava inadequado, a Companhia compensou, também, os valores recolhidos a maior relativamente ao período de 2004 a 2005.

Em 2009, a Receita Federal do Brasil (RFB) intimou a Companhia a recolher o valor de R$ 135.982 referente ao período de fevereiro de 1999 a janeiro de 2004, já incluídos os juros e as multas, alegando que a Subvenção CCC representa faturamento, sendo obrigatória a sua inclusão na base de cálculo do PIS e da Cofins no período mencionado e que, portanto, era indevida a compensação efetuada. A Companhia apresentou Manifestação de Inconformidade em 31.03.2009, que em 30.04.2014, a RFB, por meio de acórdão emitido pela Delegacia da Receita Federal de Julgamento em Florianópolis reconheceu o direito creditório discutido nos autos e as compensações foram homologadas em sua integralidade, resultando na extinção dos débitos.

No que se refere ao período compreendido entre fevereiro de 2004 e dezembro de 2005, a RFB expediu 44 autos de infração, que corresponde a uma parte do valor compensado, sob a alegação de que o consumo de combustível fóssil de responsabilidade da CCC tem natureza de receita. A Companhia apresentou manifestação de inconformidade em relação a todos os processos, as quais foram julgadas pelas respectivas delegacias de julgamento em desfavor da Companhia, que, por sua vez interpôs recurso voluntário contra essas decisões.

Dos 44 processos que foram remetidos ao Conselho de Administração de Recursos Fiscais (CARF), apenas um processo foi julgado favorável à Companhia, por unanimidade de votos, que anulou o Despacho Decisório, no valor de R$ 117. Dos 43 processos restantes que se encontravam no CARF, bem como, na Câmara Superior de Recursos Fiscais (CSRF), 11 já foram julgados, no valor de R$ 7.570, com decisão desfavorável à Companhia. Após essa decisão, a Administração da ENGIE Brasil Energia ingressou com pedido de análise de Recurso Especial na CSRF, os quais também foram negados. Diante do fato alterou-se a classificação de risco dos processos para risco possível.

Em decorrência do não seguimento dos Recursos Especiais, em última e definitiva instância administrativa, a Companhia ingressou, em 18.11.2015, com ação declaratória de inexistência de relação jurídico tributária contra a Fazenda Nacional, com referência aos 11 créditos tributários constituídos pela RFB, em virtude da não homologação de compensação de valores pagos a maior a título do PIS e da Cofins. Em 31.12.2016, o montante ajuizado totaliza R$ 8.152 e encontra-se concluso para decisão.

Os processos pendentes de julgamento na esfera administrativa e judicial totalizam, em 31.12.2017, R$ 131.767 (R$ 125.818 em 31.12.2016), na controladora e no consolidado.

- Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS)

Refere-se à autuação da Companhia e sua controlada direta EBC pela Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo (FESP), sob a alegação de que as notas fiscais de venda de energia elétrica a consumidores livres são emitidas no mês seguinte ao do fato gerador. Pelo entendimento do Fisco, essa prática posterga em 1 mês o recolhimento do imposto devido ao Estado. A medição da energia utilizada pelo cliente é realizada pela distribuidora à qual ele está conectado, até o oitavo dia do mês seguinte ao fornecimento. Portanto, somente após a medição é possível faturar a energia consumida pelo cliente. Assim, o procedimento adotado pela Companhia e pela EBC estaria de acordo com a prática usual do setor elétrico nacional, não merecendo prosperar o entendimento do Fisco do estado de São Paulo.

Apesar do êxito parcial das defesas apresentadas pela Companhia, a Administração e seus consultores jurídicos entendem que a totalidade dos lançamentos dos débitos pelo Fisco está comprometida por erro de apuração e embasamento legal, onde a possibilidade de ganho supera o risco de perda. Os autos de infração estão sendo contestados judicialmente pela Companhia juntamente com seus advogados. O montante atualizado desses autos, avaliado como de risco de perda possível, em 31.12.2017, é de R$ 16.160 (R$ 15.572 em 31.12.2016), na controladora, e de R$ 75.038 (R$ 95.459 em 31.12.2016), no consolidado.

Ainda que eventualmente se mantenham parcialmente os autos de infração, a Administração da Companhia e seus assessores jurídicos entendem que o passivo contingente seria inferior a 10% do valor acima citado, lançado pela fiscalização, que adotou critérios de apuração sem embasamento legal, o que reduziria substancialmente o valor anteriormente informado.

- Denúncia espontânea

O dispositivo de "denúncia espontânea" permite o recolhimento de tributos em atraso sem a aplicação de multa de mora, desde que efetuado antes de qualquer procedimento administrativo ou medida de fiscalização. Uma vez que a RFB aceita recolhimentos fora do prazo sem a correspondente multa de mora, a Companhia apresenta impugnações administrativas e, quando necessário, medidas judiciais.

Em 18.05.2012, na esfera administrativa, a RFB cientificou a ENGIE Brasil Energia de Acórdão proferido pelo CARF, conferindo decisão favorável à Companhia por unanimidade de votos e, judicialmente, também obteve decisão favorável em um processo, cujo montante era R$ 140. No entanto, em 2015, três processos administrativos, no valor de R$ 13.187, tiveram decisões desfavoráveis à Companhia que, por estarem esgotados quaisquer recursos nessa esfera, ingressou, em dezembro de 2015, com ações judiciais, ainda pendentes de julgamento.

O montante dos processos, administrativos e judiciais, atualizados em 31.12.2017 é R$ 58.259, classificados como risco possível, e R$ 5.589, classificados como risco remoto (em 31.12.2016, o total era R$ 61.910), na controladora e no consolidado.

- Compensação de base negativa na sucessão e dispensa de multa em denúncia espontânea

A Companhia utilizou base negativa de CSLL proveniente de incorporação de empresa, ocorrida em 29.04.1998, em data posterior à modificação introduzida na legislação tributária no ano de 2001, que vedou a utilização de bases negativas decorrentes de incorporação, fusão ou cisão de empresas.

Como a incorporação se deu muito antes da vedação imposta pela referida Medida Provisória – MP, quando ainda era possível aproveitar a base negativa de CSLL da sucedida, a Companhia entende que a nova regra não alcança a incorporação levada a efeito. Os valores foram integrados ao seu patrimônio, na qualidade de sucessora, o que lhe garante o direito de utilizá-los. Tais argumentos foram acatados pela Delegacia de Julgamento de Florianópolis.

Em junho de 2008, a Companhia obteve decisão favorável da Delegacia de Julgamento de Florianópolis, relativamente à parte do auto de infração que faz referência à utilização de base negativa da CSLL no ano-calendário de 2003, originada de operação de incorporação.

O processo encontra-se em tramitação no CARF, por parte da RFB, e com recurso voluntário da Companhia versando exclusivamente acerca da questão da não incidência da multa de mora. O montante atualizado dessa autuação, cujo risco de perda foi avaliado como possível, em 31.12.2017 é de R$ 27.746 (R$ 26.959 em 31.12.2016), na controladora e no consolidado.

c.2) Riscos cíveis

Os principais riscos de natureza cíveis avaliados pela Companhia e seus assessores jurídicos como sendo de risco possível são estes:

- Ambientais

Os objetos destas ações estão divididos desta forma: (i) ações para a implantação de eclusa, escada para peixes e "destoca"; (ii) ações requerendo a implantação de reflorestamento e a constituição de Área de Preservação Permanente (APP) de cem metros no entorno dos reservatórios de duas usinas; e (iii) outras ações relativas a supostos danos causados pelo enchimento do reservatório de uma usina, ao despejo de cinzas em áreas supostamente inadequadas, à influência da operação da uma usina em um rio, à construção de um parque eólico e ao processo de licenciamento ambiental de duas PCH.

Em 2016, a Administração da Companhia e seus assessores jurídicos reavaliaram o risco de perda de provável para possível de duas ações desse objeto, bem como, reavaliaram o valor destas ações de R$ 2.151 para R$ 19.000. O valor relacionado a essas causas em 31.12.2017 é de R$ 53.000 (R$ 46.548 em 31.12.2016), na controladora e no consolidado.

- Contrato com fornecedores

Refere-se a ação de indenização ajuizada por antigo fornecedor de energia requerendo o direito ao recebimento de diferença relativa à aplicação de reajuste cambial previsto no contrato, bem como a sua rescisão por suposto descumprimento de cláusula contratual.

