

Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A
Notas explicativas às demonstrações financeiras para o
exercício findo em 31 de dezembro de 2018

(Em milhares de reais, exceto quando indicado o contrário)

1 Contexto operacional

A Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (Companhia ou EMT), é uma sociedade por ações de capital aberto, concessionária distribuidora de energia elétrica, sob o controle acionário da Rede Energia Participações S.A. ("REDE"), que atua na área de distribuição de energia elétrica além, da geração própria de energia por meio de usinas térmicas para o atendimento a sistemas isolados em sua área de concessão que abrange todo o Estado de Mato Grosso com 903.378 km², atendendo 1.403.565 consumidores (informação fora do escopo dos auditores independentes) em 141 municípios. A Companhia possui sede na cidade de Cuiabá, Estado de Mato Grosso e obteve registro de Companhia aberta na CVM em 25 de outubro de 1994.

Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica:

Em 11 de dezembro de 1997, foi outorgado à Companhia concessão para distribuição de energia elétrica em 141 municípios no Estado de Mato Grosso, pelo prazo de 30 anos. O contrato de concessão já foi homologado junto à ANEEL, podendo ser prorrogado por uma única vez, pelo mesmo período, conforme Lei 12.783/2013.

Além do contrato de distribuição acima mencionado, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração nº 04/1997 de 1 Usina Termelétrica, com a respectiva subestação associada, com vencimento em 10 de dezembro de 2027.

Concessão de usinas térmicas	Capacidade total instalada MW (*)	Capacidade total utilizada MW (*)	Data da concessão	Data de vencimento
Concessão de 1 Usina Termelétrica: Guariba	2,44	1,207	10/12/1997	10/12/2027

(*) Informação fora do escopo dos auditores independentes

De acordo com o artigo 8º da Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, ficou vedada às concessionárias que atuam na distribuição de energia elétrica, manter atividades de geração no sistema interligado nacional de transmissão. A exceção ficou para os casos de atendimento a sistema elétrico isolado, ou seja, aqueles não ligados ao sistema interligado de transmissão. Embora possuindo 1 usina termelétrica própria no sistema isolado, a principal atividade da Companhia é a distribuição de energia elétrica, e a necessidade da manutenção desses ativos de geração é somente para atendimento dessas comunidades isoladas. Portanto, a administração da Companhia considera seu negócio principal a atividade de distribuição de energia elétrica e a pequena atividade de geração como parte integrante do negócio principal, o que levou a bifurcação de todo ativo imobilizado da concessão em ativo financeiro e ativo intangível visto que o contrato garante o direito de indenização.

Os contratos de concessão (distribuição e geração) contêm cláusulas específicas que garantem o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados ao serviço no final da concessão. Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles efetivamente utilizados na prestação do serviço.

As obrigações da concessionária, previstas no contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica são:

I - operar e manter as instalações de modo a assegurar a continuidade e a eficiência do Serviço Regulado, a segurança das pessoas e a conservação dos bens e instalações e fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos níveis de qualidade e continuidade estabelecidos em legislação específica;

II - realizar as obras necessárias à prestação dos serviços concedidos, reposição de bens, e operar a infraestrutura de forma a assegurar a regularidade, continuidade, eficiência, segurança e modicidade das tarifas, em conformidade com as normas técnicas e legais específicas;

III - organizar e manter controle patrimonial dos bens e instalações vinculados à concessão e zelar por sua integridade providenciando que aqueles que, por razões de ordem técnica, sejam essenciais à garantia e confiabilidade do sistema elétrico, estejam sempre adequadamente garantidos por seguro sendo vedado à concessionária alienar ou conceder em garantia tais bens sem a prévia e expressa autorização do agente regulador;

IV - atender todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista, previdenciária e regulatória, inclusive prestando contas aos consumidores;

V - implementar medidas que objetivem o combate ao desperdício de energia, por meio de programas de redução de consumo de energia e inovações;

VI - submeter à prévia aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) alterações nas posições acionárias que impliquem em mudanças de controle. Na hipótese de transferência de ações representativas do controle acionário, o novo controlador deverá assinar termo de anuência e submissão às cláusulas do contrato de concessão e às normas legais e regulamentares da concessão; e

VII - manter o acervo documental auditável, em conformidade com as normas vigentes;

A concessão poderá ser extinta pelo término do contrato, encampação do serviço, caducidade, rescisão, irregularidades ou falência da concessionária, podendo ser prorrogada, mediante requerimento da concessionária e a critério exclusivo do Poder Concedente - Ministério de Minas e Energia - MME.

As informações referentes à revisão e aos reajustes tarifários, ativos e passivos financeiros setoriais (CVA), ativo financeiro indenizável da concessão, ativos vinculados à concessão e receita de construção da infraestrutura estão apresentadas nas notas explicativas nº 9, 10, 14, 16 e 25, respectivamente.

2 Apresentação das demonstrações financeiras

2.1 Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as disposições da legislação societária, previstas na Lei nº 6.404/76 com alterações da Lei nº 11.638/07 e Lei nº 11.941/09, e os pronunciamentos contábeis, interpretações e orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRS") emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB.

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

A Administração considerou as orientações emanadas da Orientação OCPC 07, emitida pelo CPC em novembro de 2014, na preparação das suas demonstrações financeiras de forma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão da Companhia.

A emissão das demonstrações financeiras foi autorizada pelo Conselho de Administração em 19 de março de 2019.

2.2 Moeda funcional e base de mensuração

As demonstrações financeiras são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia.

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico com exceção dos seguintes itens: (i) os instrumentos financeiros derivativos mensurados pelo valor justo; e (ii) Instrumentos financeiros não derivativos mensurados pelo valor justo por meio do resultado.

2.3 Julgamentos, estimativas e premissas

A preparação das demonstrações financeiras, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, requer que a Administração faça o uso de julgamentos, estimativas e premissas que afetam os valores reportados de ativos e passivos, receitas e despesas. Os resultados reais de determinadas transações, quando de sua efetiva realização em exercícios subsequentes, podem diferir dessas estimativas. As revisões das estimativas contábeis são reconhecidas no exercício em que são revisadas e nos exercícios futuros afetados. As principais estimativas incluem Consumidores e concessionárias (fornecimento de energia elétrica não faturado), Provisão para perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa, Créditos tributários, Ativo financeiro indenizável da concessão, Imobilizado, intangível, Ativo contratual - Infraestrutura em construção, Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórias, Custo de energia elétrica comprada para revenda, Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos e Benefícios pós-emprego.

3 Adoção dos padrões internacionais de contabilidade

3.1 Novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo CPC - Comitê de Pronunciamentos Contábeis e pelo IASB - International Accounting Standards Board

Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas pelo CPC, ainda não adotadas pela Companhia:

Normas	Descrição	Aplicação obrigatória: períodos anuais com início em ou após
CPC 06 (R2)/IFRS 16	Operação de arrendamento mercantil / Leases	1º de janeiro de 2019
IFRS 17	Contratos de seguros	1º de janeiro de 2021
Alterações à IFRS 10 e IAS 28	Venda ou Contribuição de Ativos entre um Investidor e sua Associada ou Joint Venture	Adiado indefinidamente

A Companhia não adotou de forma antecipada tais alterações em suas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2018.

Os principais impactos da adoção das novas normas e interpretações vigentes a partir de 1º de janeiro de 2019 são os seguintes:

(i) CPC 06 (R2) Operações de arrendamento mercantil//IFRS 16-Leases:

O CPC 06 (R2) estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e evidenciação de arrendamentos e exige que os arrendatários contabilizem todos os arrendamentos sob um único modelo no balanço patrimonial, semelhante à contabilização de arrendamentos financeiros segundo o CPC 06 (R1). A norma inclui duas isenções de reconhecimento para arrendatários - arrendamentos de ativos de “baixo valor” (por exemplo, computadores pessoais) e arrendamentos de curto prazo (ou seja, com prazo de arrendamento de até 12 meses). Na data de início de um contrato de arrendamento, o arrendatário reconhecerá um passivo relativo aos pagamentos de arrendamento e um ativo que representa o direito de utilizar o ativo subjacente durante o prazo de arrendamento (ativo de direito de uso). Os arrendatários serão obrigados a reconhecer separadamente a despesa de juros sobre o passivo de arrendamento e a despesa de depreciação sobre o ativo de direito de uso. Os arrendatários também deverão reavaliar o passivo do arrendamento na ocorrência de determinados eventos (como por exemplo uma mudança no prazo do arrendamento ou uma mudança nos pagamentos futuros do arrendamento como resultado da alteração de um índice ou taxa usada para determinar tais pagamentos). Em geral, o arrendatário irá reconhecer o valor do passivo de arrendamento como um ajuste do ativo de direito de uso.

A Companhia atua como arrendatária em contratos referente imóveis não residenciais para a instalação de agências de atendimentos a clientes, estabelecimentos para desenvolver suas atividades comerciais e centros de distribuição.

Não há alteração substancial na contabilização dos arrendadores com base no CPC 06 (R2) em relação à contabilização atual de acordo com o CPC 06 (R1). Os arrendadores continuarão a classificar todos

os arrendamentos de acordo com o mesmo princípio de classificação do CPC 06 (R1), distinguindo entre dois tipos de arrendamento: operacionais e financeiros.

O CPC 06 (R2), que vigora para períodos anuais iniciados a partir de 1º janeiro de 2019, exige que os arrendatários e arrendadores façam divulgações mais abrangentes do que as previstas no CPC 06 (R1). **Transição:** Como arrendatária, a Companhia poderá aplicar a norma utilizando uma: - Abordagem retrospectiva; ou - Abordagem retrospectiva modificada com expedientes práticos opcionais. A Companhia aplicou o CPC 06 (R2) inicialmente em 1º de janeiro de 2019, utilizando a abordagem retrospectiva modificada. Portanto, o efeito cumulativo da adoção do CPC 06 (R2) será reconhecido como um ajuste ao saldo de abertura dos lucros acumulados em 1º de janeiro de 2019, sem atualização das informações comparativas.

A Companhia espera que a adoção do CPC 06 (R2) não afete sua capacidade de cumprir com os acordos contratuais (*covenants*) de limite máximo de alavancagem em empréstimos descritos nas notas explicativas nº 18 e 19.

Durante o exercício de 2018 a Companhia efetuou uma avaliação detalhada do impacto do CPC 06 (R2) tendo apurado os valores como segue:

Impacto sobre o balanço patrimonial em 01 de janeiro de 2019	Ativo	Passivo
Direito de uso	7.225	-
Arrendamentos operacionais	-	7.225

(ii) Outras alterações:

As seguintes normas alteradas e interpretações não deverão ter um impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia:

- Ciclo de melhorias anuais para as IFRS 2014-2016 - Alterações à IFRS 1 e à IAS 28;
- Alterações ao CPC 10 (IFRS 2) Pagamento baseado em ações em relação à classificação e mensuração de determinadas transações com pagamento baseado em ações;
- Transferências de Propriedade de Investimento (Alterações ao CPC 28 / IAS 40);
- ICPC 21 / IFRIC 22 - Transações em moeda estrangeira e adiantamento;
- ICPC 22 / IFRIC 23 - Incerteza sobre Tratamentos de Imposto de Renda - Esta Interpretação esclarece como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32 quando há incerteza sobre os tratamentos de tributo sobre o lucro. Nessa circunstância, a entidade deverá reconhecer e mensurar seu tributo corrente ou diferido, ativo ou passivo, aplicando os requisitos do CPC 32 com base em lucro tributável (prejuízo fiscal), bases fiscais, prejuízos fiscais não utilizados, créditos fiscais não utilizados e alíquotas fiscais determinadas, aplicando esta Interpretação. A Companhia está avaliando os impactos da adoção dessa nova norma.

Normas e interpretações revisadas já emitidas pelo CPC, adotadas pela Companhia a partir de 01 de janeiro de 2018:

(i) CPC 47 - Receita de contratos com cliente/IFRS 15

O CPC 47 estabelece um novo conceito para o reconhecimento de receita, substituindo o CPC 30 Receitas, o CPC17 (R1) Contratos de Construção e as interpretações relacionadas.

A Companhia adotou o CPC 47 usando o método de efeito cumulativo, com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018. Não aplicando os requerimentos exigidos pela norma para o período comparativo apresentado.

A nova norma prevê que a Companhia reconheça as receitas para descrever a transferência de bens ou serviços prometidos a clientes no valor que reflita a contraprestação à qual a Companhia espera ter direito em troca desses bens ou serviços. Portanto, a receita deve ser reconhecida de forma líquida

de contraprestação variável. Eventuais descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares são classificados pela norma como contraprestação variável.

As novas exigências de divulgação trazem melhores informações aos usuários das demonstrações financeiras a entender a natureza, o montante, o momento e a incerteza em relação à receita e aos fluxos de caixa decorrentes de contratos com clientes.

A Companhia realizou análise detalhada do impacto resultante da aplicação do CPC 47, incluindo a avaliação de cinco etapas para o reconhecimento e mensuração da receita, quais sejam: (i) identificar os tipos de contratos firmados com seus clientes; (ii) identificar as obrigações presentes em cada tipo de contrato; (iii) determinar o preço de cada tipo de transação; (iv) alocar os preços as obrigações contidas em cada contrato; e (v) reconhecer a receita quando (ou a medida que) a Companhia satisfaz cada obrigação de contrato.

As atividades de distribuição atualmente possuem as seguintes receitas:

- Receita pelo fornecimento e suprimento de energia;
- Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD);
- Receita de energia elétrica de curto prazo;
- Receita de construção; e
- Receita de CVA e outros itens financeiros.

As distribuidoras de energia elétrica são avaliadas pela ANEEL em diversos aspectos no fornecimento de energia elétrica para clientes. Entre eles, está a qualidade do serviço e do produto oferecidos aos consumidores. A qualidade dos serviços prestados compreende a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Destacam-se no aspecto da qualidade do serviço os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI, sendo que, uma vez descumprido as concessionárias são obrigadas a ressarcir os clientes, por meio de desconto na fatura mensal de consumo de energia.

Com base na análise efetuada dos impactos do CPC 47, a Companhia concluiu que não há impactos significativos sobre as receitas e ou a contabilização já atende aos requisitos da nova regra, exceto quanto o reconhecimento dos custos com os indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI, anteriormente registrados em despesas operacionais, para deduções a receita operacional.

O CPC 47 determina ainda que a companhia só pode reconhecer os efeitos de um contrato com um cliente quando for provável que receberá a contraprestação à qual terá direito em troca dos bens ou serviços que serão transferidos. Contratos celebrados com clientes que apresentam longo histórico de inadimplência e que por diversos motivos não estão com o fornecimento de energia suspenso, deixaram de ter as respectivas receitas reconhecidas.

A seguir são apresentados os impactos de adoção do CPC47 no balanço patrimonial e nas demonstrações de resultado em 31 de dezembro de 2018.