Em novembro de 2012, foi proferida sentença julgando improcedente o pedido do reclamante, o qual se opôs à sentença, via Embargos de Declaração, que não foram acolhidos, e interpôs Recurso de Apelação para o Tribunal de Justiça de Santa Catarina (TJSC), cuja decisão não promoveu alterações significativas. Novos Embargos de Declaração foram interpostos pela reclamante, inadmitidos pelo TJSC. O montante relacionado a essa causa em 31.12.2017 é de R$ 34.542 (R$ 32.909 em 31.12.2016), na controladora e no consolidado.

NOTA 25 – OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIOS DE APOSENTADORIA

A Companhia oferece planos de benefícios de previdência complementar aos seus empregados por meio da PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar. A fundação é uma entidade fechada de previdência complementar sem fins lucrativos, patrocinada pela Companhia, na condição de sua Instituidora, e por outras empresas do grupo ENGIE estabelecidas no Brasil. Os planos de benefícios administrados pela PREVIG são de Contribuição Definida (CD) e de Benefício Definido (BD), este último fechado para novas adesões.

A Companhia patrocina ainda o Plano BD da ELOS, também fechado para novas adesões. Esse Plano tem como participantes, principalmente, os aposentados que entraram em gozo de benefícios até 23.12.1997, data da cisão da Eletrosul, bem como os participantes que optaram pelo benefício proporcional diferido até aquela data, que não migraram para a PREVIG. As principais características dos planos administrados pela Companhia são estas:

a) Plano de Benefício Definido (BD)

O Plano BD tem o regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e auxílios. O custeio do Plano é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde a duas vezes a contribuição dos participantes. Os benefícios previstos no Plano são estes: (i) complementação de aposentadoria por tempo de serviço, por invalidez e por idade; (ii) complementação de aposentadoria especial e de ex-combatente; (iii) complementação de pensão; (iv) complementação de auxílio reclusão; (v) abono anual; e (vi) auxílio funeral.

Em 31.12.2017, na PREVIG, esse Plano possuía 11 participantes ativos (16 em 31.12.2016). Já na ELOS, esse Plano possuía três participantes em 31.12.2017 (três em 31.12.2016). Nesta mesma data, a PREVIG tinha 423 (430 em 31.12.2016) aposentados e pensionistas em gozo de benefícios e a ELOS 2.077 (2.099 em 31.12.2016).

b) Plano de Benefício Suplementar Proporcional Saldado (BSPS)

A Companhia mantém ainda um Plano CD na PREVIG, denominado "Prevflex", que foi instituído em 2005. Aos empregados da ENGIE Brasil Energia na data de sua instituição foi permitido escolher entre permanecer no Plano BD ou ser transferido para o Prevflex (CD).

Entretanto, para os participantes que atendessem a algumas pré-condições estabelecidas quando da criação do Prevflex, houve a opção de manter as reservas existentes naquela data no Plano BD e, daí em diante, efetuar as contribuições diretamente no Plano CD. Esse Plano foi denominado "BSPS", que está fechado para novas adesões. Porém, caso optassem por transferir suas reservas diretamente para o Plano CD, teriam direito a uma contribuição especial, o que foi aceito por 94% dos participantes.

Em 31.12.2017, esse Plano possuía 20 participantes ativos (37 em 31.12.2016) e 70 aposentados e pensionistas em gozo de benefícios (54 em 31.12.2016).

c) Composição das obrigações com benefícios de aposentadoria

	Controladora e Consolidado					
	31.12.2017			31.12.2016		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Obrigações contratadas	15.666	181.924	197.590	13.843	178.797	192.640
Contribuição e custo do serviço corrente	159	-	159	211	89	300
Deficit não contratado	14.858	99.047	113.905	13.165	93.362	106.527
Passivo atuarial registrado	**30.683**	**280.971**	**311.654**	**27.219**	**272.248**	**299.467**

As obrigações com benefícios de aposentadorias reconhecidas no balanço patrimonial estão parcialmente cobertas por obrigações contratadas e/ou reconhecidas por meio de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo firmados pela Companhia com as respectivas Fundações.

A expectativa de liquidação dos valores contratados apresentados no passivo não circulante é esta:

	ELOS	PREVIG	Total
2019	12.949	3.119	16.068
2020	13.709	3.306	17.015
2021	14.513	3.505	18.018
2022	15.364	2.144	17.508
2023	16.266	1.463	17.729
2024 a 2028	74.145	227	74.372
2029 a 2032	21.214	-	21.214
	168.160	**13.764**	**181.924**

d) Demonstrativo das obrigações com benefícios de aposentadoria, líquidas

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC*	Total
31.12.2016					
Valor presente das obrigações	1.249.850	327.691	62.657	3.229	1.643.427
Valor justo dos ativos	(972.906)	(317.415)	(70.471)	-	(1.360.792)
Avaliação Atuarial	**276.944**	**10.276**	**(7.814)**	**3.229**	**282.635**
Excedente de obrigações contratadas	-	7.580	9.252	-	16.832
Passivo registrado em 31.12.2016	**276.944**	**17.856**	**1.438**	**3.229**	**299.467**
31.12.2017					
Valor presente das obrigações	1.307.730	347.174	64.533	3.265	1.722.702
Valor justo dos ativos	(1.016.086)	(331.842)	(75.296)	-	(1.423.224)
Avaliação Atuarial	**291.644**	**15.332**	**(10.763)**	**3.265**	**299.478**
Excedente de obrigações contratadas	-	215	11.961	-	12.176
Passivo registrado em 31.12.2017	**291.644**	**15.547**	**1.198**	**3.265**	**311.654**

(*) Gratificação de Confidencialidade.

e) Composição dos ativos dos planos por natureza de investimentos, em 31.12.2017

	Planos		
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS
Renda fixa	93,3%	98,4%	100,0%
Empréstimos	3,0%	1,6%	-
Imóveis	3,2%	-	-
Outros	0,5%	-	-
	100,0%	**100,0%**	**100,0%**
Variações do valor de mercado dos ativos	8,5%	7,0%	6,1%

Os ativos de renda fixa são compostos, predominantemente, por Títulos Públicos Federais, substancialmente, as Notas do Tesouro Nacional (NTN).

f) Mutação do passivo atuarial

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC	Total
Passivo registrado em 01.01.2016	**255.001**	**18.516**	**1.520**	**2.704**	**277.741**
Contribuição e custo do serviço corrente	(105)	(818)	(310)	(752)	(1.985)
Pagamentos de obrigações contratadas	(16.282)	(3.387)	(306)	-	(19.975)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	34.034	1.968	166	263	36.431
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:					
Ajuste pela experiência demográfica	55.952	19.417	6.782	922	83.073
Mudanças nas premissas financeiras	150.714	33.119	6.591	90	190.514
Mudanças nas premissas demográficas	(11.632)	5.312	(89)	2	(6.407)
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	(139.051)	(42.972)	(9.593)	-	(191.616)
Mudanças nos limites de superavit e deficit	-	(13.299)	(3.323)	-	(16.622)
Equacionamento de deficit assumido pelos participantes	(51.687)	-	-	-	(51.687)
	4.296	**1.577**	**368**	**1.014**	**7.255**
Passivo registrado em 31.12.2016	**276.944**	**17.856**	**1.438**	**3.229**	**299.467**
Contribuição e custo do serviço corrente	982	(1.002)	(8)	(484)	(512)
Pagamentos de obrigações contratadas	(21.899)	(3.502)	(316)	-	(25.717)
Juros líquidos sobre passivo/ativo atuarial líquido	29.314	1.718	140	274	31.446
Perdas (Ganhos) na remensuração do passivo líquido:					
Ajuste pela experiência demográfica	61.645	(217)	3.306	177	64.911
Mudanças nas premissas financeiras	2.221	16.387	(1.241)	(2)	17.365
Mudanças nas premissas demográficas	(16.152)	(5.654)	(2.654)	71	(24.389)
Retorno sobre os ativos inferior à taxa de desconto	(33.919)	(1.840)	(1.154)	-	(36.913)
Mudanças nos limites de superavit e deficit	-	(8.199)	1.687	-	(6.512)
Equacionamento de deficit assumido pelos participantes	(7.492)	-	-	-	(7.492)
	6.303	**477**	**(56)**	**246**	**6.970**
Passivo registrado em 31.12.2017	**291.644**	**15.547**	**1.198**	**3.265**	**311.654**

g) Despesas líquidas a serem reconhecidas no resultado ao longo do ano de 2018

	Planos				
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC	Total
Juros sobre os passivos, líquidos dos ativos	26.258	1.288	98	224	27.868
Custo do serviço corrente	-	63	-	131	194
Despesas líquidas	**26.258**	**1.351**	**98**	**355**	**28.062**

h) Premissas atuariais adotadas

Premissas	31.12.2017	31.12.2016
Taxa de desconto e de retorno implícito (a.a.)		
Plano ELOS BD	9,4%	11,0%
Plano PREVIG BD	9,4%	11,0%
Plano PREVIG BSPS	9,5%	11,0%
GC	8,6%	12,3%
Inflação	4,0%	5,0%
Crescimento salarial futuro (a.a.)		
Planos ELOS BD, PREVIG BD e GC	4,0%	5,0%
Plano PREVIG BSPS	4,6%	5,0%
Crescimento dos benefícios (a.a.)	4,0%	5,0%
Fator de capacidade (salários e benefícios)	100,0%	100,0%

Hipóteses	31.12.2017	31.12.2016
Tábua de Mortalidade (ativos)		
Plano ELOS BD	AT-2000 (unissex, sendo 33,53% feminino e 66,47% masculino)	AT-2000 (unissex, sendo 31,38% feminino e 68,62% masculino)
Planos PREVIG BD e BSPS e GC	AT-2000 (masculina, suavizada em 10%)	AT-2000 (por sexo, suavizada 10%)
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-1983 (IAM) Masculina	AT-1983 (IAM) Masculina
Tábua de Entrada em Invalidez	Light Média	Light Média
Tábua de Rotatividade	Nula	Nula
% de ativos casados na data da aposentadoria		
Planos PREVIG BD e BSPS	85	85
Idade de Aposentadoria	1ª data a completar todas as carências	1ª data a completar todas as carências
Diferença de idade entre participante e cônjuge		
Plano PREVIG BSPS	Esposas 4 anos mais jovens que os maridos	Esposas 4 anos mais jovens que os maridos
Plano PREVIG BD	Esposas 5 anos mais jovens que os maridos	Esposas 5 anos mais jovens que os maridos

A premissa de composição familiar ("Família Média") é adotada especificamente nas projeções relativas aos participantes em atividade, sendo que para as projeções relativas aos assistidos dos planos (aposentados e pensionistas), considerou-se as informações constantes nas bases cadastrais ("Família Real").

Não foi adotada premissa de composição familiar para o Plano ELOS BD, pois todos os compromissos com os dependentes foram projetados considerando as informações constantes na base cadastral ("Família Real"), inclusive os três participantes ativos, os quais estão em Benefício Proporcional Diferido (BPD) e já podem solicitar o início do recebimento do benefício.

i) Análise de sensibilidade

	Planos			
	ELOS BD	PREVIG BD	PREVIG BSPS	GC
Efeito no valor presente das obrigações				
Aumento de 0,1 p.p. na taxa de desconto	(11.592)	(3.390)	(672)	(12.382)
Redução de 0,1 p.p. na taxa de desconto	11.771	3.449	685	12.537

j) Benefício de Gratificação de Confidencialidade

Consiste no pagamento de uma remuneração aos empregados da carreira gerencial, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.

k) Plano de Contribuição Definida (CD)

Além do Plano BD e BSPS, a PREVIG administra o Plano CD, onde o custeio dos benefícios é constituído por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados, limitada a um teto conforme regulamento do plano. O patrimônio do Plano CD em 31.12.2017 era R$ 920.273 (R$ 820.619 em 31.12.2016).

NOTA 26 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

O imposto de renda e a contribuição social diferidos, ativo e passivo, estão apresentados de forma líquida, como segue:

a) Composição

	Controladora				
	31.12.2017				31.12.2016
Natureza dos créditos	Base de cálculo	IR	CS	Total	Total
Passivo:					
Depreciação acelerada	794.763	198.691	71.529	270.220	223.602
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	609.259	152.315	54.833	207.148	226.058
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	107.456	26.864	9.671	36.535	36.535
Encargos financeiros capitalizados	66.487	16.622	5.984	22.606	22.562
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	36.920	9.230	3.323	12.553	13.303
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	12.282	3.071	1.105	4.176	-
Outros	4.221	1.055	380	1.435	1.143
		407.848	**146.825**	**554.673**	**523.203**
Ativo:					
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	129.166	32.292	11.625	43.917	43.917
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	122.797	30.699	11.052	41.751	53.417
Obrigações com benefícios de aposentadoria	114.021	28.505	10.262	38.767	36.306
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	103.763	25.941	9.339	35.280	36.603
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	73.096	18.274	6.579	24.853	99.523
Remuneração das Imobilizações em Curso (RIC)	62.435	15.609	-	15.609	19.247
Outros	42.036	10.509	3.783	14.292	20.078
		161.829	**52.640**	**214.469**	**309.091**
Valor líquido		**246.019**	**94.185**	**340.204**	**214.112**

Natureza dos créditos	Consolidado				
	31.12.2017				31.12.2016
	Base de cálculo	IR	CS	Total	Total
Passivo:					
Depreciação acelerada	987.631	246.908	88.887	335.795	277.274
Custo atribuído ao imobilizado (valor justo)	609.259	152.315	54.833	207.148	226.058
Encargos financeiros capitalizados	360.217	90.054	32.420	122.474	66.553
Venda no MAE (atual CCEE) não realizada	107.456	26.864	9.671	36.535	36.535
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	36.920	9.230	3.323	12.553	13.303
Remuneração do ativo financeiro de concessão	34.935	8.734	3.144	11.878	-
Amortização da parcela alocada em ativo financeiro de concessão	26.691	6.673	2.402	9.075	-
Ganhos não realizados em operações de *hedge*	12.282	3.071	1.105	4.176	1.175
Outros	4.221	1.055	380	1.435	1.143
		544.904	**196.165**	**741.069**	**622.041**
Ativo:					
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	131.305	32.826	11.817	44.643	44.643
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	121.837	30.459	10.965	41.424	52.816
Obrigações com benefícios de aposentadoria	114.021	28.505	10.262	38.767	36.306
Ajuste a valor justo em combinação de negócios	103.763	25.941	9.339	35.280	36.603
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	78.388	19.597	7.055	26.652	100.794
Remuneração das Imobilizações em Curso (RIC)	62.435	15.609	-	15.609	19.247
Receita de Retorno de Bonificação pela Outorga (RBO)	52.332	13.083	4.710	17.793	-
Ajuste a valor justo do ativo imobilizado	34.091	8.523	3.068	11.591	12.791
Prejuízo fiscal e base negativa de CS	40.358	10.090	3.632	13.722	-
Ganhos em operações de *hedge* capitalizados	-	-	-	-	15.677
Outros	54.305	13.558	4.907	18.465	28.524
		198.191	**65.755**	**263.946**	**347.401**
Valor líquido		**346.713**	**130.410**	**477.123**	**274.640**
Classificação no balanço patrimonial					
Passivo		369.329	138.576	507.905	311.331
Ativo[33]		(22.616)	(8.166)	(30.782)	(36.691)
Total		**346.713**	**130.410**	**477.123**	**274.640**

b) Mutação do imposto de renda e da contribuição social diferidos, líquidos

	Controladora	Consolidado
Saldos em 01.01.2016	**369.210**	**543.768**
Impostos diferidos no resultado	(152.631)	(117.913)
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	(2.467)	(151.215)
Saldos em 31.12.2016	**214.112**	**274.640**
Impostos diferidos no resultado	128.462	199.261
Impostos diferidos em outros resultados abrangentes	(2.370)	3.222
Saldos em 31.12.2017	**340.204**	**477.123**

[33] Valor apresentado na rubrica "Outros ativos não circulantes"

c) Expectativa de realização e exigibilidade

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2018	50.739	65.022	55.322	67.788
2019	56.018	43.492	69.364	46.407
2020	12.058	19.066	19.737	25.639
2021	10.166	36.251	12.738	42.827
2022	11.730	39.336	14.152	45.764
2023	10.880	28.529	13.173	34.823
2024 a 2028	33.060	133.470	42.119	186.759
2029 a 2033	28.905	121.091	36.428	175.727
2034 em diante	913	68.416	913	115.335
	214.469	**554.673**	**263.946**	**741.069**

NOTA 27 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R$ 5.000.000, por deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária. Conforme o regulamento de listagem do Novo Mercado da B3, a Companhia não poderá emitir ações preferenciais ou partes beneficiárias.

A Companhia não possui ações em tesouraria e não efetuou transação envolvendo compra e venda de ações de sua emissão nos exercícios de 2017 e 2016.

b) Capital social subscrito e integralizado

O capital social da Companhia, em 31.12.2017 e 31.12.2016, é R$ 2.829.056, totalmente subscrito e integralizado, representado por 652.742.192 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal.

O valor patrimonial da ação em reais, em 31.12.2017 é R$ 10,47 (R$ 10,13 por ação em 31.12.2016).