Balanço Patrimonial	2018 (apresentado)	Ref	Reclassificações	2018 (Sem impacto do CPC47/IFRS15)
Ativo				
Intangível	1.535.507	(a)	460.511	1.996.018
Ativo contratual - infraestrutura em construção	460.511	(a)	(460.511)	-
Ativos não impactados	4.600.762		-	4.600.762
Total do Ativo circulante e não circulante	6.596.780		-	6.596.780

(a) Adoção do CPC47 sobre as obras de construção e melhoria da infraestrutura do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Demonstração do Resultado	2018 (Apresentado)	Ref	Reclassificações	2018 (Sem impacto do CPC47/IFRS15)
Receita líquida	4.373.420	(a)	5.792	4.379.212
Despesas operacionais e administrativas	(216.711)	(a)	(5.792)	(222.503)
Lucro líquido do exercício	426.968		-	426.968

(a) Com a adoção do CPC 47 as multas regulatórias (DIC, FIC, DMIC e DRIC), passaram a ser reconhecidas como dedução às receitas.

(ii) CPC 48 - Instrumentos Financeiros/IFRS 9

Classificação e Mensuração - ativos e passivos financeiros

De acordo com o CPC 48, há três principais categorias de classificação para os ativos financeiros: Custo amortizado (CA), Valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA) e Valor justo por meio do resultado (VJR). Sendo eliminadas as categorias existentes no CPC 38/IAS 39 mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis, mensurados pelo valor justo por meio de resultado e disponíveis para venda.

Tal classificação é baseada, em duas condições: (i) o modelo de negócios da Companhia no qual o ativo é mantido; e (ii) seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são relativos ao pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto (*Solely payments of principal and interest - SPPI*).

Em suma, os modelos de negócios são divididos em três categorias apresentados a seguir:

Modelo	Contexto
1 - Manter para coletar somente fluxos de caixa contratuais	Os que apresentam como característica a coleta de fluxos de caixa contratuais, compostos somente de principal e juros, e cujo objetivo é o de carregar esse instrumento até o seu vencimento. As vendas são incidentais a este objetivo e espera-se que sejam insignificantes ou pouco frequentes.
2 - Manter tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros	Aqueles que demonstram como característica a coleta de fluxos de caixa contratuais de principal e juros e a venda destes ativos, e cujo objetivo é o de vendê-los antes do seu vencimento.
3 - Demais Modelos de Negócio para os instrumentos financeiros	Aqueles que não se enquadram em nenhum dos dois modelos anteriores.

Avaliação do modelo de negócio - A Companhia avalia o objetivo do modelo de negócio considerando o melhor retrato da maneira como ela gerencia suas carteiras de ativos financeiros e até que ponto os fluxos de caixa destes ativos são gerados unicamente pelo recebimento dos fluxos contratuais, pela venda dos mesmos ou por ambos.

Características contratuais do fluxo de caixa - os fluxos de caixa contratuais cujos recebimentos são exclusivos de principal e de juros sobre o principal indicam um empréstimo básico em que as parcelas e o risco de crédito normalmente são os elementos mais significativos dos juros.

As seguintes políticas contábeis aplicam-se as categorias de classificação e mensuração dos ativos financeiros, conforme definições abaixo:

Classificação e Mensuração - CPC 48/IFRS 9	
Ativos financeiros a custo amortizado	Estes ativos são mensurados ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivo. O custo amortizado é reduzido por perdas por <i>impairment</i> . A receita de juros, ganhos e perdas cambiais e <i>impairment</i> são reconhecidas no resultado. Qualquer ganho ou perda no desreconhecimento é registrado no resultado.
Ativos financeiros mensurados a VJR	Esses ativos são mensurados ao valor justo. O resultado líquido, incluindo juros ou receita de dividendos, é reconhecido no resultado.
Instrumentos de dívida ao VJORA	Esses ativos são mensurados ao valor justo. Os rendimentos de juros calculados utilizando o método dos juros efetivo, ganhos e perdas cambiais e <i>impairment</i> são reconhecidos no resultado. Outros resultados líquidos são reconhecidos em ORA. No reconhecimento inicial de um investimento em um instrumento patrimonial que não seja mantido para negociação, poderá optar irrevogavelmente por apresentar alterações subsequentes no valor justo do investimento em ORA. Esta escolha é feita para cada investimento. No desreconhecimento, o resultado acumulado em ORA é reclassificado para o resultado.
Instrumentos patrimoniais ao VJORA	Esses ativos são mensurados ao valor justo. Os dividendos são reconhecidos como ganho no resultado, a menos que o dividendo represente claramente uma recuperação de parte do custo do investimento. Outros resultados líquidos são reconhecidos em ORA e nunca são reclassificados para o resultado.

A tabela a seguir demonstra as categorias de mensuração originais no CPC 38/IAS 39 e as novas categorias de mensuração do CPC 48/IFRS 9 para cada classe de ativos e passivos financeiros:

	Classificação CPC 38/IAS 39	Classificação CPC 48/IFRS 9
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)		
Caixa e equivalentes de caixa	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado
Consumidores e concessionárias	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado
Ativos financeiros setoriais	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	Mantidos Até o Vencimento	Custo Amortizado
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	VJR
Instrumentos Financeiros Derivativos	Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	VJR
Ativo financeiro indenizável da concessão	Disponíveis para venda	VJR

	Classificação CPC 38/IAS 39	Classificação CPC 48/IFRS 9
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)		
Fornecedores	Mensurados pelo Custo Amortizado	Custo Amortizado
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	Mensurados pelo Custo Amortizado	Custo Amortizado
Debêntures	Mensurados pelo Custo Amortizado	Custo Amortizado
Passivos financeiros setoriais	Mensurados pelo Custo Amortizado	Custo Amortizado
Instrumentos Financeiros Derivativos	Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	VJR
Instrumentos Financeiros -MtM	Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	VJR

Redução no valor recuperável (*impairment*) - Ativos financeiros

O CPC48 substituiu a abordagem de perda incorrida do CPC38/IAS 39 por uma abordagem de perda de crédito esperada.

O novo modelo de *impairment* aplica-se aos ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado, ativos contratuais e instrumentos de dívida mensurados a VJORA, mas não se aplica aos investimentos em instrumentos patrimoniais (ações).

A Companhia adotou a abordagem simplificada e realizou o cálculo de perda esperada, tomando como base a expectativa de risco de inadimplência que ocorre ao longo da vida do instrumento financeiro. Estabelecendo uma matriz de cálculo baseado nas taxas de perda separadamente para cada segmento de clientes (residencial, industrial, comercial, rural e setor público).

É considerado pela Companhia um ativo financeiro como inadimplente quando:

- É pouco provável que o credor pague integralmente suas obrigações de crédito, sem recorrer a ações como a realização da garantia (se houver alguma); ou
- O ativo financeiro está vencido conforme regras de recebíveis da Companhia.

Um ativo financeiro possui “problemas de recuperação de crédito” quando ocorrem um ou mais eventos com impacto prejudicial nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro. Em cada data de apresentação, a Companhia avalia se os ativos financeiros contabilizados pelo custo amortizado e os títulos de dívida mensurados a VJORA estão com problemas de recuperação.

A Companhia não apurou impactos relevantes da aplicação do CPC 48 em suas demonstrações financeiras.

3.2 Resumo das principais práticas contábeis

As políticas contábeis detalhadas abaixo têm sido aplicadas de maneira consistente a todos os exercícios apresentados nestas demonstrações financeiras.

a. Caixa e equivalentes de caixa - abrangem saldos de caixa e aplicações financeiras com cláusulas contratuais que permitem o resgate em até 90 dias da data de sua aquisição, pelas taxas contratadas, estão sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor e são utilizados na gestão das obrigações de curto prazo;

b. Instrumentos financeiros e operações de hedge

1. Instrumentos financeiros

Prática contábil vigente a partir de 1º de janeiro de 2018:

O CPC 48 simplificou o modelo de mensuração atual para ativos financeiros e estabeleceu três categorias de mensuração: (i) a custo amortizado; (ii) a valor justo por meio do resultado (“VJR”); e (iii) a valor justo por meio de outros resultados abrangentes (“VJORA”), dependendo do modelo de negócios e as características dos fluxos de caixa contratuais. Quanto ao reconhecimento e mensuração de passivos financeiros, não houve alterações significativas em relação aos critérios atuais, com exceção ao reconhecimento de mudanças de risco de crédito próprio em outros resultados abrangentes para aqueles passivos designados ao valor justo por meio do resultado.

Ativos financeiros:

Reconhecimento inicial e mensuração - são classificados no reconhecimento inicial, como subsequentemente mensurados ao custo amortizado ao seu valor justo por meio de outros resultados abrangentes e ao valor justo por meio do resultado acrescido dos custos de transação, no caso de um ativo financeiro não mensurado ao valor justo por meio do resultado.

A classificação dos ativos financeiros no reconhecimento inicial depende das características dos fluxos de caixa contratuais do ativo financeiro e do modelo de negócios para a gestão destes ativos financeiros.

Para que um ativo financeiro seja classificado e mensurado pelo custo amortizado ou pelo valor justo por meio de outros resultados abrangentes, ele precisa gerar fluxos de caixa que sejam “exclusivamente pagamentos de principal e de juros” sobre o valor do principal em aberto. Esta avaliação é executada a nível de cada instrumento.

As aquisições ou alienação de ativos financeiros que exigem a entrega de ativos dentro de um prazo estabelecido por regulamento ou convenção no mercado são reconhecidas na data da negociação, ou seja, a data em que a Companhia se compromete a comprar ou vender o ativo.

Um ativo financeiro não é mais reconhecido quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando a Companhia transfere os direitos ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação no qual, essencialmente, todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos.

Mensuração subsequente - para fins de mensuração subsequente, os ativos financeiros são classificados em ativos financeiros ao custo amortizado (instrumentos de dívida); ativos financeiros ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes com reclassificação de ganhos e perdas acumulados (instrumentos de dívida); ativos financeiros designados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes, sem reclassificação de ganhos e perdas acumulados no momento de seu desreconhecimento (instrumentos patrimoniais); e ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado.

A Companhia mensura os ativos financeiros ao custo amortizado se o ativo financeiro for mantido dentro de modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros com o fim de receber fluxos de caixa contratuais, e os termos contratuais do ativo financeiro derem origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa que constituam, exclusivamente, pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto.

Os ativos financeiros ao custo amortizado são subsequentemente mensurados usando o método de juros efetivos e estão sujeitos a redução ao valor recuperável. Ganhos e perdas são reconhecidos no resultado quando o ativo é baixado, modificado ou apresenta redução ao valor recuperável.

Quanto aos instrumentos de dívida a Companhia avalia ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes se o ativo financeiro for mantido dentro de modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros com o fim de receber fluxos de caixa contratuais, e se os termos contratuais do ativo financeiro derem origem, em determinadas datas específicas, a fluxos de caixa que constituam, exclusivamente, pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto.

Para os instrumentos de dívida ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes, a receita de juros, a reavaliação cambial e as perdas ou reversões de redução ao valor recuperável são reconhecidas na demonstração do resultado e calculadas da mesma maneira que para os ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado. As alterações restantes no valor justo são reconhecidas em outros resultados abrangentes.

No momento do desreconhecimento, a mudança acumulada do valor justo reconhecida em outros resultados abrangentes é reclassificada para resultado.

Avaliação do modelo de negócio:

A Companhia realiza uma avaliação do objetivo do modelo de negócios em que um ativo financeiro é mantido em carteira porque isso reflete melhor a maneira pela qual o negócio é gerido e as informações são fornecidas à Administração. As informações consideradas incluem (i) as políticas e objetivos estipulados para a carteira e o funcionamento prático dessas políticas que inclui a questão de saber se a estratégia da Administração tem como foco a obtenção de receitas de juros contratuais, a manutenção de um determinado perfil de taxa de juros, a correspondência entre a duração dos ativos financeiros e a duração de passivos relacionados ou saídas esperadas de caixa, ou a realização de fluxos de caixa por meio da venda de ativos; (ii) como o desempenho da carteira é avaliado e reportado à Administração da Sociedade; (iii) os riscos que afetam o desempenho do modelo de negócios (e o ativo financeiro mantido naquele modelo de negócios) e a maneira como aqueles riscos são gerenciados; (iv) como os gerentes do negócio são remunerados - por exemplo, se a remuneração é baseada no valor justo dos ativos geridos ou nos fluxos de caixa contratuais obtidos; e (v) a frequência, o volume e o momento das vendas de ativos financeiros nos períodos anteriores, os motivos de tais vendas e suas expectativas sobre vendas futuras.

As transferências de ativos financeiros para terceiros em transações que não se qualificam para o desreconhecimento não são consideradas vendas, de maneira consistente com o reconhecimento contínuo dos ativos da Companhia.

Os ativos financeiros mantidos para negociação ou gerenciados com desempenho avaliado com base no valor justo são mensurados ao valor justo por meio do resultado.

Avaliação sobre se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos de principal e de juros:

Para fins de avaliação dos fluxos de caixa contratuais, o principal é definido como o valor custo do ativo financeiro no reconhecimento inicial. Os juros são definidos como uma contraprestação pelo valor do dinheiro no tempo e pelo risco de crédito associado ao valor principal em aberto durante um determinado período de tempo e pelos outros riscos e custos básicos de empréstimos (por exemplo, risco de liquidez e custos administrativos), assim como uma margem de lucro.

A Companhia considera os termos contratuais do instrumento para avaliar se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos do principal e de juros. Isso inclui a avaliação sobre se o ativo financeiro contém um termo contratual que poderia mudar o momento ou o valor dos fluxos de caixa contratuais de forma que ele não atenderia essa condição. Ao fazer essa avaliação, é considerado os eventos contingentes que modifiquem o valor ou a época dos fluxos de caixa; os termos que possam ajustar a taxa contratual, incluindo taxas variáveis; o pré-pagamento e a prorrogação do prazo; e os termos que limitam o acesso da Companhia a fluxos de caixa de ativos específicos, baseados na performance de um ativo.

Provisão para perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa - (PPECLD) - constituída em bases consideradas suficientes para fazer face as prováveis perdas na realização dos créditos, cuja recuperação seja considerada improvável.

O cálculo da provisão para perdas esperadas de crédito de liquidação duvidosa, baseia-se nas taxas de perdas históricas observadas pela Companhia.

As baixas de títulos a receber para perdas são efetuadas após esgotadas todas as ações de cobranças administrativas observando os valores e prazos definidos pela legislação fiscal em vigor.

Passivos financeiros:

São mensurados ao custo amortizado utilizando o método de juros efetivos. Em 31 de dezembro de 2018, compreendem empréstimos, financiamentos e debêntures, saldos a pagar a fornecedores e outras contas a pagar.

Reconhecimento inicial e mensuração - os passivos financeiros são classificados, no reconhecimento inicial, como passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado, empréstimos e recebíveis, contas a pagar, ou como derivativos designados como instrumentos de *hedge* em um *hedge* efetivo, conforme apropriado.

Todos os passivos financeiros são mensurados inicialmente ao seu valor justo, mais ou menos, no caso de passivo financeiro que não seja ao valor justo por meio do resultado, os custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à emissão do passivo financeiro.

Mensuração subsequente - a mensuração de passivos financeiros é como segue:

Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado - passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial ao valor justo por meio do resultado. Passivos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem incorridos para fins de recompra no curto prazo. Esta categoria também inclui instrumentos financeiros derivativos contratados pelo Grupo que não são designados como instrumentos de *hedge* nas relações de *hedge* definidas pelo CPC 48. Derivativos embutidos separados também são classificados como mantidos para negociação a menos que sejam designados como instrumentos de *hedge* eficazes. Ganhos ou perdas em passivos para negociação são reconhecidos na demonstração do resultado. Os passivos financeiros designados no reconhecimento inicial ao valor justo por meio do resultado são designados na data inicial de reconhecimento, e somente se os critérios do CPC 48 forem atendidos. A Companhia não designou nenhum passivo financeiro ao valor justo por meio do resultado.

Empréstimos e recebíveis - Após o reconhecimento inicial, empréstimos e financiamentos contraídos e concedidos sujeitos a juros são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva. Ganhos e perdas são reconhecidos no resultado quando os passivos são baixados, bem como pelo processo de amortização da taxa de juros efetiva. O custo amortizado é calculado levando em consideração qualquer deságio ou ágio na aquisição e taxas ou custos que são parte integrante do método da taxa de juros efetiva. A amortização pelo método da taxa de juros efetiva é incluída como despesa financeira na demonstração do resultado. Essa categoria geralmente se aplica a empréstimos e financiamentos concedidos e contraídos, sujeitos a juros.

Desreconhecimento:

Um passivo financeiro é baixado quando a obrigação sob o passivo é extinta, ou seja, quando a obrigação especificada no contrato for liquidada, cancelada ou expirar. Quando um passivo financeiro existente é substituído por outro do mesmo mutuante em termos substancialmente diferentes, ou os termos de um passivo existente são substancialmente modificados, tal troca ou modificação é tratada como o desreconhecimento do passivo original e o reconhecimento de um novo passivo. A diferença nos respectivos valores contábeis é reconhecida na demonstração do resultado.

Compensação de instrumentos financeiros:

Ativos e passivos financeiros são compensados e o valor líquido é apresentado no balanço patrimonial quando há um direito legalmente aplicável de compensar os valores reconhecidos e há a intenção de liquidá-los em uma base líquida ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

Instrumentos financeiros derivativos:

As operações com instrumentos financeiros derivativos, contratadas pela Companhia, resumem-se em “Swap”, que visa exclusivamente à proteção contra riscos cambiais associados a posições no balanço patrimonial, aquisição de bens para o ativo intangível e ativo imobilizado, além dos fluxos de caixa dos aportes de capital nas controladas projetados em moedas estrangeiras.

São mensurados ao seu valor justo, com as variações registradas contra o resultado do exercício, exceto quando designados em uma contabilidade de “hedge” de fluxo de caixa, cujas variações no valor justo são reconhecidas em “outros resultados abrangente” no patrimônio líquido.

O valor justo dos instrumentos financeiros derivativos é calculado por empresa especializada e independente na gestão de risco de caixa e dívida, de modo que é procedido monitoramento diário sobre o comportamento dos principais indicadores macroeconômicos e seus impactos nos resultados, em especial nas operações de derivativos.

2. Instrumentos financeiros derivativos e contabilidade de *hedge*

A Companhia designa certos instrumentos de “hedge” relacionados a risco com variação cambial e taxa de juros dos empréstimos como “hedge” de valor justo. No início da relação de “hedge”, a Companhia documenta a relação entre o instrumento de “hedge” e o item objeto de “hedge” de acordo com os objetivos da gestão de riscos e estratégia financeira. Adicionalmente, no início do “hedge” e de maneira continuada, a Companhia documenta se o instrumento de “hedge” usado é altamente efetivo na compensação das mudanças de valor justo ou fluxo de caixa do item objeto de “hedge”, atribuível ao risco sujeito a “hedge”. A nota explicativa nº 31, traz mais detalhes sobre o valor justo dos instrumentos derivativos utilizados para fins de “hedge”.

“Hedge” de valor justo: “hedge” de exposição às alterações no valor justo de ativo ou passivo reconhecido ou de compromisso firme não reconhecido, ou de parte identificada de tal ativo, passivo ou compromisso firme, que seja atribuível a um risco particular e possa afetar o resultado. Mudanças no valor justo dos derivativos designados e qualificados como “hedge” de valor justo são registradas no resultado juntamente com quaisquer mudanças no valor justo dos itens objetos de “hedge” atribuíveis ao risco protegido. A contabilização do “hedge accounting” é descontinuada prospectivamente quando a Companhia cancela a relação de “hedge”, o instrumento de “hedge” vence ou é vendido, rescindido ou executado, ou quando não se qualifica mais como contabilização de “hedge”. O ajuste ao valor justo do item objeto de “hedge”, oriundo do risco de “hedge”, é registrado no resultado a partir desta data.

Antes de 1º de janeiro de 2018 a documentação inclui a identificação do instrumento de hedge, a posição ou transação coberta, a natureza do risco a ser coberto e a forma como a entidade avalia a efetividade do instrumento de hedge na compensação da exposição a alterações no valor justo ou nos fluxos de caixa do item protegido atribuíveis ao risco coberto. Espera-se que o hedge seja altamente eficaz para compensar alterações no valor justo ou nos fluxos de caixa atribuíveis ao risco coberto e que seja avaliado em base contínua e efetivamente determinado como tendo sido altamente eficaz durante todos os períodos das demonstrações financeiras para o qual o hedge foi designado.

A partir de 1º de janeiro de 2018, a documentação inclui a identificação do instrumento de hedge, do item protegido, da natureza do risco que está sendo protegido e de como a entidade avalia se a relação de proteção atende os requisitos de efetividade de hedge (incluindo sua análise das fontes de inefetividade de hedge e como determinar o índice de hedge). Um relacionamento de hedge se qualifica para contabilidade de hedge se atender todos os seguintes requisitos de efetividade:

- Existe relação econômica entre o item protegido e o instrumento de hedge.
- O efeito de risco de crédito não influencia as alterações no valor que resultam desta relação econômica.
- O índice de hedge da relação de proteção é o mesmo que aquele resultante da quantidade do item protegido que a entidade efetivamente protege e a quantidade do instrumento de hedge que a entidade efetivamente utiliza para proteger esta quantidade de item protegido.

Os hedges que atendem a todos os critérios de qualificação para contabilidade de hedge são registrados conforme descrito abaixo:

Hedges de valor justo: a mudança no valor justo de um instrumento de hedge é reconhecida na demonstração do resultado como outras despesas. A mudança no valor justo do item objeto de hedge atribuível ao risco coberto é registrada como parte do valor contábil do item protegido e é também reconhecida na demonstração do resultado como outras despesas.

Para hedges de valor justo relacionados a itens mensurados ao custo amortizado, qualquer ajuste ao valor contábil é amortizado por meio do resultado durante o prazo remanescente do hedge, utilizando o método da taxa de juros efetiva. A amortização da taxa de juros efetiva pode ser iniciada assim que exista um ajuste e, no mais tardar, quando o item protegido deixar de ser ajustado por alterações no seu valor justo atribuíveis ao risco coberto.

Se o item objeto de hedge for desreconhecido, o valor justo não amortizado é reconhecido imediatamente no resultado.

Quando um compromisso firme não reconhecido é designado como um item protegido, a mudança acumulada subsequente no valor justo do compromisso firme atribuível ao risco protegido é reconhecida como um ativo ou passivo com reconhecimento do ganho ou perda correspondente no resultado;

- c. **Consumidores e concessionárias** - englobam o fornecimento de energia elétrica faturada e não faturada, esta última apurada por estimativa reconhecida pelo regime de competência, até o encerramento das demonstrações financeiras. A Companhia também apresenta nesta rubrica os valores renegociados e a estimativa para Provisões para perdas esperadas de Créditos de Liquidação Duvidosa - PPECLD.
- d. **Estoques** - estão valorizados ao custo médio da aquisição e não excedem os seus custos de aquisição ou seus valores de realização;
- e. **Ativos e passivos financeiros setoriais (CVA)** - referem-se aos ativos e passivos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados da Parcela A e outros componentes financeiros, que são incluídos nas tarifas no início do período tarifário e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber da Companhia sempre que os custos homologados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos homologados são superiores aos custos incorridos. Esses valores são efetivamente liquidados por ocasião dos próximos períodos tarifários ou, em caso de extinção da concessão com a existência de saldos apurados que não tenham sido recuperados, serão incluídos na base de indenização já prevista quando da extinção por qualquer motivo da concessão. Considerando-se que os contratos de concessão da Companhia foram atualizados em dezembro de 2014, para inclusão da base de indenização dos saldos remanescentes de diferenças temporárias entre os valores homologados e incluídos nas tarifas vigentes e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência, e considerando a orientação técnica OCPC-08 (Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade). A Companhia passou a ter um direito ou obrigação incondicional de receber ou entregar caixa ou outro instrumento financeiro ao Poder Concedente e, portanto, passou a registrar os valores dentro de seus respectivos períodos de competência. Esses ativos e passivos estão detalhados na nota explicativa nº 10;
- f. **Ativo financeiro indenizável da concessão** - corresponde aos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica firmado entre o Poder concedente e a Companhia, no qual estabelecem e determinam para o segmento de distribuição de energia elétrica que a parcela estimada do capital investido na infraestrutura do serviço público que não será totalmente amortizada até o final da concessão, será um direito incondicional de receber

dinheiro ou outro ativo financeiro do poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura.

Os contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica indicam que ao final da concessão os ativos vinculados a infraestrutura serão revertidos ao Poder Concedente mediante o pagamento de indenização, que o preço praticado é regulado através de mecanismo de tarifas de acordo com as fórmulas paramétricas de parcela A e B e das revisões tarifárias periódicas para cobrir os custos, amortizar investimentos e a remuneração do capital investido. Dispondo a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente.

As características do contrato de concessão fornecem a Administração base para entendimento de que as condições para aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (IFRIC 12) - Contratos de Concessão para as Distribuidoras, esta atendido de forma a refletir o negócio de distribuição de energia elétrica.

Os ativos financeiros relacionados ao contrato da concessão de distribuição são classificados e mensurados a valor justo por meio de resultado, onde, para o segmento de distribuição, foram valorizados com base na BRR - Base de Remuneração Regulatória, conceito de valor de reposição, que é o critério utilizado pela ANEEL para determinar a tarifa de energia das distribuidoras. Bem como, é reconhecido a remuneração da parcela dos ativos que compõe a base de remuneração, inclusive da parcela ainda não homologada pela ANEEL, sendo que esta última é calculada com base em estimativas, considerando, além do IPCA, uma expectativa de glosas baseado na experiência da Administração e no histórico de glosas em homologações anteriores, o que reflete a melhor estimativa de valor justo do ativo.

A Companhia contabiliza a atualização do ativo financeiro indenizável da concessão no grupo de receitas operacionais por refletir com mais propriedade o modelo de seu negócio de distribuição de energia elétrica e melhor apresentar sua posição patrimonial e o seu desempenho, corroborado parágrafo 23 do OCPC 05 - Contrato de Concessão. Esses ativos estão detalhados na nota explicativa nº 14;

- g. Imobilizado** - Itens do imobilizado são mensurados pelo custo histórico de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e perdas de redução ao valor recuperável (*impairment*) acumuladas, quando aplicável.

O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pela própria Companhia inclui:

- O custo de materiais e mão de obra direta;
- Quaisquer outros custos para colocar o ativo no local em condições necessárias para que sejam capazes de operar na sua plenitude;
- Os custos de desmontagem e de restauração do local onde estes ativos estão localizados; e
- Custos de empréstimos sobre ativos qualificáveis.

Quando partes de um item do imobilizado têm diferentes vidas úteis, elas são registradas como itens individuais (componentes principais) de imobilizado.

Ganhos e perdas na alienação de um item do imobilizado (apurados pela diferença entre os recursos advindos da alienação e o valor contábil do imobilizado), são reconhecidos em outras receitas/ despesas operacionais na demonstração do resultado do exercício.

Depreciação:

Itens do ativo imobilizado são depreciados pelo método linear no resultado do exercício baseado na vida útil econômica estimada de cada componente e/ou de acordo com o prazo de concessão/autorização (nota explicativa nº 16);

h. Investimentos - estão contabilizados ao custo de aquisição, líquidos de provisão para perdas, quando aplicável;

i. Intangível - contrato de concessão: representa a infraestrutura operada pela Companhia na prestação dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica. A amortização está baseada no padrão de consumo dos benefícios esperados durante o prazo da concessão;

j. Ativo contratual - Infraestrutura em construção - O ativo contratual é o direito à contraprestação em troca de bens ou serviços transferidos ao cliente. Conforme determinado pelo CPC 47 - Receita de contrato com cliente, os bens vinculados à concessão em construção, registrados de acordo com o escopo do ICPC 01 (R1) - Contratos da Concessão ("ICPC 01"), devem ser classificados como ativo contratual em face da Companhia ter o direito de cobrar pelos serviços prestados aos consumidores dos serviços públicos ou receber dinheiro ou outro ativo financeiro, pela reversão da infraestrutura do serviço público, apenas após a transferência dos bens em construção (ativo contratual) para intangível da concessão, onde a natureza da remuneração paga pelo Poder Concedente ao concessionário ser determinada de acordo com os termos do contrato de concessão

Desta forma, dado que independe de sua remuneração via tarifa (intangível) ou liquidação subsequente (ativo financeiro), os ativos contratuais em construção ou de melhorias no montante de R\$370.621, registrados em 31 de dezembro de 2017 sob o escopo do ICPC 01 (R1) na rubrica de ativo intangível da concessão foram reclassificados para a rubrica de ativo contratual (vide nota explicativa nº 16), reclassificado em 01 de janeiro de 2018 de acordo com o CPC 47.

k. Juros e encargos financeiros - são capitalizados nas obras em curso com base na taxa média efetiva de captação;

l. Redução a valor recuperável

Ativo não financeiro:

A Administração da Companhia revisa o valor contábil líquido de seus ativos tangíveis e intangíveis com objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas operacionais ou tecnológicas para determinar se há alguma indicação de que tais ativos sofreram alguma perda por redução a valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda, se houver.

Quando não for possível estimar o montante recuperável de um ativo individualmente, a Companhia calcula o montante recuperável da unidade geradora de caixa à qual pertence o ativo. Quando uma base de alocação razoável e consistente pode ser identificada, os ativos corporativos também são alocados às unidades geradoras de caixa individuais ou ao menor grupo de unidades geradoras de caixa para o qual uma base de alocação razoável e consistente possa ser identificada.

Para fins de avaliação do valor recuperável dos ativos através do valor em uso, utiliza-se o menor grupo de ativos para o qual existam fluxos de caixa identificáveis separadamente (unidades geradoras de caixa - UGC). Uma perda é reconhecida na demonstração do resultado, pelo montante em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável.