O quadro societário da Companhia, em 31.12.2017 e 31.12.2016, era este:

Acionistas	Participação no Capital
ENGIE Brasil Participações Ltda.	68,71%
Banco Clássico S.A.	10,00%
Demais acionistas	21,29%
	100,00%

Em 31.12.2017 e 31.12.2016, a quantidade de ações da Companhia em poder de seus administradores era 374.628 e 374.328 ações, respectivamente.

c) Reservas de lucros

c.1) Reserva legal

Do lucro líquido do exercício, 5% são aplicados, antes de qualquer outra destinação, na constituição da reserva legal, que não excederá a 20% do capital social da Companhia. A referida reserva tem a finalidade de assegurar a integridade do capital social e somente poderá ser utilizada para compensar prejuízos ou aumentar o capital social.

c.2) Reservas de incentivos fiscais

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.

c.3) Reserva de retenção de lucros

A reserva é constituída, com base em orçamento de capital, com a finalidade de financiar a implantação de novas usinas, a manutenção do parque produtivo e a possível aquisição de participação em outras sociedades.

d) Ajustes de avaliação patrimonial

d.1) Custo atribuído

Conforme previsto nas normas contábeis, a Companhia reconheceu o ajuste do valor justo do ativo imobilizado na data da adoção inicial dos CPC, em 01.01.2009. A contrapartida do referido ajuste, líquido do imposto de renda e da contribuição social diferidos, foi registrada na rubrica "Ajuste de avaliação patrimonial", no patrimônio líquido. A realização dessa reserva é registrada em contrapartida da conta "Lucros acumulados", na medida em que a depreciação ou a baixa do ajuste a valor justo do imobilizado é reconhecida no resultado da Companhia.

d.2) Outros resultados abrangentes

A conta registra estas variações dos valores justos, líquidos do imposto de renda e da contribuição social diferidos: (i) obrigações com os benefícios de aposentadoria dos planos de benefícios definidos patrocinados pela Companhia; e (ii) *hedges* de fluxo de caixa sobre compromissos futuros em moeda estrangeira firmados pela Companhia.

e) Participação de acionista não controlador

Refere-se à participação acionária de terceiros de 5% no capital social da controlada indireta Ibitiúva.

f) Lucro líquido básico e diluído

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Lucro líquido do período	2.003.412	1.547.303	2.004.559	1.548.301
Média ponderada de ações ordinárias	652.742.192	652.742.192	652.742.192	652.742.192
Lucro por ação básico e diluído – em R$	3,0692	2,3705	3,0710	2,3720

A Companhia não possui ações com efeitos diluidores no exercício apresentado, motivo pelo qual não há diferença entre o lucro por ação básico e diluído.

NOTA 28 – DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

a) Cálculo

	31.12.2017	31.12.2016
Base de cálculo dos dividendos ajustada		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	2.003.412	1.547.303
Reserva legal	-	(76.658)
Reserva de incentivos fiscais	(37.614)	(17.703)
Realização do custo atribuído do imobilizado em lucros acumulados	34.375	34.399
Lucro líquido do exercício ajustado para fins de dividendos	**2.000.173**	**1.487.341**
Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre	938.918	645.197
Juros sobre o capital próprio, líquidos do imposto de renda retido	361.319	368.160
Dividendos adicionais propostos	636.755	409.644
Subtotal	**1.936.992**	**1.423.001**
Imposto de renda retido sobre os juros sobre o capital próprio	63.181	64.340
Total dos dividendos e juros sobre o capital próprio anuais	**2.000.173**	**1.487.341**
Percentual do lucro líquido ajustado	**100%**	**100%**
Dividendos e juros sobre o capital próprio por ação ordinária (em reais)	**3,0642635985**	**2,2786046398**

b) Mutação de dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar[34]

	Controladora	Consolidado
Saldos em 01.01.2016	**315.594**	**317.145**
Dividendos e juros sobre o capital próprio aprovados	1.287.196	1.287.291
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(1.162.928)	(1.164.012)
Transferência – Dividendos não reclamados	(4.044)	(4.044)
Saldos em 31.12.2016	**435.818**	**436.380**
Dividendos e juros sobre o capital próprio aprovados	1.773.062	1.773.245
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(838.155)	(838.621)
Transferência – Dividendos não reclamados	(7.307)	(7.307)
Saldos em 31.12.2017	**1.363.418**	**1.363.697**

c) Política de dividendos

A política de dividendos estabelecida no Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição de dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei n° 6.404/76, bem como estabelece a intenção de pagar em cada ano-calendário, dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em valor não inferior a 55% do lucro líquido ajustado, em distribuições semestrais.

[34] Os valores incluem o montante de imposto de renda retido sobre juros sobre capital próprio.

d) Distribuições realizadas e proposta relativa ao lucro líquido do exercício de 2017

d.1) Dividendos intercalares relativos ao primeiro semestre

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 27.07.2017, aprovou a distribuição de dividendos intercalares, com base nas demonstrações contábeis levantadas em 30.06.2017, no valor de R$ 938.918, correspondente a R$ 1,4384206188 por ação. O início dos pagamentos dos referidos dividendos ocorreu em 10.01.2018.

d.2) Juros sobre o capital próprio

Em 26.10.2017, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de juros sobre o capital próprio relativo ao período de 01.01.2017 a 31.12.2017, no valor bruto de R$ 424.500, correspondente a R$ 0,6503333249 por ação.

O crédito dos juros sobre o capital próprio da Companhia foi registrado contabilmente em 31.12.2017, com base na posição acionária de 09.11.2017. As ações da Companhia foram negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 10.11.2017.

Os juros, líquidos do imposto de renda retido na fonte, foram imputados aos dividendos obrigatórios e serão pagos em data a ser posteriormente definida pela Diretoria Executiva da Companhia.

d.3) Dividendos adicionais propostos

A Companhia encaminhou para aprovação do Conselho de Administração, na reunião de 22.02.2018, a proposta de pagamento de dividendos adicionais sobre o lucro líquido do exercício de 2017, no valor de R$ 636.755 (R$ 0,9755096548 por ação).

O valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em lei ou outro instrumento legal, ainda não aprovado em Assembleia Geral, é apresentado e destacado no patrimônio líquido. Esses dividendos excedem o mínimo obrigatório e, portanto, estarão apresentados na conta do patrimônio líquido, denominada "Dividendos adicionais propostos", até a sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária – AGO.

NOTA 29 – CONCILIAÇÃO DA RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Em atendimento às exigências do CPC 30 – Receitas, na tabela a seguir apresenta-se a conciliação entre a receita operacional bruta e a receita operacional líquida:

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
RECEITA OPERACIONAL BRUTA				
Distribuidoras de energia elétrica	2.269.042	2.493.558	2.965.171	3.434.891
Comercializadoras de energia elétrica	1.950.123	1.800.412	670.578	362.043
Consumidores livres	268.437	272.675	3.496.497	3.133.989
Transações no mercado de curto prazo	313.674	70.549	499.867	128.912
Remuneração do ativo financeiro de concessão	-	-	47.917	-
Outras receitas	73.793	90.735	54.880	67.631
	4.875.069	**4.727.929**	**7.734.910**	**7.127.466**
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL				
PIS e Cofins	(423.153)	(423.715)	(674.760)	(638.153)
ICMS	(11.980)	(10.248)	(11.980)	(10.248)
ISSQN	(1.807)	(1.705)	(1.807)	(1.705)
Pesquisa e desenvolvimento	(32.355)	(31.276)	(36.406)	(34.989)
	(469.295)	**(466.944)**	**(724.953)**	**(685.095)**
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**4.405.774**	**4.260.985**	**7.009.957**	**6.442.371**

Em 31.12.2017, a Companhia não possuía clientes que participavam individualmente com percentual superior a 5% da receita operacional líquida consolidada.

NOTA 30 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

a) Custos de produção de energia elétrica e dos serviços prestados

	Controladora				Consolidado			
	Produção de energia elétrica		Serviços prestados		Produção de energia elétrica		Serviços prestados	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Combustível	442.809	131.005	-	-	454.600	141.000	-	-
Depreciação e amortização	407.570	412.054	-	-	639.899	622.060	-	-
Pessoal	187.480	214.127	24.601	24.245	193.188	218.553	24.637	24.280
Material e serviço de terceiro	137.496	119.328	4.744	4.790	201.532	178.662	4.744	4.790
Royalties	101.375	166.037	-	-	117.298	190.898	-	-
(Reversão) Constituição de provisão, líquida	(241.097)	23.757	-	-	(239.950)	24.400	-	-
Outros	60.428	58.846	1.489	1.269	76.802	72.400	1.489	1.269
	1.096.061	**1.125.154**	**30.834**	**30.304**	**1.443.369**	**1.447.973**	**30.870**	**30.339**

Os custos com pessoal incluem, além dos salários e dos encargos sociais, os benefícios de auxílio à recuperação da saúde, o seguro de vida em grupo, o auxílio creche às colaboradoras, o vale alimentação e transporte, a previdência privada, os cursos e treinamentos, entre outros.

Pagamento baseado em ações

A ENGIE Brasil Energia não tem nenhum programa específico de pagamento baseado em suas ações. Entretanto, a sua controladora indireta ENGIE, sediada na França, mantém estes programas de ações para determinados executivos e empregados: (i) opção de compra de ações na Bolsa de Valores de Paris (França), estabelecido com base nas principais responsabilidades desenvolvidas pelos beneficiários; e (ii) prêmio em ações por desempenho ou bonificação. Adicionalmente há o programa de cessão de ações gratuitas que abrange todos os empregados.

Os programas de opções de compras de ações e de prêmio em ações por desempenho têm vigência de 4 ou 5 anos e seus valores estão vinculados ao atingimento de determinados índices financeiros da ENGIE. Por conta da conjuntura econômica mundial, tem-se verificado ao longo dos anos uma redução nos valores de mercado dessas opções de compra e das ações por desempenho, o que possivelmente influenciará o exercício das opções e a obtenção do benefício das ações por desempenho nos seus vencimentos.

Os custos envolvidos nesses programas são irrelevantes e integralmente pagos pela ENGIE, não cabendo à ENGIE Brasil Energia nenhum desembolso relativo a eles.

b) Despesas com vendas, gerais e administrativas

	Controladora				Consolidado			
	Com vendas		Gerais e administrativas		Com vendas		Gerais e administrativas	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Pessoal	7.082	5.930	73.827	76.785	7.082	5.930	74.574	77.444
Administradores	-	-	24.832	22.030	-	-	26.331	22.143
Material e serviço de terceiro	278	325	45.564	39.818	3.944	4.588	46.261	40.639
Depreciação e amortização	-	-	9.017	8.155	-	-	9.048	8.186
Aluguéis	92	85	6.116	5.966	92	85	7.605	8.009
Fundos de pensão	-	-	7.777	6.473	-	-	7.777	6.473
Contribuições e doações	3.048	3.135	6.335	6.639	5.305	5.427	7.345	7.334
(Reversão) Constituição de provisão, líquida	-	-	(17.606)	1.117	-	-	(17.686)	1.074
Outros	11	249	17.389	13.187	924	1.216	17.362	13.946
	10.511	**9.724**	**173.251**	**180.170**	**17.347**	**17.246**	**178.617**	**185.248**

NOTA 31 – RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2017	2016	2017	2016
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	87.948	209.722	171.966	297.191
Juros sobre valores a receber	16.449	24.026	20.919	26.018
Variação monetária sobre depósitos judiciais	5.890	9.345	6.112	9.675
Renda de depósitos vinculados	1.066	1.231	19.324	21.866
Juros e variação monetária de decisão judicial	-	38.590	-	38.590
Outras receitas financeiras	3.400	4.338	5.162	4.581
	114.753	**287.252**	**223.483**	**397.921**
Despesas financeiras				
Juros e variação monetária sobre				
Concessões a pagar	214.188	333.194	220.742	341.315
Debêntures e notas promissórias	74.536	38.670	30.792	17.294
Empréstimos e financiamentos	67.405	83.174	127.297	178.500
Obrigações com benefícios de aposentadoria	31.446	36.431	31.446	36.431
Provisões	15.802	33.912	16.299	34.421
Hedge de valor justo sobre empréstimos	9.086	74.714	9.086	74.714
Transações no âmbito da CCEE	1.290	54.078	1.315	57.553
Outros	1.219	551	2.377	2.786
Variação cambial sobre				
Empréstimos	17.047	(181.654)	17.047	(181.654)
Hedge de valor justo sobre empréstimos	(17.047)	181.654	(17.047)	181.654
Ajuste a valor justo	1.735	1.986	1.735	1.986
Outras despesas financeiras	4.985	3.370	9.224	7.765
	421.692	**660.080**	**450.313**	**752.765**
Despesas financeiras, líquidas	**306.939**	**372.828**	**226.830**	**354.844**

NOTA 32 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

	Controladora			
	2017		2016	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	**2.408.587**	**2.408.587**	**1.893.431**	**1.893.431**
Alíquota nominal	25%	9%	25%	9%
Despesa às alíquotas nominais	**(602.147)**	**(216.773)**	**(473.358)**	**(170.409)**
Diferenças permanentes:				
Equivalência patrimonial	171.256	61.652	99.406	35.786
Juros sobre o capital próprio	106.125	38.205	108.125	38.925
Incentivos fiscais	40.695	-	20.119	-
Outros	(3.634)	(554)	(3.993)	(729)
	(287.705)	**(117.470)**	**(249.701)**	**(96.427)**
Composição dos tributos no resultado				
Corrente	(192.285)	(84.428)	(360.966)	(137.793)
Diferido	(95.420)	(33.042)	111.265	41.366
	(287.705)	**(117.470)**	**(249.701)**	**(96.427)**

	Consolidado			
	2017		2016	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	**2.623.380**	**2.623.380**	**2.066.773**	**2.066.773**
Alíquota nominal	25%	9%	25%	9%
Despesa às alíquotas nominais	**(655.845)**	**(236.104)**	**(516.693)**	**(186.010)**
Diferenças permanentes				
Juros sobre o capital próprio	106.125	38.205	108.125	38.925
Incentivos fiscais	68.275	-	20.119	-
Variação entre bases do lucro real e presumido	33.701	10.760	11.332	2.976
Outros	11.516	4.546	1.523	1.231
	(436.228)	**(182.593)**	**(375.594)**	**(142.878)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(288.743)	(130.817)	(461.356)	(175.029)
Diferido	(147.485)	(51.776)	85.762	32.151
	(436.228)	**(182.593)**	**(375.594)**	**(142.878)**

NOTA 33 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

a) Valores reconhecidos em contas patrimoniais

	ATIVO			PASSIVO		
	Contas a receber			Fornecedor		JCP[35]
	Energia	Serviços	Dividendos	Energia	Outros	dividendos
31.12.2017						
EBC	182.214	207	-	3.995	-	-
CEE	-	-	25.204	-	-	-
Itasa	-	1.438	2.562	9.539	-	-
Jaguara	-	-	1.548	-	-	-
Miranda	-	-	926	-	-	-
Ceste	-	1.640	-	-	-	-
ECP e controladas	-	6.068	-	-	-	-
ENGIE Participações	-	471	-	-	-	893.081
Geramamoré[36]	-	-	-	9.421	-	-
ESBR[37]	-	-	-	1.349	-	-
Outros	-	203	310	-	393	-
	182.214	**10.027**	**30.550**	**24.304**	**393**	**893.081**
31.12.2016	**155.125**	**4.039**	**167.202**	**13.382**	**965**	**297.180**

b) Valores reconhecidos em contas de resultado

	Receita			Custo	Despesa	
	Suprimento de energia	Serviços de O&M	Serviços de administração	Compra de energia	Serviços de terceiros	Receitas financeiras
31.12.2017						
EBC	1.950.123	-	387	35.429	-	-
CEE	1.253	-	387	-	-	-
Itasa	-	19.240	-	102.002	-	-
Ceste	-	21.832	-	-	-	-
Lages	4.293	2.671	226	-	-	-
Controladas ECP	242	-	2.549	-	-	-
Geramamoré	-	-	-	171.382	-	-
ESBR	-	-	-	15.173	-	-
Degremont[38]	-	-	-	-	2.547	-
Outras	-	-	387	-	1.492	-
	1.955.911	**43.743**	**3.936**	**323.986**	**4.039**	**-**
31.12.2016	**1.819.369**	**41.266**	**3.710**	**128.492**	**4.286**	**5.315**

As transações com partes relacionadas compreendem principalmente: (i) compra e venda de energia; (ii) serviços de operação e de manutenção de usinas; (iii) prestação de serviços administrativos; e (iv) garantias concedidas a terceiros.