Uma perda do valor recuperável anteriormente reconhecida é revertida caso - tiver ocorrido uma mudança nos pressupostos utilizados para determinar o valor recuperável do ativo ou UGCs, desde quando a última perda do valor recuperável foi reconhecida. A reversão é limitada para que o valor contábil do ativo não exceda o seu valor recuperável, nem o valor contábil que teria sido determinado, líquido de depreciação, se nenhuma perda do valor recuperável tivesse sido reconhecida no ativo em exercícios anteriores. Essa reversão é reconhecida na demonstração dos resultados, caso aplicável.

Os seguintes critérios são aplicados na avaliação do valor recuperável dos seguintes ativos:

. **Ativos intangíveis:** os ativos intangíveis com vida útil indefinida são testados em relação a perda por redução ao valor recuperável anualmente na data do encerramento do exercício, individualmente ou em nível da unidade geradora de caixa, conforme o caso, ou quando as circunstâncias indicarem perda por desvalorização do valor contábil.

. **Avaliação do valor em uso:** as principais premissas usadas na estimativa do valor em uso são:

- (i) **Receitas** - as receitas são projetadas considerando o crescimento da base de clientes, a evolução das receitas do mercado e a participação da Companhia neste mercado;
- (ii) **Custos e despesas operacionais** - os custos e despesas variáveis são projetados de acordo com a dinâmica da base de clientes, e os custos fixos são projetados em linha com o desempenho histórico da Companhia, bem como com o crescimento histórico das receitas; e
- (iii) **Investimentos de capital** - os investimentos em bens de capital são estimados considerando a infraestrutura tecnológica necessária para viabilizar a oferta da energia e dos serviços.

As premissas principais são fundamentadas com base em projeções do mercado, no desempenho histórico da Companhia, nas premissas macroeconômicas e são documentadas e aprovadas pela Administração da Companhia.

Os testes de recuperação dos ativos intangíveis da Companhia não resultaram na necessidade de reconhecimento de perdas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017, em face de que o valor recuperável excede o seu valor contábil na data da avaliação;

m. Empréstimos, financiamentos e debêntures - são demonstrados pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado usando o método da taxa de juros efetiva;

Os empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira que possuem operações de swap foram reconhecidos pelo valor justo através do resultado do exercício;

n. Derivativos - a Companhia detém instrumentos financeiros derivativos para proteger riscos relativos a moedas estrangeiras e de taxa de juros. Os derivativos são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo; custos de transação atribuíveis são reconhecidos no resultado quando incorridos. Posteriormente ao reconhecimento inicial, os derivativos são mensurados pelo valor justo e as alterações são contabilizadas no resultado. Suas características estão demonstradas na nota explicativa nº 31;

o. Imposto de renda e contribuição social - a despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda corrente e diferido, calculados com base nas alíquotas efetivas, considerando a parcela dos incentivos fiscais. O imposto diferido é contabilizado no resultado a menos que esteja relacionado a itens registrados em resultados abrangentes no patrimônio líquido. O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores de ativo e passivo para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação.

O imposto de renda foi calculado à alíquota de 15% sobre o lucro tributável, acrescido do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240 mil. A contribuição social foi calculada à alíquota de 9%.

Embora os ativos e os passivos fiscais correntes sejam reconhecidos e mensurados separadamente, a compensação no balanço patrimonial está sujeita aos critérios similares àqueles estabelecidos para os instrumentos financeiros. A entidade tem normalmente o direito legalmente executável de compensar o ativo fiscal corrente contra um passivo fiscal corrente quando eles se relacionarem com tributos sobre o lucro lançados pela mesma autoridade tributária e a legislação tributária permitir que a entidade faça ou receba um único pagamento líquido.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferidos são revisados a cada data de fechamento e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável;

- p. **Incentivos fiscais SUDAM** - como há segurança de que as condições estabelecidas para fruição do benefício serão cumpridas, os incentivos fiscais recebidos são reconhecidos no resultado do exercício e destinados à reserva de lucros específica, na qual são mantidos até sua capitalização (vide nota explicativa nº 13);
- q. **Provisões** - uma provisão é reconhecida no balanço quando a Companhia possui uma obrigação legal ou constituída como resultado de um evento passado, e é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar a obrigação. As provisões são registradas tendo como base as melhores estimativas do risco envolvido. Os passivos relacionados a causas judiciais estão provisionados por valores julgados suficientes pelos administradores e assessores jurídicos para fazer face aos desfechos desfavoráveis;
- r. **Ajuste a valor presente** - determinados títulos a receber são ajustados ao valor presente com base em taxas de juros específicas, que refletem a natureza desses ativos no que tange a prazo, risco, moeda, condição de recebimento, nas datas das respectivas transações;
- s. **Dividendos** - os dividendos declarados com montantes superiores aos dividendos mínimos obrigatórios, após o exercício contábil a que se refere as demonstrações financeiras, por não se constituírem uma obrigação presente, são apresentados destacados no patrimônio líquido, não sendo constituído o respectivo passivo até a sua efetiva aprovação;
- t. **Receita** - as receitas são reconhecidas no resultado do exercício pelo regime de competência. Uma receita não é reconhecida se há uma incerteza significativa na sua realização. A receita é mensurada pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber líquidas de quaisquer contraprestações variáveis, tais como descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares.

A receita operacional é composta pela receita de fornecimento de energia elétrica faturada e não faturada, receita de construção e outras receitas relacionadas a outros serviços prestados pela Companhia. O reconhecimento da receita dos serviços de distribuição de energia elétrica é realizado mensal com emissão das faturas de contas de energia elétrica conforme prevê o calendário de medição. A receita não faturada apurada em base estimada, até a data do balanço, reconhecida pelo regime de competência, tendo por base o consumo médio diário individualizado, entre a data da última leitura e a data do encerramento do mês.

A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE estão reconhecidos pelo regime de competência de acordo com informações divulgadas por aquela entidade ou por estimativa da Administração.

A Companhia aplicou inicialmente o CPC 47 / IFRS 15 a partir de 1º de janeiro de 2018, onde as informações adicionais sobre os impactos da adoção das novas políticas contábeis se encontram refletidas na nota explicativa 3.1;

- u. **Benefícios pós-emprego** - Plano de suplementação de aposentadoria e pensões - a obrigação líquida da Companhia quanto aos planos de benefícios previdenciários nas modalidades Benefício Definido (BD) e Contribuição Definida (CD) é calculada individualmente para cada plano através da estimativa do valor do benefício futuro que os empregados auferiram como retorno pelos serviços prestados no período atual e em períodos anteriores, descontado ao seu valor presente. Quaisquer custos de serviços passados não reconhecidos e os valores justos de quaisquer ativos dos planos são deduzidos. A taxa de desconto é o rendimento apresentado na data de apresentação das demonstrações financeiras para os títulos de dívida e cujas datas de vencimento

se aproximem das condições das obrigações da Companhia e que sejam denominadas na mesma moeda na qual os benefícios têm expectativa de serem pagos. O cálculo é realizado anualmente por um atuário qualificado através do método de crédito unitário projetado. Quando o cálculo resulta em um benefício, o ativo a ser reconhecido é limitado ao total de quaisquer custos de serviços passados não reconhecidos e o valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições aos planos. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos, consideração é dada para quaisquer exigências de custeio mínimas que se aplicam a qualquer plano. Um benefício econômico está disponível se ele for realizável durante a vida do plano, ou na liquidação dos passivos do plano. A Companhia patrocina, plano de assistência médica e hospitalar aos colaboradores que efetuam contribuição fixa para o plano, em atendimento a Lei 9.656/98 (que dispõe sobre os planos e seguros privados de assistência à saúde). Conforme previsão dos artigos 30º e 31º da Lei, será garantido o direito à extensão do plano de assistência médica no qual o participante tenha direito enquanto empregado ativo.

Os ganhos e perdas atuariais são contabilizados diretamente em outros resultados abrangentes, diretamente no patrimônio líquido;

- v. **Demais ativos e passivos (circulante e não circulante)** - os demais ativos e passivos estão demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes rendimentos/encargos incorridos até a data do balanço; e
- x. **Demonstração do valor adicionado** - preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis, de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição durante determinado período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte suplementar às demonstrações financeiras.

4 Informações por segmento

Um segmento operacional é um componente que desenvolve atividades de negócio das quais pode obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes da Companhia. Todos os resultados operacionais dos segmentos são revistos frequentemente pela Administração para decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para o qual estão disponíveis nas demonstrações financeiras. Os resultados de segmentos que são reportados à Administração incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis.

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica em 141 municípios do Estado do Mato Grosso, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade.

5 Caixa e equivalente de caixa, aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

5.1 Caixa e equivalente de caixa (avaliados ao valor justo por meio do resultado)

A carteira de aplicações financeiras é constituída por Operações Compromissadas. A rentabilidade média ponderada da carteira em 31 de dezembro de 2018 equivale a 71,90% do CDI (91,24% em 2017).

Descrição	2018	2017
Caixa e depósitos bancários à vista	38.238	5.762
Aplicações financeiras de liquidez imediata:	9.127	237.734
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	-	8.386
Compromissada	9.127	229.348
Total de caixa e equivalentes de caixa - circulante	47.365	243.496

5.2 Aplicações no mercado aberto e recursos vinculados (avaliadas ao valor justo por meio do resultado)

A carteira de aplicações financeiras é formada, principalmente, por Fundos de Investimentos Exclusivos, compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures, CDB's, entre outros. A rentabilidade média ponderada da carteira em 31 de dezembro de 2018 equivale a 100,90% do CDI (102,17% do CDI em 2017).

Descrição	2018	2017
Avaliadas ao valor justo por meio do resultado	147.860	178.703
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	1.011	1.460
Fundo de Investimento ⁽¹⁾	237	55.474
Fundo de Investimentos Exclusivos ⁽²⁾	89.967	56.745
Cédula de Crédito Bancário (CCB)	148	313
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	436	843
Compromissadas	11.793	858
Fundo de Renda Fixa	30.677	12.944
Debêntures	-	9.020
Títulos Públicos	21.734	1.509
Letra financeira do tesouro (LFT)	17.951	6.355
Letra financeira (LF)	2.760	24.743
Letra financeira subordinada (LFS)	-	160
Letra Tesouro Nacional (LTN)	1.122	-
Nota do Tesouro Nacional (NTNB)	3.346	-
Fundo de investimento em direitos creditórios ⁽³⁾	56.645	65.024
Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados ⁽⁴⁾	147.860	178.703
Circulante	91.215	113.679
Não circulante	56.645	65.024

(1) Fundos de Investimentos - inclui fundos classificados como Renda Fixa e Multimercado e são remunerados de 99,9% a 117,20 % e média ponderada 111,1X% do CDI.

(2) Fundo de investimentos exclusivos - inclui aplicações em CDB, CCB, Debêntures, Compromissadas, Fundos de Renda Fixa, Títulos Públicos, LFT, LF, LFS, LTN, NTNB são remuneradas 101,5% do CDI Fundo FI Energisa e 101,5% do CDI Fundo Zona da Mata.

- (3) Fundo de investimentos em direitos creditórios - FIDC Energisa Centro Oeste com vencimento em 01/10/2034.
- (4) Inclui, R\$91.936 (R\$66.494 em 2017) referente a recursos vinculados a empréstimos, bloqueios judiciais, conselho consumidor e Programa Luz para Todos.

6 Consumidores e concessionárias

Englobam, principalmente o fornecimento de energia elétrica faturada e não faturada, esta última apurada por estimativa reconhecida pelo regime de competência, tendo por base o consumo médio diário individualizado, entre a data do encerramento da última leitura e a data das demonstrações financeiras.

	Saldos a vencer		Saldos vencidos				PPECLD (3)	Total	
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	Há mais de 360 dias		2018	2017
Valores correntes:									
Residencial	95.139	-	98.505	13.159	5.034	5.789	(23.982)	193.644	164.511
Industrial	42.516	-	12.456	2.182	2.111	9.415	(9.415)	59.265	55.568
Comercial	70.992	-	30.641	6.398	4.496	6.922	(11.418)	108.031	98.277
Rural	48.484	-	17.608	4.829	554	1.786	(1.786)	71.475	57.118
Poder público	29.419	-	6.113	234	461	6.968	(6.968)	36.227	31.665
Iluminação pública	11.427	-	1.372	-	38	1.047	(1.047)	12.837	4.529
Serviço público	11.600	-	4.496	2.592	3.925	41.428	(41.428)	22.613	21.817
Fornecimento não faturado	237.332	-	-	-	-	-	-	237.332	136.951
Arrecadação Processo Classificação	42.171	-	-	-	-	-	-	42.171	25.380
Valores renegociados:									
Residencial	8.263	9.199	4.899	1.714	2.194	20.011	(26.236)	20.044	10.567
Industrial	1.664	3.990	1.697	392	464	4.371	(5.614)	6.964	2.392
Comercial	2.385	21.003	2.079	702	677	6.413	(12.809)	20.450	5.697
Rural	1.904	2.526	1.013	481	575	1.550	(2.465)	5.584	3.092
Poder público (1)	7.474	108.903	785	10	5	2.459	(2.581)	117.055	108.720
Iluminação pública	973	9.891	36	50	-	-	(50)	10.900	10.762
Serviço público	109	3.434	134	16	8	25	(58)	3.668	3.772
(-) Ajuste valor presente (2)	(240)	(19.421)	-	-	-	-	-	(19.661)	(20.369)
Subtotal	611.612	139.525	181.834	32.759	20.542	108.184	(145.857)	948.599	720.449
Suprimento Energia a Concessionárias - Moeda Nacional (4)									
	875	-	-	-	-	-	-	875	12.985
Outros (5)	149		108.997	8.460	428	32.189	-	150.223	85.177
Redução do uso do sistema de distribuição (6)									
	12.201							12.201	12.201
Total	624.837	139.525	290.831	41.219	20.970	140.373	(145.857)	1.111.898	830.812
Circulante								837.195	643.382
Não Circulante								274.703	187.430

- (1) Inclui a renegociação realizada em 03 de agosto de 2016 em que a Companhia assinou com a Prefeitura Municipal de Cuiabá e com a Companhia de Saneamento da Capital (SANECAP) o Termo de Confissão, Assunção e Parcelamento de Dívidas referente a fornecimento de energia elétrica no montante R\$86.592, líquido de juros, correção monetária e multas, que está sendo recebido em parcelas equivalentes a 50% do valor pago mensalmente pela Companhia de

- Saneamento para o Município de Cuiabá, iniciada em 30 de setembro de 2016. Sobre o saldo devedor em incidência de juros de 0,5% ao mês limitado ao valor da parcela da outorga até o final da concessão (abril/2042).
- (2) **Ajuste a valor presente:** **Ajuste a valor presente:** calculado para os contratos renegociados sem a incidência de juros e/ou para aqueles com taxa de juros de IPCA ou IGPM. Para o desconto a valor presente foi utilizado a taxa média anual de CDI 6,40% a.a. (6,99% a.a. em 2017).
- (3) **Provisão para perdas esperadas de crédito de liquidação duvidosa** - a provisão foi constituída em bases consideradas suficientes para fazer face às eventuais perdas na realização dos créditos.:
A Companhia adotou o CPC 48/IFRS 9 com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018 e a avaliação efetuada não indica alterações relevantes na provisão.

Segue movimentação das provisões:

	2018	2017
Saldos iniciais - circulante - 2017 e 2016	222.720	187.397
Provisões constituídas no exercício	47.130	70.613
Baixa de contas de energia elétrica - incobráveis	(44.886)	(35.290)
Saldos finais - circulante - 2018 e 2017	224.964	222.720
Alocação:		
Consumidores e concessionárias	145.857	211.417
Títulos de créditos a receber (vide nota explicativa nº 7)	67.388	1.625
Outros créditos - outros (uso mútuo de poste)	11.719	9.678

- (4) Inclui energia vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Composição do saldo da CCEE	2018	2017
Créditos a vencer	875	12.985
Sub-total créditos CCEE	875	12.985
(-) Aquisições de energia na CCEE	(31.474)	(60.905)
(-) Encargos de serviços do sistema	(2.354)	(2.022)
Total débitos CCEE	(32.953)	(49.942)

- (5) Inclui serviços taxados no montante de R\$5.767 que serão ressarcidas ao consumidor contabilizados como redutora na rubrica de outros. A Companhia possui R\$151.585 (R\$83.960 em 2017), referente ao ICMS incidente sobre a TUSD suspenso por liminares. Em contrapartida o valor é contabilizado na rubrica de ICMS em tributos e contribuições sociais no passivo não circulante.
- (6) Os valores objetivaram recompor a receita da Companhia referente à disponibilização da rede de distribuição aos consumidores livres, geradoras e fontes incentivadas. Para o saldo remanescente de R\$12.201 (R\$12.201 em 2017) registrado no ativo não circulante, que se encontra suspenso por liminares, a Companhia possui o mesmo valor registrado em contrapartida no passivo não circulante (nota explicativa nº 23).

7 Títulos de créditos a receber

	2018	2017
Processo execução de precatórios P M de Cuiabá (1)	16.590	21.042
Precatório de Órgãos Públicos Municipais (2)	65.763	-
Outros títulos a receber (3)	1.625	1.625
(-) Provisão para perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa (*)	(67.388)	(1.625)
(-) AVP - Precatório P M de Cuiabá (1)	(78)	(711)
Total	16.512	20.331
Circulante	5.801	5.761
Não circulante	10.711	14.570

(*) Incluído no total apresentado como redutora no ativo não circulante.

- (1) Ação de Execução (processo nº 383/2001 - 3ª Vara de Fazenda Pública - Cuiabá) ajuizada em desfavor do Município de Cuiabá, que deu origem ao Precatório Requisitório nº 13.699/2004/TJMT. O montante dos títulos encontra-se em processo de recebimento, tendo sido já recebido 30 parcelas, restando 36 parcelas fixas de R\$500, corrigidos pela taxa de 0,5% ao mês, e a última parcela de nº 67, no valor de R\$183. No exercício findo em 31 de dezembro de 2018 foi constituído ajuste a valor presente no valor de R\$78 (R\$711 em 2017), utilizando-se a taxa média do CDI anual de 6,40% a.a (6,99% a.a em 2017), registrados em outras despesas financeiras.

- (2) Referem-se a títulos precatórios de Órgãos Públicos Municipais, que após condenação judicial definitiva dos devedores resultou na expedição dos precatórios conforme ordem emanada do Poder Judiciário, e expedição de requisições de pagamentos, para cobrar dos municípios dividas relacionadas a débitos de contas de energia elétrica, referente ao período de julho de 1998 a junho de 2014 no montante R\$65.763 (valores históricos), vencidas a partir de 27 de julho de 1998, que se encontravam totalmente provisionadas. O montante foi integralmente transferido da rubrica de consumidores e concessionárias e todos os processos tiveram instrução processual finalizada, transitada em julgado. O montante se encontra integralmente provisionado conforme composição abaixo:

	2018
Prefeitura Municipal de Alta Floresta	1.025
Prefeitura Municipal de Cáceres	4.021
Prefeitura Municipal de Juscimeira	4.127
Departamento de água e Esgoto de Várzea Grande - DAE VG	56.590
Total	65.763

- (3) Refere-se aquisição de crédito de carbono que se encontra totalmente provisionado.

Em 31 de dezembro de 2018, os vencimentos dos títulos de créditos são como segue:

	2018 (*)
Títulos vencidos	-
2019	5.827
2020	5.471
2021	5.290
Após 2022	67.312
Total	83.900

(*) Apresentado líquido do ajuste a valor presente.

8 Tributos a recuperar

	2018	2017
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	72.205	43.505
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	111.987	74.361
Imposto de Renda Retido na Fonte	-	665
Contribuição social sobre o lucro - CSSL	36.727	28.633
Contribuições ao PIS e a COFINS	16.114	21.557
Outros	2.075	2.076
Total	239.108	170.797
Circulante	192.787	130.617
Não circulante	46.321	40.180

Referem-se a créditos tributários de saldos negativos de imposto de renda e de contribuição social sobre o lucro, ICMS sobre aquisição de bens para o ativo intangível/imobilizado e/ou recolhimentos de impostos e contribuições efetuados a maior, que são recuperados ou compensados com apurações de tributos em exercícios posteriores, de acordo com forma prevista na legislação vigente aplicável.

9 Reajuste, Revisões Tarifárias e outros assuntos regulatórios

9.1. Reajuste tarifário:

Os valores das tarifas serão reajustados em periodicidade anual e a receita da concessionária será dividida em duas parcelas: Parcela A (composta pelos custos não gerenciáveis) e Parcela B (custos operacionais eficientes e custos de capital). O reajuste tarifário anual tem o objetivo de repassar os custos não gerenciáveis e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis.

9.2. Revisão tarifária:

A revisão tarifária periódica ocorre a cada 5 anos e neste processo, a ANEEL procede ao recálculo das tarifas, considerando as alterações na estrutura de custos e mercado da concessionária, estimulando a eficiência e a modicidade das tarifas. Os reajustes e as revisões são mecanismos de atualização tarifária, ambos previstos no contrato de concessão. A Concessionária também pode solicitar uma revisão extraordinária sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Em 03 de abril de 2018, a ANEEL, através da Resolução Homologatória Nº 2.379 e Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, homologou o resultado da quarta revisão tarifária periódica da Companhia, em vigor desde 08 de abril de 2018. O impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi um aumento médio de 11,53%.

9.3. Bandeiras tarifárias:

A partir de 2015, as contas de energia passaram a trazer o sistema de Bandeiras Tarifárias.

As Bandeiras Tarifárias têm como finalidade sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional -SIN, por meio da cobrança de valor adicional à Tarifa de Energia - TE.

O sistema de Bandeiras Tarifárias é representado por:

Bandeira Tarifária Verde;

Bandeira Tarifária Amarela;

Bandeira Tarifária Vermelha, segregada em Patamar 1 e 2;

A Bandeira Tarifária Verde indica condições favoráveis de geração de energia, não implicando acréscimo tarifário.

A Bandeira Tarifária Amarela indica condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$2,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês a partir de novembro de 2017 o acréscimo da tarifa passou a ser de R\$1,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh).

A Bandeira Tarifária Vermelha indica condições ainda mais custosas de geração. Essa bandeira é dividida em dois patamares, quais sejam:

Patamar 1: com a aplicação de uma tarifa de R\$3,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês;

Patamar 2: com aplicação de uma tarifa de R\$3,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês e a partir de novembro de 2017 o acréscimo da tarifa passou a ser de R\$5,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh).

A Resolução Homologatória nº 2.203/2017, com vigência a partir de fevereiro/2017, homologou os valores de Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha, mencionadas anteriormente. Após a

finalização da Audiência Pública AP nº 61/2017 a ANEEL aprovou a alteração dos valores da Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha - Patamar 2.

Em 2018 e 2017 as bandeiras tarifárias vigoraram da seguinte forma:

Mês	2018	2017
Janeiro	Verde	Verde
Fevereiro	Verde	Verde
Março	Verde	Amarela
Abril	Verde	Vermelha Patamar 1
Maio	Amarela	Vermelha Patamar 1
Junho	Vermelha Patamar 2	Verde
Julho	Vermelha Patamar 2	Amarela
Agosto	Vermelha Patamar 2	Vermelha Patamar 1
Setembro	Vermelha Patamar 2	Amarela
Outubro	Vermelha Patamar 2	Vermelha Patamar 2
Novembro	Amarela	Vermelha Patamar 2
Dezembro	Verde	Vermelha Patamar 1

9.4. Outros assuntos regulatórios - sobrecontratação:

A sobrecontratação das distribuidoras do grupo Energisa é decorrente, principalmente, da obrigatoriedade que foi imposta às concessionárias de energia elétrica de adquirir energia no Leilão A-1 de 2015 e da migração de clientes especiais para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Independentemente da sua necessidade, as distribuidoras de energia elétrica do país estavam sujeitas à aquisição obrigatória de um mínimo de 96% dos seus Montantes de Reposição no último leilão de 2015, sendo que o descumprimento dessa regra configuraria riscos alheios à gestão dos agentes, inclusive com a imposição de prejuízos às controladas, distribuidora de energia elétrica, oriundos de atividade não remunerada (a aquisição de energia).

O Poder Concedente, diante do cenário de maior retração da economia e da renda, e, por conseguinte, da carga atendida pelos agentes de distribuição, editou o Decreto nº 8.828/16, alterando a obrigação de aquisição do montante mínimo obrigatório para futuros leilões, quando desnecessária. Quanto ao passado, foram mantidas as discussões e análise do tema junto aos agentes.

Da mesma forma, com relação à migração de clientes especiais do mercado cativo para o mercado livre, a ANEEL alterou a regulamentação permitindo a devolução da energia a eles correspondente, a partir de leilão A-1 de 2016. Não sendo possível a redução dos contratos existentes uma vez que esta possibilidade não estava clara para o vendedor no edital dos leilões anteriores, resta o reconhecimento destas sobras como involuntárias.

Por isso, o Grupo Energisa, recorreu a ANEEL para que essa sobrecontratação seja reconhecida como involuntária, afastando-se os prejuízos das controladas, distribuidoras de energia elétrica. Em reunião da Diretoria da ANEEL, realizada em 25 de abril de 2017, o regulador definiu que a aprovação da involuntariedade de cada distribuidora será avaliada individualmente, considerando o máximo esforço para atingimento do nível de cobertura contratual, conforme previsto na Resolução Normativa 453/2011. Cabe destacar que os processos administrativos abertos pelas empresas do setor de energia elétrica não foram deliberados pela ANEEL.

Nos últimos exercícios, o grupo Energisa envidou seus melhores esforços e utilizou-se dos mecanismos disponíveis, tais como a participação nos Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSDs) Mensais e de Energia Nova e a realização de acordos bilaterais com geradores. Desta forma, as distribuidoras do Grupo Energisa em conjunto, encerraram o exercício de 2018 dentro do limite regulatório (entre 100% e 105%), assim como ocorreu no exercício de 2017.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2018 a Companhia calculou os efeitos da sobrecontratação e não apurou valores a repassar aos consumidores.

10 Ativos e passivos financeiros setoriais (CVA)

Referem-se aos ativos e passivos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados pela Parcela A e outros componentes financeiros, que são incluídos nas tarifas no início do período tarifário e aqueles efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Os valores são realizados quando do início da vigência de outros períodos tarifários ou extinção de concessão com saldos apurados e não recuperados, os quais serão incluídos na base de indenização.

Os valores reconhecidos de ativos e passivos financeiros setoriais tiveram a contrapartida a receita de venda de bens e serviços.

Os aditivos contratuais emitidos pela Aneel, veem garantir que os valores de CVA e outros itens financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

A Companhia contabilizou as variações destes custos como ativos e passivos financeiros setoriais, conforme demonstrado a seguir:

Ativo Financeiro Setorial	Saldo em 2017	Receita Operacional		Resultado financeiro	Transferência	Saldo em 2018	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
		Adição	Amortização	Remuneração						
Itens da Parcela A (i)										
Energia elétrica comprada para revenda	118.403	252.408	(107.688)	2.510	(938)	264.695	40.064	224.631	204.169	60.526
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	295	382	(429)	(17)	(13)	218	163	55	203	15
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	4.397	11.870	(5.409)	380	(885)	10.353	374	9.979	7.664	2.689
Transporte de Energia Elétrica - Itaipu	305	4.155	(283)	88	(4)	4.261	-	4.261	3.113	1.148
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	28.390	-	161	(5.388)	23.163	-	23.163	16.922	6.241
Componentes financeiros										
Neutralidade da Parcela A (iii)	4.574	5.670	(4.244)	77	(6.077)	-	-	-	-	-
Sobrecontratação de energia (iv)	72.689	29.175	(56.723)	527	(19.026)	26.642	16.711	9.931	23.966	2.676
CUSD	2	94	(4)	(4)	(87)	1	1	-	1	-
Exposição de submercados (v)	18.256	24.928	(13.002)	1.231	(399)	31.014	4.941	26.073	23.989	7.025
Garantias	152	169	(153)	6	-	174	43	131	139	35
Saldo a Compensar (vi)	15.289	3.719	(14.675)	1.037	(856)	4.514	4.514	-	4.514	-
Outros itens financeiros (viii)	17.294	(4.929)	(9.938)	1.143	-	3.570	3.570	-	3.570	-
Total Ativo	251.656	356.031	(212.548)	7.139	(33.673)	368.605	70.381	298.224	288.250	80.355

Passivo Financeiro Setorial	Saldo em 2017	Receita Operacional		Resultado financeiro	Transferência	Saldo em 2018	Valores em amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
		Adição	Amortização	Remuneração						
Itens da Parcela A (i)										
Energia elétrica comprada para revenda	13.000	-	(12.062)	-	(938)	-	-	-	-	-
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	188	-	(175)	-	(13)	-	-	-	-	-
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	885	-	-	-	(885)	-	-	-	-	-
Transporte de Energia Elétrica - Itaipu	847	(480)	(264)	7	(4)	106	106	-	106	-
Encargo de serviços de sistema ESS (ii)	165.500	109.959	(132.981)	4.958	-	147.436	40.754	106.682	118.691	28.745
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	55.077	(5.816)	(36.818)	906	(5.388)	7.961	7.961	-	7.961	-
Neutralidade da Parcela A (iii)	33.554	24.875	(30.543)	700	(6.077)	22.509	11.388	11.121	19.512	2.997
Sobrecontratação de energia (iv)	-	19.159	-	(133)	(19.026)	-	-	-	-	-
CUSD	10	162	-	4	(87)	89	-	89	64	25
Exposição de submercados (v)	5.488	-	(5.092)	-	(399)	(3)	(3)	-	-	(3)
Saldo a Compensar (vi)	-	2.381	-	88	(856)	1.613	-	1.613	1.177	436
Devoluções Tarifárias (vii)	6.254	35.206	-	1.577	-	43.037	-	43.037	-	43.037
Outros itens financeiros (viii)	76	24.445	(17.924)	(1)	-	6.596	6.581	15	6.593	3
Total Passivo	280.879	209.891	(235.859)	8.106	(33.673)	229.344	66.787	162.557	154.104	75.240
Saldo líquido	(29.223)	146.140	23.311	(967)	-	139.261	3.594	135.667	134.146	5.115

- (i) **Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A (CVA):** A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC;

- (ii) **Encargo de Serviço do Sistema - ESS:** Representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, que inclui os serviços ancilares, prestados pelos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN;
- (iii) **Neutralidade da Parcela A:** Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores inseridos nas tarifas.
- (iv) **Repasse de sobrecontratação/exposição involuntária de energia:** A distribuidora deve garantir, por meio de contratos de energia regulados, o atendimento de 100% do seu mercado. Contratações superiores ou inferiores a este referencial implicam na apuração, pela ANEEL, com aplicação nos processos de reajustes e revisões tarifárias, dos custos de repasse de aquisição do montante de sobrecontratação, limitado aos 5% em relação à carga anual regulatória de fornecimento da distribuidora e do custo da energia referente à exposição ao mercado de curto prazo.
- (v) **Exposição de submercados:** Representa o resultado financeiro decorrente das diferenças entre o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) em função das transferências de energia entre Submercados.
- (vi) **Saldo a Compensar da CVA do ciclo anterior:** Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, verifica-se se o saldo da CVA em processamento considerado no processo tarifário foi

efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo tarifário e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada.