[35] Juros sobre o capital próprio.
[36] Geramamoré Participações e Comercializadora de Energia Ltda.
[37] Energia Sustentável do Brasil.
[38] Degremont Tratamento de Águas Ltda.

c) Compromissos futuros

Os principais compromissos contratados com partes relacionadas, cujos registros no resultado ocorrerão em suas competências futuras, ao longo do prazo dos contratos, são estes:

c.1) Compra e venda de energia

Vendedor	Comprador	Vencimento	Índice de atualização anual	Data base de reajuste	Compromisso Futuro Base 31.12.2017
Projeto Trairí	EBC	2032	IPCA	Janeiro	1.809.292
Itasa	EBE	2030	IGP-M	Janeiro	806.098
Itasa	EBE	2030	Δ dólar + Inflação EUA	Outubro	631.533
ESBR	EBE	2042	IPCA	Janeiro	418.244
EBC	CEE	2041	IPCA	Janeiro	413.654
Geramamoré	EBC	2018	IPCA	Janeiro	137.322
EBC	EBE	2019	IGP-M	Janeiro	905

De acordo com a política comercial da Companhia, as vendas para consumidores livres são realizadas, preferencialmente, pela controlada direta EBC que, para atender aos seus compromissos contratuais, compra energia do Projeto Trairí e da parte relacionada Geramamoré.

No decorrer de 2017, a Companhia firmou contratos de compra de energia de curto prazo com a parte relacionada Geramamoré, com o propósito de gerenciamento de seu portfólio de energia. Estes contratos foram realizados em condições e por preços condizentes aos praticados no mercado.

c.2) Operação e manutenção

Parte relacionada	Vigência	Índice de atualização anual	Compromisso futuro Base 31.12.2017
Itasa	16.10.2030	IGP-M	278.434
Ceste	01.05.2025	INPC (80%) e IPCA (20%)	185.523
Lages	31.03.2018	Reajuste salarial	684

A Companhia tem a estratégia de concentrar na ENGIE Brasil Energia as atividades de operação e manutenção das usinas de suas controladas, sempre que elas não tiverem esses serviços contratados de terceiros. Os preços praticados têm como base os custos de pessoal da Companhia envolvido diretamente no desempenho dessas atividades.

c.3) Serviços administrativos e financeiros

Os serviços necessários às atividades administrativas das controladas diretas e indiretas são prestados pela ENGIE Brasil Energia. Os valores contratados são definidos com base no faturamento das controladas e reajustados anualmente pelo INPC. O valor anual contratado com suas controladas é R$ 6.404.

d) Garantias

A Companhia é interveniente de contratos de financiamentos firmados por suas controladas diretas e indiretas com o BNDES e os Bancos (Repasse BNDES). As principais garantias são estas:

Banco	Tipo de garantia	Valor da dívida em 31.12.2017
BNDES e Repasse BNDES (Bancos)	Caução da totalidade das ações de emissão das seguintes empresas: CEE, Ibitiúva, Trairí, Guajiru, Fleixeiras I, Mundaú, Ferrari, Cacimbas, Estrela, Ouro Verde e Santa Mônica.	1.745.168

e) Avais e fianças

A Companhia é avalista e fiadora de operações de compra de energia de determinadas controladas, cujo valor total, em 31.12.2017 é R$ 242.649. Os vencimentos das garantias estão programados desta forma: R$ 44.712 em 2018, R$ 5.994 em 2019, R$ 77.883 em 2020, R$ 44.167 em 2021, R$ 18.097 em 2022 e R$ 51.796 em 2023.

A Companhia também é avalista na emissão de notas promissórias, realizadas pelas controladas diretas Jaguara e Miranda, com vencimentos em 22.11.2018 e valor total de R$ 2.113.475.

Adicionalmente, a Companhia é fiadora da construção de três projetos vencedores do leilão de energia promovido pela Aneel em novembro de 2014 e 2015: a UTE Pampa Sul (294,5 MW médios), o Complexo Eólico Campo Largo (82,6 MW médios) e a Usina Fotovoltaica Assú V (30,0 MW médios) e do Leilão de Transmissão – Leilão nº 02/2017, promovido pela Aneel em 2017. Em 31.12.2017, o montante total dessas fianças é R$ 144.434, cujos vencimentos são: R$ 20.170 em 2018 e R$ 124.264 em 2019.

f) Mútuo entre Ibitiúva e Andrade Açúcar e Álcool (Andrade)

A controlada indireta Ibitiúva possui um contrato de mútuo com a Andrade – sua parte relacionada no Consórcio Andrade. O mútuo é atualizado pela variação do IPCA e o contrato vence em 2025. O saldo remanescente em 31.12.2017 é R$ 14.234 (R$ 15.574 em 31.12.2016).

g) Remuneração das pessoas chaves da Administração

A remuneração relacionada às pessoas chaves da administração em 31.12.2017 é R$ 22.784 (R$ 21.148 em 31.12.2016) na controladora e R$ 24.283 (R$ 21.161 em 31.12.2016) no consolidado. Os administradores não possuem remuneração baseada em ações da ENGIE Brasil Energia.

NOTA 34 – SEGUROS

a) Riscos operacionais e lucros cessantes

A Companhia é participante da apólice de seguro internacional de danos à propriedade e interrupção de negócios – *Property Damage and Business Interruption* (PDBI) – do programa de seguros de sua controladora ENGIE. A vigência do seguro vai até 31.05.2018 e o valor da cobertura é R$ 14.303.893 na controladora, e R$ 18.289.159 no consolidado, conforme demonstrado a seguir:

	Controladora		Consolidado	
Tipo de usina	Danos materiais	Lucro cessante	Danos materiais	Lucro cessante
Usinas hidrelétricas	9.028.399	1.964.594	13.298.853	2.216.443
Usinas termelétricas	2.189.807	1.074.887	2.189.807	1.074.888
Usinas complementares (eólicas, biomassa e PCH)	45.671	535	1.288.814	296.135
	11.263.877	**3.040.016**	**16.777.474**	**3.587.466**

O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de R$ 2.184.468, por evento.

b) Riscos de engenharia

Os projetos de construção da UTE Pampa Sul e do Complexo Eólico Campo Largo (Fase I) possuem seguro de risco de engenharia de R$ 1.830.000 e R$ 1.982.000, respectivamente, para todo o período da obra. Já a cobertura para o risco de responsabilidade civil é de R$ 190.000 e R$ 60.000, respectivamente.

c) Outras coberturas

A Companhia possui seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, responsabilidade civil de conselheiros, de diretores e de administradores, violência política e terrorismo, extensivos às suas controladas, bem como seguro de vida em grupo para os seus empregados e diretores.

d) Sinistros

Em abril de 2017, a Companhia sofreu sinistros na unidade geradora nº 2 da usina UTLA 1 do CTJL. Esta usina tem capacidade instalada de 100,0 MW, sendo composta por duas unidades geradoras idênticas de 50,0 MW cada uma, e capacidade comercial de 34,7 MW médios. A Companhia e a seguradora estão em fase de negociações quanto a avaliação das coberturas de danos materiais e de lucros cessantes decorrentes deste sinistro. A Companhia espera receber o valor no primeiro semestre de 2018.

Em dezembro de 2015, a Companhia sofreu sinistro em uma unidade geradora da Usina Hidrelétrica São Salvador (UHSA), gerando exposição de lucros cessantes de longo prazo (2016 a 2020) em função da atuação do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada (MRA). Em dezembro de 2017, a Companhia, após a evolução das negociações com a seguradora, reconheceu o valor de R$ 22.062 referente a indenização de lucros cessantes de 2016 e de 2017. A indenização de lucros cessantes de 2018 a 2020 será reconhecida concomitante à exposição gerada pelo MRA. A Companhia espera que o recebimento das respectivas indenizações ocorra a partir de 2018.

NOTA 35 – COMPROMISSOS DE LONGO PRAZO

A Companhia possui estes compromissos de longo prazo considerados relevantes:

a) Contrato de conexão

A Companhia e suas controladas CEE e Trairí mantêm contratos de conexão com a Eletrosul, a Furnas Centrais Elétricas S.A. (“Furnas”), a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (“Eletronorte”) e a Transmissora Delmiro Gouveia (“TDG”). As vigências dos contratos irão até a data de extinção das concessões e das autorizações das unidades geradoras vinculadas aos contratos.

Em 31.12.2017, o valor dos compromissos futuros decorrentes dos contratos de conexão é de R$ 176.740 (R$ 169.975 em 31.12.2016).

b) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST)

Para o uso do sistema de transmissão e da rede básica, a Companhia e suas controladas CEE e Itasa e os Complexos Eólicos Trairi e Santa Mônica mantêm contratos com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Os contratos têm vigência até o término das concessões ou das autorizações das usinas da Companhia.