(vii) **Devoluções Tarifárias:** Referem-se a receitas de ultrapassagem de demanda e excedentes de reativos auferidas a partir do 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (4CRTP), onde a partir de novembro de 2017, são apropriados nos passivos financeiros setoriais atualizadas mensalmente com aplicação da variação da SELIC e serão amortizadas a partir do início do 5º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (5CRTP).

(viii) **Outros itens financeiros:** Considera-se os demais itens financeiros de característica não recorrentes e específico das Distribuidoras, tais como, Reversão do Financeiro RTE2015, Diferencial Eletronuclear, repasse de Compensação DIC/FIC, etc.
Em março de 2018 a Companhia reconheceu na rubrica Outros Itens Financeiros, o montante de R\$24.240 incluído na coluna “adição”, referente ao ressarcimento de recursos pagos pelas concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica (Lei nº 12.111 de 09 de dezembro de 2009), conforme consta do Ofício Circular 210/2018-SFF/ANEEL.

11 Outros créditos

	2018	2017
Subvenção Baixa Renda (1)	8.831	12.524
Subvenção CDE - Desconto Tarifário (2)	54.442	74.710
Banco Daycoval (3)	102.985	102.985
(-) Provisão para perdas (3)	(102.985)	(102.985)
Outros créditos a Receber - CELPA (4)	31.326	29.529
(-) Ajuste a Valor presente - CELPA (4)	(11.433)	(11.692)
Ordens de serviço em curso - PEE e P&D	51.169	46.323
Ordens de serviço em curso - Outros/ Ordem de desativação	4.968	8.302
Sub-rogação CCC (5)	24.316	30.439
Despesas pagas antecipadamente	34.873	29.618
Adiantamentos	10.310	6.340
Créditos a receber de terceiros-alienação de bens e direitos (6)	13.929	24.011
Bloqueio Judicial (7)	2.779	3.021
Aquisição de combustível para conta CCC (8)	55.162	54.652
Outros	8.006	29.870
Total	288.678	337.647
Circulante	254.882	294.693
Não circulante	33.796	42.954

(1) **Subvenção - Baixa Renda:** Esses créditos referem-se à subvenção da classe residencial baixa renda, das unidades consumidoras com consumo mensal inferior a 220 kWh, desde que cumpridos certos requisitos. Essa receita é custeada com recursos financeiros oriundos da RGR - Reserva Global de Reversão e da CDE - Conta de Desenvolvimento Energético, ambos sob a administração da CCEE. O saldo refere-se às provisões de novembro e dezembro de 2018. A administração não espera apurar perdas na realização do saldo.

Segue a movimentação ocorrida nos exercícios:

	2018	2017
Saldo inicial - circulante - 2017 e 2016	12.524	6.939
Subvenção Baixa Renda	43.306	41.780
Ressarcimento pela CCEE	(46.999)	(36.195)
Saldo final - circulante - 2018 e 2017	8.831	12.524

(2) **Subvenção CDE - Desconto Tarifário:** Refere-se a recursos transferidos às concessionárias autorizados pelo Governo Federal, para fazer frente à Subvenção CDE para os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Em 31 de dezembro de 2018, o saldo corresponde às subvenções incorridas nos meses de novembro e dezembro de 2018, cujo ressarcimento a administração da empresa espera receber no primeiro trimestre de 2019.

Segue a movimentação ocorrida nos exercícios:

	2018	2017
Saldos iniciais - circulante - 2017 e 2016	74.710	48.629
Desconto Tarifário Subvenção Irrigante e Rural	283.836	239.301
Ressarcimento pela CCEE	(304.104)	(213.220)
Saldos finais - circulante - 2018 e 2017	54.442	74.710

- (3) Refere-se ao valor transferido pelo Banco Daycoval S.A. para a conta corrente da acionista Rede Energia Participações S/A, em 28 de fevereiro de 2012, para quitação de dívidas vencidas, conforme justificativa da Instituição Financeira. A Administração da Companhia considera essa transferência indevida e ajuizou medida judicial para a recuperação desse valor. O saldo está provisionado por se tratar de um ativo contingente, visto que sua realização será confirmada apenas pela ocorrência ou não de eventos futuros, incertos, não totalmente sob o controle da Companhia.
- (4) Crédito a receber da Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA, oriundo de transações entre partes relacionadas até a data de alienação para a Equatorial Energia S.A. realizado em 25 de setembro de 2012. Os créditos intra-grupo foram parcialmente assumidos pela Rede Power do Brasil S.A., até onde se compensavam, que quitou perante as Partes Relacionadas a parcela do crédito assumido. Do montante inicial da negociação que a Companhia tem direito, restou o valor de R\$68.813 onde R\$47.266 - cerca de 69%, foram assumidas pela Rede Power do Brasil S.A. e o restante R\$21.547 será recebido em parcelas semestrais a partir do último dia do mês de setembro de 2019, com conclusão em setembro de 2034, cujo saldo atualizado é de R\$31.326 (R\$29.529 em 2017).
- (5) A Companhia foi enquadrada na sub-rogação do direito de uso da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC, devido à implantação de projetos elétricos que proporcionaram a redução do dispêndio da CCC, que contribui para a modicidade das tarifas aos consumidores finais. Para fins de cálculo do benefício, foram aprovados os seguintes projetos com saldos a receber em aberto:

Obra	Status	Valor aplicado	Valor sub-rogado	Recebido	A receber	
					2018	2017
Sistema de Transmissão Sapezal / Comodoro	em serviço	36.225	32.254	13.235	19.019	22.416
Sistema de Transmissão Rondolandia	em serviço	10.203	4.613	3.459	1.154	3.210
Sistema de Transmissão Paranorte	em serviço	6.697	4.915	772	4.143	4.813
Total		53.125	41.782	17.466	24.316	30.439
Circulante					10.414	5.321
Não Circulante					13.902	25.118

O Despacho ANEEL nº 4.722, de 18 de dezembro de 2009, para aplicação nas publicações do exercício de 2009, trata nos itens 53 e 54, a respeito da contabilização do subsídio recebido pela concessionária, oriundo do fundo da CCC em virtude de obras que visam à desativação de usinas térmicas e consequente redução de óleo diesel no processo de geração de energia em nosso país.

O mencionado Despacho determina que todos os valores já recebidos ou aprovados sejam registrados no grupo de contas "223 - Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica". Dentro desse grupo é feita a segregação dos valores já efetivamente recebidos e dos valores pendentes de recebimento, aprovados pelo órgão regulador.

- (6) Créditos a receber de terceiros - Refere-se a uso mútuo de poste e venda de sucatas Inclui R\$11.719 de provisão para perda esperada de créditos de liquidação duvidosa.
- (7) Bloqueio Judicial - Inclui R\$2.795 de valores em conta corrente da Companhia. A Administração está realizando apresentação da documentação necessária a sua liberação.
- (8) A Companhia possui saldos a receber referente a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC no montante de R\$55.162 (R\$54.652 em 2017). Deste total, R\$53.621 foram reconhecidos pela ANEEL através da Nota Técnica nº 01/2018-SFF de 03 de janeiro de 2018, referente ao período de 30 de julho de 2009 a 30 de junho de 2016 que detalhou a metodologia estabelecida para a fiscalização e o reprocessamento mensal dos benefícios, demonstrou as análises técnicas das

informações colhidas sobre contratos de compra de energia e potência, de combustíveis, as medições de grandezas elétricas e de combustíveis e os tratamentos regulatórios dados acerca das manifestações da empresa, no intuito de apurar eventual ativo ou passivo da beneficiária, no âmbito das regras da Resolução Normativa nº 427/2011.

12 Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela Rede Energia Participações S/A, (57,67% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A (EMS), Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (ETO), Energisa Sul Sudeste - Distribuição de Energia S/A (ESS), Multi Energisa Serviços S.A, Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (CTCE), QMRA Participações S/A e Rede Power do Brasil S/A (Rede Power). A Rede Energia Participações S/A é controlada pela Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A (EEVP) (56,89%) que por sua vez é controlada pela Denerge Desenvolvimento Energético S/A (Denerge) (99,99%). A Denerge é controlada pela Energisa S/A (99,97%) e possui participação direta na Rede Energia Participações (9,82%). A Energisa é controladora direta da Energisa Participações Minoritárias S/A (87,70%) que por sua vez possui participação direta na Rede Energia Participações S/A de 29,57% e na EMT (39,82%). Transações efetuadas durante o exercício pela Companhia:

	Serviços contratados (Despesas)	Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição (Receita)	Comissão aval e debêntures (Despesa) financeira (4)	Saldo a pagar (Fornecedores)	Saldo a pagar aval - e debêntures (4)	Saldo a receber - Disponibilização de sistema de transmissão e distribuição
Energisa S/A (1)	43.072	-	27.791	6.946	316.133	-
Multi Energisa S/A (2)	8.344	-	-	764	-	-
Energisa Soluções S/A (3)	10.884	-	-	1.185	-	-
Energisa Soluções Construções em Linhas e Redes S/A (3)	41.774	-	-	4.147	-	-
Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A	-	1.417	-	-	-	34
Energisa Serviços Aéreos de Aeroinspeção S/A	504	-	-	-	-	-
2018	104.578	1.417	27.791	13.042	316.133	34
2017	87.123	1.983	45.308	11.766	309.159	226

(1) Energisa S/A

Refere-se a serviços administrativos e de compartilhamento de recursos humanos para execução de parcela dos macroprocessos prestados às suas controladas. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários. Os contratos de compartilhamento foram aprovados pela ANEEL e firmados em 01 de março de 2017 com prazo de validade de 60 meses, podendo ser prorrogado mediante termo aditivo que deverá conter anuência da ANEEL.

(2) Multi Energisa S/A

Refere-se a serviços de Call Center e Suporte a TI e foram submetidos à aprovação da ANEEL. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários.

(3) Energisa Soluções S/A e Energisa Soluções e Construções em Linhas e Redes S/A

As transações com as empresas ligadas referem-se a serviços de manutenção de linhas, subestações, engenharia e de projetos. Os contratos foram submetidos à aprovação da ANEEL e são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários.

(4) Energisa S/A - debêntures e comissão de aval

A companhia efetuou a 6ª e 7ª emissão de debêntures em moeda corrente, que foram na sua totalidade, adquiridas pela Energisa S/A com vencimentos e condições conforme nota explicativa 19. Em 31 de dezembro de 2018 o valor atualizado é de R\$316.133(R\$308.206 em 2017).

Custo de contrato de comissão de aval, iniciado em fevereiro de 2017, de garantias da controladora para contratos da Companhia a empréstimos e financiamentos, com taxa a razão de 1,5% a.a. O saldo a pagar em 31 de dezembro de 2017 foi de R\$953.

Remuneração dos Administradores

	2018	2017
Remuneração Anual (a)	14.408	8.263
Remuneração dos membros do conselho de Administração	892	663
Remuneração da Diretoria	7.990	2.404
Outros Benefícios (b)	1.877	1.566

(a) Limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2018 foi aprovado na AGE de 26 de abril de 2018.

(b) Inclui encargos sociais, benefícios de previdência privada, seguro saúde e seguro de vida.

A maior e a menor remuneração atribuídas a dirigentes e conselheiros relativas ao mês de dezembro, foram de R\$59 e R\$2(R\$57 e R\$2 em 2017), respectivamente. A remuneração média no exercício de 2018 foi de R\$22(R\$16 em 2017).

Programa de Remuneração Variável (ILP)

A Companhia ofereceu aos seus executivos Programa de Remuneração Variável através do 1º programa de concessão de ações, denominada Incentivo de Longo Prazo (ILP), aprovado pela Controladora Energisa S/A em Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária de 25 de abril de 2018, e regulamento aprovado em reunião do Conselho de Administração em 10 de maio de 2018. O Programa de concessões de ações, têm por objetivo (i) o alinhamento de interesses entre acionistas e executivos; (ii) a promoção da meritocracia; (iii) a retenção de executivos de bom desempenho; (iv) o estímulo de resultados sustentáveis e atingimento de metas empresariais, com compartilhamento da criação de valor. O benefício é direcionado aos executivos da Companhia a ser pago em Units da controladora Energisa S/A, até o limite previsto de 44.703 units, a ser baseado em um valor definido para cada nível levando em consideração o desempenho individual, a ser consignado no contrato de concessão de ações, de acordo com o escopo de cada executivo. Ao programa são associadas condições de performance (*Total Shareholder Return* -TSR Relativo e Fluxo de caixa livre), que modificam o *target* em função das faixas atingidas.

O benefício visa atrair e reter pessoas chaves e premiá-las em função do seu desempenho, aliado às metas de desempenho da Companhia. O período de aquisição do direito (vesting) são de 3 anos, a partir da data da outorga em 02 de maio de 2018.

Em atendimento ao IFRS 2/CPC 10, a Companhia apurou o valor justo das ações (units) restritas com condições de performance (Performance Shares) outorgadas com base no modelo de Monte Carlo para permitir a incorporação das condições de carência de mercado no valor justo do ativo. A despesa é reconhecida em uma base “pro rata temporis”, que se inicia na data da outorga, até a data em que o beneficiário adquire o direito a receber as ações da . Não há opções exercíveis ou expiradas em 31 de dezembro de 2018.

Premissas e cálculo do valor justo das Ações Outorgadas

Para determinação do valor justo foram utilizadas as seguintes premissas:

	1º programa ILP
Método de Cálculo	Monte Carlo
Total de opções de ações outorgadas	44.703
Prazo de carência	3 anos
Taxa de juros livre de risco ^(a)	8,2%
Volatilidade ^(b)	25,61%
Valor justo na data da outorga	R\$ 27,65

(a) Taxa de juros = 8,2% (projeção da DI com prazo de vencimento equivalente ao fim da carência do Programa - DI1J2021).

(b) Volatilidade e correlação entre os preços de ação (da Energisa S/A e dos concorrentes considerados no IEE (“Índice de Energia Elétrica e seus pares”) para o TSR) foram calculadas com base nos valores históricos de 1 ano anterior à data de outorga do programa.

Devido as características específicas do Plano de Incentivo de Longo Prazo da Companhia, divulgadas acima, não há preço de exercício ou limite para exercício associados.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2018, foram reconhecidos R\$274 decorrente do Plano de Outorga de Opção de Ações na demonstração do resultado do exercício na rubrica de custos e despesas operacionais.

13 Créditos tributários, impostos diferidos e despesa de imposto de renda e contribuição social corrente

O IRPJ e a CSLL diferidos são calculados sobre as diferenças entre os saldos dos ativos e passivos das Demonstrações Financeiras e as correspondentes bases fiscais utilizadas no cálculo do IRPJ e da CSLL correntes. A probabilidade de recuperação destes saldos é revisada no fim de cada exercício e, quando não for mais provável que bases tributáveis futuras estejam disponíveis e permitam a recuperação total ou parcial destes impostos, o saldo do ativo é reduzido ao montante que se espera recuperar.

	2018	2017
Ativo		
Base negativa de contribuição social s/ o lucro	497	12.977
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	223.669	209.532
Contribuição social sobre o lucro líquido	80.521	75.431
Total	304.687	297.940
Passivo		
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	170.734	116.546
Contribuição social	61.464	41.957
Total	232.198	158.503
Total líquido - ativo não circulante	72.489	139.437

As diferenças temporárias são como segue:

	2018		2017	
	Base de cálculo	IRPJ + CSSL	Base de cálculo	IRPJ + CSSL
Ativo				
Base negativa da contribuição social sobre o lucro	5.527	497	144.190	12.977
Provisão para créditos (PPECLD e Daycoval)	327.949	111.503	325.705	110.740
Outras provisões (honorários e outras)	282.531	96.061	280.983	95.534
Provisões para riscos cíveis, trabalhistas, fiscais e regulatórios	106.995	36.378	124.552	42.348
Ajustes a valor presente	19.775	6.724	20.370	6.926
Outras adições temporárias	157.424	53.524	86.512	29.415
Instrumentos financeiros - derivativos	(103.640)	(35.238)	(16.424)	(5.584)
Encargos sobre reavaliação de ativos	(128.869)	(43.815)	(154.232)	(52.439)
Parcela do VNR do ativo financeiro indenizável da concessão e atualização	(450.426)	(153.145)	(295.526)	(100.480)
Total - ativo não circulante	217.266	72.489	516.130	139.437

A realização dos créditos fiscais diferidos são como segue:

Exercícios	Realização de créditos fiscais
2019	21.506
2020	28.170
2021	29.462
2022	34.538
2023	32.230
2024 a 2025	66.408
2026 a 2028	92.373
Total	304.687

Os valores de imposto de renda e contribuição social que afetaram o resultado do exercício, bem como a compensação dos créditos tributários registrados, são demonstrados como segue:

Alíquota Efetiva	2018	2017
Lucro antes dos impostos	532.994	35.543
Alíquota fiscal combinada	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculados às alíquotas fiscais combinadas	(181.218)	(12.085)
Ajustes:		
Despesas indedutíveis (doações, brindes, multa, etc.)	(2.453)	(6.935)
Créditos sobre incentivos fiscais - SUDAM (*)	65.205	6.180
Créditos sobre incentivos fiscais - SUDAM - Efeito PERT. (**)	-	(17.807)
Incentivos fiscais de Inovação - Lei do Bem (***)	8.053	-
Outras exclusões permanentes (****)	4.387	855
Outros adições	-	(979)
Impostos de renda e contribuição social corrente e diferido	(106.026)	(30.771)
Alíquota efetiva	(19,89%)	(52,46%)

(*) Em dezembro de 2014 a Companhia obteve aprovação do Ministério da Integração Social do seu pedido de benefício fiscal para o período de 01 de janeiro de 2014 a 31 de dezembro de 2023 e o deferimento de seus pedidos junto à Receita Federal - Ato Declaratório Executivo nº 17-DRF/CBA de 02 de fevereiro de 2015 e consiste na redução de até 75% do Imposto de Renda calculado sobre o lucro de exploração. Os valores de redução do imposto de renda e adicionais - Incentivo SUDAM- auferidos nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017, foram registrados diretamente na demonstração de resultado do exercício na rubrica "imposto de renda e contribuição social corrente" de acordo com a Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/08.

Em 2018, a Companhia, amparada pela legislação vigente, formalizou o pedido para obtenção do benefício fiscal, a fim de ampliá-lo pelo período de mais 10 anos, a contar do momento da sua aprovação. Neste sentido, a Companhia possui processo que se encontra em fase de análise, formalizado junto à Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM).

Com a publicação da Lei nº 13.799/2019, estendeu-se o prazo para aprovação e obtenção do Incentivo Fiscal de Redução de 75% do IRPJ e adicionais até 31/12/2023. Dessa forma, a previsão é que os projetos da Companhia tenham os benefícios garantidos por parte da SUDAM até o ano calendário de 2028, após a emissão dos Laudos Constitutivos, aumentando o prazo de fruição em mais 5 anos.

(**) No exercício de 2017 a Companhia efetuou recálculos das bases tributáveis dos exercícios de -2014, 2015 e 2016, em decorrência da alteração do critério de tributação do regime de caixa para competência sobre os valores de ativos e passivos financeiros setoriais (CVA), cujos débitos originados dessas novas apurações foram incluídos no Programa Especial de Regularização Tributária denominado PERT, resultando em contabilização dos efeitos de imposto de renda e de contribuição social sobre o lucro registrados no exercício.

(***) Refere-se ao incentivo fiscal dedutível do imposto de renda originados de recursos aplicados nos projetos de P&D, aprovados pelo Ministério de Ciência e Tecnologia.

(****) Referem-se basicamente a outros incentivos fiscais utilizados pela Companhia, como PAT (Programa de Alimentação do Trabalhador), Doações/Patrocínios Culturais, Lei 8.313/91 e Projetos Desportivos, Lei 11.438/2006.

14 Ativo financeiro indenizável da concessão

A Lei nº 12.783/13 determinou a metodologia que deve ser adotada na indenização dos ativos de geração, transmissão e distribuição ao final da concessão, o VNR - Valor novo de reposição.

Desde 31 de dezembro de 2012 a Companhia passou a reconhecer o VNR, homologado pela ANEEL, dos ativos que compõe a concessão, com a aplicação do IGPM. Em novembro de 2015 a ANEEL através da Resolução Normativa nº 686/2015, aprovou a revisão do Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Revisão Tarifária (PRORET), da Base de Remuneração Regulatória (BRR), onde determinou que a base de remuneração fosse corrigida pela aplicação do IPCA.

A remuneração do ativo financeiro indenizável da concessão relativa ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, foi registrada em receitas operacionais como ativo financeiro indenizável da concessão no montante de R\$154.900 (R\$46.717 em 2017).

O valor registrado no exercício de 2018 inclui a parcela do processo do 4º ciclo tarifário aprovado pela Aneel através da Resolução Homologatória nº 2.379, de 03 de abril de 2018, Nota Técnica nº. 68/2018 - SGT/ANEEL.

Seguem as movimentações ocorridas nos exercícios:

	2018	2017
Ativo financeiro valor justo - 2017 e 2016	1.827.340	1.373.943
Adições no exercício (*)	165.025	433.949
Baixas no exercício	(28.422)	(27.269)
Receitas operacionais - ativo financeiro indenizável da concessão (**)	154.900	46.717
Ativo financeiro valor justo - 2018 e 2017	2.118.843	1.827.340

(*) Transferência do ativo contratual - infraestrutura em construção e intangível em curso para o ativo financeiro indenizável da concessão;

(**) Os ativos são atualizados pela variação mensal do IPCA, índice de remuneração utilizado pelo regulador nos processos de revisão tarifária, a melhor expectativa da Administração e no histórico de glosas em homologações anteriores, o que reflete a melhor estimativa de valor justo do ativo. Em 29 de março de 2018 através da nota técnica nº 68/2018 a ANEEL aprovou a nova base de remuneração referente ao 4º ciclo tarifário, o que possibilitou o reconhecimento integral do valor do VNR do ativo financeiro indenizável da concessão, gerando complemento de R\$98.341, que acumulado com a aplicação do índice de atualização do período e os ajustes de percentuais de glosa, geraram acréscimo de R\$154.900.

15 Investimentos

A Companhia mantém ativos não inclusos na base de remuneração tarifária, destinados à locação conforme abaixo:

	2018	2017
Terrenos	1.384	1.384
Edificações, obras civis e benfeitorias.	4.285	4.285
Outros investimentos	712	712
Depreciação acumulada	(149)	(149)
	6.232	6.232

16 Imobilizado, Intangível e Ativo contratual - Infraestrutura em construção

	2018	2017
Imobilizado	13.787	13.818
Intangível - contrato de concessão	1.535.507	1.849.139
Ativo contratual - infraestrutura em construção	460.511	-
Total	2.009.805	1.862.957

(1) Refere-se à parcela da infraestrutura utilizada na concessão da distribuição de energia elétrica a ser recuperada pelas tarifas durante o prazo da concessão.

	Taxa média de depreciação (%)	Saldo 2017	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/Depreciação (**)	Saldo 2018
Em Serviço							
Custo	3,91%	4.574.689	-	205.616	(89.207)	-	4.691.098
							(2.604.457)
Amortização Acumulada		(2.398.703)	-	(1.097)	64.858	(269.515)	
Subtotal		2.175.986	-	204.519	(24.349)	(269.515)	2.086.641
Obrigações vinculadas à concessão							
Em Serviço							
Custo	3,68%	1.490.381	-	(98.104)	-	-	1.392.277
Amortização Acumulada		(792.913)	1.079	-	-	(49.309)	(841.143)
Subtotal		697.468	1.079	(98.104)	-	(49.309)	551.134
Total Intangível		1.478.518	(1.079)	302.623	(24.349)	(220.206)	1.535.507
Ativo contratual - infraestrutura em construção (***)							
Em construção		395.918	696.842	(204.519)	(316.647)	-	571.594
Obrigações Vinculadas à Concessão							
Em construção		25.297	139.304	98.104	(151.622)	-	111.083
Total do ativo contratual - infraestrutura em construção		370.621	557.538	(302.623)	(165.025)	-	460.511
Imobilizado em Serviço							
Custo							
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	3,33%	749	-	-	-	-	749
Máquinas e Equipamentos	15,39%	28.268	-	3.095	(101)	-	31.262
Veículos	14,29%	84	-	-	-	-	84
Móveis e utensílios	6,21%	5.935	-	281	-	-	6.216
Total do imobilizado em serviço		35.036	-	3.376	(101)	-	38.311
Depreciação acumulada							
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias		(426)	-	-	-	(22)	(448)
Máquinas e Equipamentos		(17.089)	-	-	40	(3.075)	(20.124)
Veículos		(83)	-	-	-	-	(83)
Móveis e utensílios		(3.620)	-	-	-	(249)	(3.869)
Total Depreciação acumulada		(21.218)	-	-	40	(3.346)	(24.524)
Subtotal Imobilizado		13.818	-	3.376	(61)	(3.346)	13.787
Imobilizado em curso		-	3.376	(3.376)	-	-	-
Total do Imobilizado		13.818	3.376	-	(61)	(3.346)	13.787
Total		1.862.957	559.835	-	(189.435)	(223.552)	2.009.805

(*) Das baixas no montante de R\$189.435, R\$165.025 refere-se às transferências do ativo intangível líquidas das obrigações especiais para o ativo financeiro indenizável da concessão e R\$24.410 refere-se a demais baixas realizadas no exercício,

inicialmente contabilizadas nas Ordens de Desativação - ODD, e ao final do processo os valores são transferidos para a demonstração do resultado do exercício na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais.

O montante transferido do ativo contratual da infraestrutura em construção, líquido das obrigações especiais, para o ativo financeiro indenizável da concessão de R\$165.025 (R\$433.949 em 2017), corresponde a parcela bifurcada do ativo intangível a ser indenizada no final da concessão pelo Poder Concedente, conforme prevê o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica que está enquadrado nos critérios de aplicação da interpretação técnica do ICPC 01 (IFRIC 12).

(**) A Companhia reconheceu no exercício, créditos de PIS e COFINS sobre a amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$14.736 (R\$13.769 em 2017).

(***) No ativo contratual são registrados, os gastos que são diretamente atribuíveis a aquisição e construção dos ativos, tais como: (i). O custo de materiais e mão de obra direta; (ii). quaisquer outros custos para colocar o ativo no local em condições necessárias para que sejam capazes de operar na sua plenitude; e (iii). os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos ao custo de construção da infraestrutura, apropriados considerando os determinados critérios para capitalização, como aplicação da taxa média ponderada e juros de contratos específicos de acordo com o normativo do CPC 20.

	Taxa média de amortização/depreciação	Saldo 2016	Adição (*)	Transferências	Baixas (**)	Amortização/Depreciação (***)	Saldo 2017
Intangível em Serviço							
Custo	3,98%	3.762.828	-	879.286	(67.425)	-	4.574.689
Amortização Acumulada		(1.757.778)	-	(439.473)	50.069	(251.521)	(2.398.703)
Subtotal		2.005.050	-	439.813	(17.356)	(251.521)	2.175.986
Em Curso		717.143	706.934	(439.813)	(588.346)	-	395.918
Total Intangível		2.722.193	706.934	-	(605.702)	(251.521)	2.571.904
(-) Obrigações vinculadas à concessão							
Em Serviço							
Custo	3,68%	936.447	213	553.721	-	-	1.490.381
Amortização Acumulada		(324.596)	-	(426.183)	-	(42.134)	(792.913)
Subtotal		611.851	213	127.538	-	(42.134)	697.468
Em Curso		89.446	217.786	(127.538)	(154.397)	-	25.297
Total das Obrigações vinculadas à concessão		701.297	217.999	-	(154.397)	(42.134)	722.765
Total Intangível		2.020.896	488.935	-	(451.305)	(209.387)	1.849.139
Imobilizado em Serviço							
Edificações e benfeitorias	3,33%	295	-	164	290	-	749
Máquinas e equipamentos	15,89%	24.830	-	3.478	(40)	-	28.268
Veículos	14,29%	38.311	-	-	(38.227)	-	84
Móveis e utensílios	6,25%	5.863	-	74	(2)	-	5.935
Total do imobilizado em serviço		69.299	-	3.716	(37.979)	-	35.036
Depreciação acumulada:							
Edificações e benfeitorias		(237)	(51)	(164)	-	26	(426)
Máquinas e equipamentos		(14.368)	(4.705)	-	-	1.984	(17.089)
Veículos		(35.669)	(385)	-	36.501	(530)	(83)
Móveis e utensílios		(3.381)	-	-	-	(239)	(3.620)
Total Depreciação acumulada		(53.655)	(5.141)	(164)	36.501	1.241	(21.218)
Subtotal Imobilizado		15.644	(5.141)	3.552	(1.478)	1.241	13.818
Imobilizado em curso		-	3.552	(3.552)	-	-	-
Total do Imobilizado		15.644	(1.589)	-	(1.478)	1.241	13.818
Total Ativo Intangível e Imobilizado		2.036.540	487.346	-	(452.783)	(208.146)	1.862.957

(*) Inclui R\$15.780 em despesa de amortização referente ao reconhecimento dos ativos do Projeto de interligação da região de Comodoro, no estado de Mato Grosso, ao Sistema Interligado Nacional.