Em 31.12.2017, o valor das obrigações futuras provenientes destes contratos totaliza R$ 6.052.024 (R$ 6.415.488 em 31.12.2016).

c) Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD)

Para as usinas que não estão conectadas diretamente à rede básica, são mantidos contratos de uso do sistema de distribuição com as distribuidoras de energia das regiões onde essas usinas estão instaladas. Os contratos normalmente têm vigência até a data da extinção das concessões ou das autorizações das usinas da Companhia.

Em 31.12.2017, o valor dos compromissos futuros derivados destes contratos totaliza R$ 165.340 (R$ 231.413 em 31.12.2016).

d) Contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica

De acordo com os dados acerca da garantia física e dos contratos de compra e venda em vigor, o balanço energético da Companhia mostra que a atual capacidade está com estes níveis de contratação nos próximos 6 anos:

	MW médios					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Recursos próprios	4.085	4.627	4.716	4.725	4.738	4.736
Compras	1.081	786	492	367	356	283
Disponibilidade total	5.166	5.413	5.208	5.092	5.094	5.019
Disponibilidade contratada	4.566	4.700	4.306	3.786	3.276	2.851
% Contratados	88,39%	86,83%	82,68%	74,35%	64,31%	56,80%

e) Contratos de operação e manutenção

A Companhia e sua controlada Ferrari e os Complexos Eólicos Trairí e Santa Mônica mantêm contratos de operação e manutenção com terceiros. Os compromissos futuros, na data base de 31.12.2017, são de R$ 245.389 (R$ 164.729 em 31.12.2016).

f) Modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório

Em 26.10.2017, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a modernização da Usina Hidrelétrica Salto Osório. O contrato foi assinado em 20.11.2017 com o fornecedor GE Energias Renováveis e irá resultar em um aumento na capacidade comercial da Usina de 13,9 MW médios. Os compromissos futuros são atualizados pelo IPCA e, na data base 31.12.2017, são de R$ 156.637.

g) Contratos para construção em andamento

g.1) Usina Termelétrica Pampa Sul ("Pampa Sul")

A Pampa Sul firmou contratos vinculados à construção de sua usina a carvão no estado do Rio Grande do Sul, após a comercialização de 294,5 MW médios, no leilão promovido pela Aneel em novembro de 2014, a serem entregues a partir de 01.01.2019. Os compromissos futuros referentes a esses contratos, na data base de 31.12.2017, são de R$ 303.544 (R$ 1.295.299 em 31.12.2016).

g.2) Complexo Eólico Campo Largo ("CECL")

O CECL assinou contratos relacionados à implantação de 11 parques eólicos no estado da Bahia, dos quais cinco participaram do leilão acima mencionado, tendo sido comercializados 69,2 MW médios, a serem entregues a partir de 01.01.2019. Os compromissos futuros relativos aos contratos de construção, na data base de 31.12.2017, são de R$ 1.339.070 (R$ 1.515.544 em 31.12.2016).

g.3) Complexo Eólico Umburanas

O Complexo Eólico Umburanas firmou contratos relacionados à implantação de 18 parques eólicos no estado da Bahia, com capacidade instalada de 360,0 MW, dos quais 257,5 MW serão destinados ao ACL e 102,5 MW foram comercializados no Leilão A-5/2014. O início do fornecimento deve ocorrer durante o ano de 2019. Os compromissos futuros correspondentes aos contratos de construção, na data base de 31.12.2017, são de R$ 1.405.637.

h) Repactuação do risco hidrológico

Em dezembro de 2015, a Companhia aderiu à repactuação do risco hidrológico de usinas cuja energia foi comercializada no ACR. Esta repactuação se deu por meio da transferência do risco hidrológico ao consumidor, mediante pagamento de prêmio de risco pela Companhia.

Com base no novo patamar de risco definido, o GSF correspondente ao ano de 2015 foi recalculado, resultando em um montante pago a maior que vem sendo compensado com os prêmios de risco devidos pela Companhia, calculados a valor presente. Os pagamentos futuros estimados desses prêmios de risco, após a compensação dos referidos montantes, em 31.12.2017, são de R$ 119.092 (R$ 116.204 em 31.12.2016).

NOTA 36 – INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES AO FLUXO DE CAIXA

As principais transações complementares ao fluxo de caixa foram as seguintes:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Dividendos destinados por controladas	421.649	287.674	-	-
Juros sobre o capital próprio creditados	424.500	432.500	424.500	432.500
Provisão de desembolsos futuros para aplicação no imobilizado	35.568	-	28.960	(4.967)
Compensação de imposto de renda e de contribuição social	33.216	103.475	45.367	133.092
Mensuração das obrigações com benefícios de aposentadoria apresentadas em outros resultados abrangentes	6.970	7.255	6.970	7.255
Juros e variação monetária capitalizados	2.189	16.824	169.184	113.557
Fornecedores de imobilizado e de intangível	(9.757)	(13.035)	23.298	(27.035)
Ativo não circulante mantido para venda	-	-	16.035	339.641
Passivo não circulante mantido para venda	-	-	14.177	159.496
Valores a pagar vinculados à aquisição de investimentos	-	-	12.152	11.698

- Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais

O montante de R$ 2.499.450, pago pela bonificação pela outorga das concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguara e Miranda, classificado no balanço patrimonial consolidado da Companhia na rubrica de "Ativo financeiro de concessão", foi apresentado como fluxo de caixa das atividades operacionais na demonstração do fluxo de caixa consolidado. O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais consolidado, expurgando-se tal pagamento não recorrente totalizaria o montante de R$ 2.831.252. Cabe mencionar que os fluxos de caixa futuros decorrentes do recebimento deste ativo irão incrementar o caixa líquido gerado pelas atividades operacionais.

NOTA 37 – EVENTOS SUBSEQUENTES

a) Aprovação de contratação de financiamentos

Em 25.01.2018, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a contratação de financiamento, junto ao BNDES, para implantação do Complexo Eólico Campo Largo – Fase I, no montante de R$ 1.039.100. A Companhia está cumprindo com as obrigações prévias, enviando os documentos necessários, para então celebrar o contrato de financiamento.
Adicionalmente, na reunião de 22.02.2018, o Conselho de Administração aprovou a contratação de financiamento, junto ao BNDES, para implantação da UTE Pampa Sul, no montante de R$ 728.950.

b) Revogação da autorização da Usina Termelétrica William Arjona

Em 20.02.2018, em atendimento à solicitação da Companhia, a Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG da Aneel revogou a autorização da Usina Termelétrica William Arjona, cujas operações estavam paralisadas desde o início de 2017.

c) Dividendos adicionais propostos

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 22.02.2018, aprovou a proposta de dividendos adicionais sobre o lucro ajustado do exercício findo em 31.12.2017, no montante de R$ 636.755, ou R$ 0,9755096548 por ação. Tal proposta deverá ser ratificada pela AGO, a quem caberá definir as condições de pagamento dos dividendos.

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Os diretores da Companhia declaram que examinaram, discutiram e revisaram todas as informações contidas nas Demonstrações Contábeis da Companhia (individual e consolidada), bem como, concordam com a opinião dos auditores independentes da Companhia, Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, referenciadas no Relatório dos Auditores Independentes a seguir apresentado.

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

Carlos Henrique Boquimpani de Freitas
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Marco Antônio Amaral Sureck
Diretor de Comercialização de Energia

Gustavo Henrique Labanca Novo
Diretor de Desenvolvimento de Negócios

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Geração

Edson Luiz da Silva
Diretor de Estratégia e Regulação

Júlio César Lunardi
Diretor Administrativo

Florianópolis, 22 de fevereiro de 2018.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr
Presidente

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Vice-Presidente

Pierre Jean Bernard Guiollot
Conselheiro

Paulo Jorge Tavares Almirante
Conselheiro

Dirk Achiel Marc Beeuwsaert
Conselheiro

José Carlos Cauduro Minuzzo
Conselheiro

Roberto Henrique Tejada Vencato
Conselheiro

José Pais Rangel
Conselheiro

Antonio Alberto Gouvêa Vieira
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Eduardo Antonio Gori Sattamini
Diretor-Presidente

Carlos Henrique Boquimpani de Freitas
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Marco Antônio Amaral Sureck
Diretor de Comercialização de Energia

Gustavo Henrique Labanca Novo
Diretor de Desenvolvimento de Negócios

José Luiz Jansson Laydner
Diretor de Geração

Edson Luiz da Silva
Diretor de Estratégia e Regulação

Júlio César Lunardi
Diretor Administrativo

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Marcelo Cardoso Malta
Gerente do Departamento de Contabilidade
Contador - CRC RJ 072259/O-5 T-SC

Deloitte Touche Tohmatsu
Rua Dona Francisca, 260 - salas 1.504
89201-250 - Joinville - SC
Brasil

Tel: + 55 (47) 3025-5155
Fax: + 55 (47) 3328-5155
www.deloitte.com.br

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Engie Brasil Energia S.A.
Florianópolis - SC

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis, individuais e consolidadas, da Engie Brasil Energia S.A. ("Companhia"), identificadas como Controladora e Consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Opinião sobre as demonstrações contábeis individuais

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Engie Brasil Energia S.A. em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião sobre as demonstrações contábeis consolidadas

Em nossa opinião as demonstrações contábeis consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Engie Brasil Energia S.A. em 31 de dezembro de 2017, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Base para opinião

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

A Deloitte refere-se a uma ou mais entidades da Deloitte Touche Tohmatsu Limited, uma sociedade privada, de responsabilidade limitada, estabelecida no Reino Unido ("DTTL"), sua rede de firmas-membro, e entidades a ela relacionadas. A DTTL e cada uma de suas firmas-membro são entidades legalmente separadas e independentes. A DTTL (também chamada "Deloitte Global") não presta serviços a clientes. Consulte www.deloitte.com/about para obter uma descrição mais detalhada da DTTL e suas firmas-membro.