(**) Das baixas no montante de R\$452.783, R\$433.949 refere-se às transferências do ativo intangível líquidas das obrigações especiais -para o ativo financeiro indenizável da concessão, R\$1.718 refere-se a baixa da aeronave e R\$17.116 refere-se a demais baixas realizadas no exercício, inicialmente contabilizadas nas Ordens de Desativação - ODD, e ao final do processo os valores são transferidos para a demonstração do resultado do exercício na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais. O montante transferido do ativo intangível, líquido das obrigações especiais, para o ativo financeiro indenizável da concessão de R\$433.949 (R\$209.729 em 2016), corresponde a parcela bifurcada do ativo intangível a ser indenizada no final da concessão

pelo Poder Concedente, conforme prevê o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica que está enquadrado nos critérios de aplicação da interpretação técnica do ICPC 01 (IFRIC 12).

(***) A Companhia registrou no exercício, crédito de PIS e COFINS sobre amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$13.769 (R\$13.138 em 2016).

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de geração e distribuição de energia, não podendo ser retirada, alienada, cedida ou dada em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A - Resolução Normativa nº 691 de 08 de dezembro de 2015, regulamenta a desvinculação da infraestrutura das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para sua desvinculação, quando destinada à alienação. Determina, também, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária específica e os recursos reinvestidos na infraestrutura da própria concessão.

A amortização do intangível está sendo realizada de acordo com as taxas da Resolução Normativa da ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, limitada ao prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada foi de 3,91% (3,98% em 2017).

O saldo do intangível e do ativo financeiro indenizável da concessão está reduzido pelas obrigações vinculadas a concessão, que são representadas por:

	2018	2017
Contribuições do consumidor (1)	1.401.314	1.426.074
Participação da União - recursos CDE (2)	620.126	456.062
Participação do Governo do Estado (2)	9.348	9.348
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	119.971	119.971
(-) Amortização acumulada	(841.143)	(792.913)
Total	1.309.616	1.218.542
Alocação:		
Contas a receber do ativo financeiro indenizável da concessão	647.399	495.777
Infraestrutura - Intangível em serviço	551.134	697.468
Infraestrutura - Ativo contratual - infraestrutura em construção e Intangível em curso	111.083	25.297
Total	1.309.616	1.218.542

(1) As contribuições do consumidor representam a participação de terceiros em obras para fornecimento de energia elétrica em áreas não incluídas nos projetos de expansão das concessionárias de energia elétrica

(2) A participação da União (recursos provenientes da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE) e a participação do Governo do Estado, estão destinadas ao Programa Luz para Todos.

Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A Companhia passou pelo 4º ciclo de revisão tarifária e os valores decorrentes da Receita de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente, a partir de novembro de 2017, passaram a ser apropriados em passivos financeiros setoriais - devoluções tarifárias conforme determina o a Resolução Normativa nº 660 de 28 de abril de 2015 e despacho da ANEEL nº 245 de 28 de janeiro de 2016.

17 Fornecedores

	2018	2017
Contratos Bilaterais (1 e 4)	302.877	392.731
Encargos de serviços do sistema	2.354	2.022
Uso da rede básica (1)	18.856	16.702
CCEE (2)	31.474	60.905
Energia livre	7.860	7.860
Materiais e serviços e outros (3)	68.842	63.613
Total	432.263	543.833
Circulante	401.442	465.802
Não Circulante	30.821	78.031

(1) Refere-se à aquisição de energia elétrica de geradores, uso da rede básica e uso do sistema de distribuição, cujo prazo médio de liquidação é de 25 dias.

- (2) O passivo da CCEE ao final dos anos de 2017 e 2018 é composto basicamente dos custos relativos aos meses de novembro e dezembro do respectivo ano. A redução do passivo se deve, principalmente à queda do PLD (Preço da Liquidação das Diferenças), de R\$425 em novembro de 2017 (média dos submercados) para R\$123 em novembro de 2018 e de R\$ 234 em dezembro de 2017 para R\$ 70 em dezembro de 2018. Além da expressiva queda de preço, outro fator que contribuiu para a redução do passivo da CCEE foi o aumento do GSF, que foi de 66,8% e 79,3% em novembro e dezembro de 2017, respectivamente, para 78,8% e 99,4% em novembro e dezembro de 2018. O aumento do GSF e a redução do PLD contribuíram para a redução dos valores a serem pagos pelas distribuidoras de Risco Hidrológico (Cotas de Garantia Física, Itaipu e Repactuado), além do PLD mais baixo influenciar diretamente no custo da energia comprada no curto prazo, que teve menor volume nos dois últimos meses de 2018 em relação ao mesmo período de 2017.
- (3) Refere-se às aquisições de materiais, serviços e outros, necessários à execução, conservação e manutenção dos serviços de distribuição - de energia elétrica, com prazo médio de liquidação de 40 dias.
- (4) Inclui o montante de R\$78.031 (R\$195.078 em 2017), referente ao parcelamento dos débitos com Eletrobrás do repasse Itaipu, consolidado em agosto de 2014 em 60 parcelas, com taxa de juros de 115% do CDI, sendo que nas 24 primeiras foram amortizados apenas os juros remuneratórios incidentes sobre o principal e nas 36 parcelas finais será amortizado o valor do principal. A partir de 30 de setembro de 2016, a Companhia iniciou o pagamento da parcela do principal.

Parcelamento repasse Itaipu	2018	2017
Parcelamento	195.078	326.228
Juros	10.134	28.778
Amortização	(127.181)	(159.928)
Total	78.031	195.078
Circulante	78.031	117.047
Não Circulante	-	78.031

18 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

Os saldos dos empréstimos e financiamentos são demonstrados pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado usando o método da taxa efetiva de juros.

	2018	2017
Empréstimos e Financiamentos - moeda nacional	1.352.349	1.597.655
Empréstimos e financiamentos - moeda estrangeira	615.735	188.348
Encargos de dívidas - moeda nacional	7.526	8.715
Encargos de dívidas - moeda estrangeira	2.488	271
(-) Custos a amortizar moeda nacional	-	(2.755)
(-) Custos a amortizar moeda estrangeira	(766)	(1.006)
Marcação a mercado de dívidas	4.650	1.886
Total	1.981.982	1.793.114
Circulante	155.141	344.972
Não Circulante	1.826.841	1.448.142

A composição da carteira de empréstimos e financiamentos e as principais condições contratuais podem ser encontradas no detalhamento abaixo:

Empresa / Operação	Total		Encargos Financeiros Anuais	Vencimento	Periodicidade Amortização	(Taxa efetiva de juros) (5)	Garantias (*)
	2018	2017					
Energisa Mato Grosso							
FIDC Grupo Energisa IV - 1ª Série	353.307	353.307	TR + 7,00% a.a.	out/34	Mensal	7,00%	R
FIDC Grupo Energisa IV - 2ª Série	483.240	483.452	CDI + 0,70% a.a.	abr/31	Mensal	7,12%	R
CCB - Santander (4)	5.363	16.093	CDI + 2,28% a.a.	jun/19	Mensal	8,70%	R + A
Repasse BNDES - Bradesco (3)	-	93.102	TJLP + 3,96% a 4,26% a.a.	nov/21	Mensal	10,68% a 10,98%	A
Repasse BNDES - Itaú (3)	-	85.858	TJLP + 3,96% a 4,26% a.a.	nov/21	Mensal	10,68% a 10,98%	A
Repasse BNDES - Bradesco (3)	-	63.277	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	10,77%	A
Repasse BNDES - Itaú (3)	-	58.354	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	10,77%	A
Nota promissória 1ª Emissão (4)	-	252.778	105,5% CDI	out/18	Final	6,77%	A
Nota Flutuante de Juros - Santander (4)	517.965	200.149	CDI + 1,25% a 1,3248% a.a.	dez/20	Semestral	7,67% a 7,74%	A
(-) Custo de captação incorrido na contratação	-	(2.755)					
Total em Moeda Nacional	1.359.875	1.603.615					
Resolução 4131-Bank of America ML (1 e 4)	205.940	93.576	Libor + 1,20% a1,60% a.a.	jan/21	Final	20,67% a 21,07%	A
Citibank Loan - 4131 (1 e 4)	55.688	47.525	Libor + 1,70% a.a.	jun/22	Anual a partir de 2021	21,17%	A
Citibank EDC Loan - 4131 (1 e 4)	55.678	47.518	Libor + 1,80% a.a.	jun/22	Anual a partir de 2021	21,27%	A
Citibank Loan - 4131 (1 e 4)	123.546	-	Libor + 0,82% a.a.	set/21	Final	20,29%	A
BBM Loan - 4131 (1 e 4)	73.707	-	3,39% a.a. Pré	out/19	Final	20,52%	A
J P MORGAN Loan (1 e 4)	103.664	-	Libor + 1,05% a.a.	nov/21	Final	20,52%	A
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(766)	(1.006)					
Marcação à Mercado de Dívida (2)	4.650	1.886					
Total em Moeda Estrangeira	622.107	189.499					
Total Energisa Mato Grosso	1.981.982	1.793.114					

(*) A = Aval Energisa S.A., R=Receíveis.

- (1) Os contratos em moeda estrangeiras possuem proteção de swap cambial e instrumento financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 31 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos).
- (2) Estas operações estão sendo mensuradas ao valor justo por meio do resultado, de acordo com os métodos da contabilidade de “hedge” de valor justo ou pela designação como “Fair Value Option” (vide nota explicativa nº 31 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos).
- (3) A controladora final Energisa S/A, firmou um acordo de investimentos com a BNDES Participações S.A - BNDESPAR por meio de um sindicato de bancos, formado entre Itaú Unibanco S.A., Banco Bradesco S.A., Banco BTG Pactual S.A. e Banco Citibank S.A., visando o repasse no âmbito dos programas FINAME e FINEM, no montante de R\$323.408, sujeito ao atendimento das condições estabelecidas entre os Agentes Repassadores e à confirmação, aprovação e disponibilidade de recursos por parte do BNDES destinados à expansão e modernização do sistema de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Companhia, além de investimentos na aquisição de máquinas e equipamentos e investimentos sociais não contemplados nos licenciamentos ambientais. Em 28 de março de 2018 a Companhia efetuou a liquidação antecipada dos contratos no valor de R\$283.344.
- (4) O contrato possui cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela controladora final Energisa S.A. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 31 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos). Em 31 de dezembro de 2018, as exigências contratuais foram cumpridas.
- (5) As taxas efetivas de juros representam as variações ocorridas no exercício de 2018. Para as dívidas em moeda estrangeira, não estão sendo considerados os efeitos do hedge cambial, demonstrados na Nota Explicativa nº 31 - Instrumentos Financeiros e gerenciamento de riscos.

Os financiamentos obtidos junto ao Finame estão garantidos pelos próprios equipamentos financiados.

Para garantia do pagamento das parcelas, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante de R\$56.645 (R\$65.024 em 2017), registrado na rubrica “Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados” no ativo.

A Companhia tem como prática alocar o pagamento de juros na atividade de financiamento na demonstração do fluxo de caixa.

Os principais indicadores utilizados para a atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações percentuais e taxas efetivas nos exercícios:

Moeda/indicadores	2018	2017
US\$ x R\$	17,13%	1,50%
TJLP	6,72%	7,12%
SELIC	6,43%	9,85%
CDI	6,42%	9,94%
IPCA	3,75%	2,95%
LIBOR	2,34%	1,30%
TR	0,00%	0,60%

Os financiamentos classificados no passivo não circulante têm seus vencimentos assim programados:

	2018
2020	558.174
2021	408.271
2022	104.476
2023	48.060
Após 2023	707.860
Total	1.826.841

Seguem as movimentações ocorridas nos exercícios:

Descrição	2018	2017
Saldos em 2017 e 2016	1.793.114	1.356.651
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	695.000	737.247
Custos Apropriados	-	(1.533)
Encargos de dívidas - juros, custos ,variação monetária e cambial	175.935	137.838
Marcação a Mercado das Dívidas	2.764	1.887
Pagamento de principal	(562.451)	(323.143)
Pagamento de juros	(122.380)	(115.833)
Saldos em 2018 e 2017	1.981.982	1.793.114
Circulante	155.141	344.972
Não circulante	1.826.841	1.448.142

Os custos de captações dos financiamentos a serem amortizados nos exercícios subsequentes são:

Contratos	2019	2020	2021 em diante	Total
LOAN Citibank	197	197	296	690
LOAN EDC	22	22	32	76
Total	219	219	328	766

19 Debêntures (não conversíveis em ações)

O saldo de debêntures e demais componentes a elas relacionados, são:

Descrição	2018	2017
Debentures - moeda nacional	1.187.831	542.024
(-) custos de captação incorridos na captação	(16.292)	(7.696)
Marcação à Mercado de Dívida	35.852	-
Total	1.207.391	534.328
Circulante	19.350	72.748
Não Circulante	1.188.041	461.580

Operações	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos / circulação	Rendimentos	Vencimento	Amortização	Taxa efetiva de juros
	2018	2017						
Debentures 5ª Emissão	-	233.818	15/05/2014	34.140 / 34.140	CDI+2,28% a.a	mai / 21	Mensal, após jun.2016	8,70%
Debentures 6ª Emissão 1ª Série	88.770	85.073	19/07/2017	81.885 / 81.885	IPCA+5,60% a.a	jun / 22	Final	9,35%
Debentures 6ª Emissão 2ª Série	79.698	76.375	19/07/2017	73.494 / 73.494	IPCA+5,660 1% a.a	jun / 24	Final	9,41%
Debentures 7ª Emissão 1ª Série	11.112	10.683	31/10/2017	10.544 / 10.544	IPCA+4,488 5% a.a	out / 22	Final	8,24%
Debentures 7ª Emissão 2ª Série	2.072	1.991	31/10/2017	1.965 / 1.965	IPCA+4,711 0% a.a	out / 24	Final	8,46%
Debentures 7ª Emissão 3ª Série	3.858	3.