A Deloitte oferece serviços de auditoria, consultoria, assessoria financeira, gestão de riscos e consultoria tributária para clientes públicos e privados dos mais diversos setores. A Deloitte atende a quatro de cada cinco organizações listadas pela Fortune Global 500®, por meio de uma rede globalmente conectada de firmas-membro em mais de 150 países, trazendo capacidades de classe global, visões e serviços de alta qualidade para abordar os mais complexos desafios de negócios dos clientes. Para saber mais sobre como os cerca de 225.000 profissionais da Deloitte impactam positivamente nossos clientes, conecte-se a nós pelo Facebook, LinkedIn e Twitter.

© 2018 Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados.

Principais assuntos de auditoria

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

Reconhecimento de receita

Conforme descrito na nota explicativa nº 29 às demonstrações contábeis, a receita da Companhia decorre substancialmente do suprimento de energia elétrica. Esse assunto foi considerado como significativo para a nossa auditoria, em função do volume e especificidade dos contratos de suprimento de energia, processos que suportam seu reconhecimento, a dependência de sistemas e respectivos controles internos.

Nossos procedimentos de auditoria sobre o reconhecimento de receita incluíram, dentre outros: (i) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade das atividades de controles internos da Companhia relacionados ao processo da Administração para mensurar o montante da receita de suprimento de energia elétrica a ser reconhecida de acordo com os requerimentos contábeis e com as condições contratuais; (ii) envolvimento de nossos especialistas em Tecnologia da Informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados para registro de tais montantes; (iii) testes dos contratos de suprimento de energia, por amostragem, considerando suas especificidades e registro contábil; (iv) teste de recebimento subsequente de faturas, por amostragem; (v) teste sobre as receitas não faturadas, avaliando o processo de estimativa da Administração; e (vi) avaliação se as divulgações efetuadas pela Administração estão apropriadas.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos, consideramos que o processamento, o registro e o reconhecimento da receita realizados pela Companhia, assim como as respectivas divulgações, estão adequados, no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Ativo financeiro de concessão (Controladas Jaguara e Miranda)

Conforme descrito na nota explicativa nº 10 às demonstrações contábeis, o ativo financeiro de concessão é mensurado no início da concessão pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros decorrentes das parcelas a serem liquidadas, e posteriormente mantido ao custo amortizado com base na taxa de juros utilizada para o cálculo do valor presente. O contrato de concessão estabelece uma divisão para a destinação de utilização da capacidade instalada das usinas de Jaguara e Miranda (SPEs controladas pela Engie Brasil Energia) de 70% ao Ambiente de Contratação Regulada ("ACR") e 30% ao Ambiente de Contratação Livre ("ACL"). A parcela destinada ao ACR é garantida pelo Poder Concedente e não possui risco de demanda. Esse assunto foi considerado como significativo para a nossa auditoria, tendo em vista o alto grau de julgamento e complexidade na determinação dos fatores e das premissas por parte da Administração, atreladas ao processo de mensuração do ativo financeiro de concessão, assim como a relevância dos valores envolvidos.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade das atividades de controles internos da Companhia relacionados aos cálculos do ativo financeiro de concessão; (ii) discussão das premissas, incluindo a taxa de desconto, utilizadas no cálculo do ativo financeiro de concessão com a Administração da Companhia; (iii) obtenção das planilhas de cálculo preparadas pela Companhia para confronto com os registros efetuados no sistema contábil, com a adequada classificação do ativo financeiro de concessão (contas a receber) e ativo intangível e segregação entre ativo circulante e não circulante; (iv) recálculo do ativo financeiro de concessão, com o envolvimento dos nossos especialistas em valorização; e (v) avaliação se as divulgações efetuadas pela Administração estão apropriadas.

© 2018 Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos, consideramos que a mensuração do ativo financeiro de concessão e a consequente segregação entre ativo financeiro de concessão e ativo intangível e segregação entre ativo circulante e não circulante, realizados pela Companhia, assim como as respectivas divulgações, estão adequadas no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Provisões (para litígios)

Conforme divulgado na nota explicativa nº 24, a Companhia é ré em uma série de processos judiciais relacionados a discussões cíveis, fiscais e trabalhistas, os quais envolvem montantes elevados. Na determinação dos montantes a serem contabilizados para fazer frente a estes riscos, bem como dos montantes de riscos possíveis e remotos divulgados nas demonstrações contábeis, a Administração aplica um alto julgamento que requer a utilização de conhecimento técnico e histórico da Companhia, análise de jurisprudências e análise individualizada dos processos.

Para responder a este principal assunto de auditoria, nossos procedimentos incluíram: (i) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade dos controles internos relevantes sobre as contingências, especificamente na determinação das provisões para referidos riscos, (ii) testes, com o auxílio de nossos especialistas em tecnologia da informação, sobre os controles e sistema informatizados utilizados pela Administração e seus assessores jurídicos externos para controlar e avaliar as provisões, (iii) execução de teste da integridade e exatidão da base de dados utilizada pela administração para desenvolvimento das estimativas dos prognósticos de perda dos processos, (iv) confirmação independente com os assessores jurídicos externos e patronos dos processos quanto à classificação do risco de perda, à fase processual e ao valor envolvido, e (v) desafio às premissas e aos julgamentos utilizados pela Administração no desenvolvimento destas estimativas. Analisamos, também, a adequação das divulgações relacionadas a tais processos e provisões incluídas na nota explicativa nº 24.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos, consideramos que a mensuração da provisão para litígios, realizada pela Companhia, assim como as respectivas divulgações, estão adequadas no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Auditoria dos valores relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016

Os valores relativos as demonstrações contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016, foram examinados por outros auditores independentes, que emitiram relatório de auditoria datado de 23 de fevereiro de 2017, sem ressalvas.

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações contábeis da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações contábeis e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

© 2018 Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados

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

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreende o relatório da administração. Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis, não abrange o relatório da administração e, portanto, não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis, nossa responsabilidade é a de ler o relatório da administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há uma distorção relevante no relatório da administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações contábeis

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (*IFRS*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis

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

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

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

© 2018 Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados

- Obtivemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluído que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtivemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do Grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações contábeis individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

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

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

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

Joinville, 22 de fevereiro de 2018

Deloitte Touche Tohmatsu
DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC 2SP 011.609/O-8 "F" SC

Fernando de S L
Fernando de Souza Leite
Contador
CRC 1PR 050.422/O-3

© 2018 Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia, os Senhores Paulo de Resende Salgado, Carlos Guerreiro Pinto e Manoel Eduardo Lima Lopes, abaixo assinados, após examinarem o Relatório Anual da Administração, as Demonstrações Contábeis e a proposta da Administração sobre a destinação dos lucros relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017 para reserva legal; reserva de incentivos fiscais; e distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio, com base no relatório dos auditores independentes, a Deloitte Touche Tohmatsu, emitido em 22 de fevereiro de 2018, sobre essas demonstrações contábeis, declaram que os mesmos representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da ENGIE Brasil Energia S.A., em 31 de dezembro de 2017, estando em condições de serem apreciados pela Assembleia Geral dos Acionistas da Companhia.

Rio de Janeiro, 22 de fevereiro de 2018.

Paulo de Resende Salgado
Conselheiro Presidente

Carlos Guerreiro Pinto
Conselheiro

Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro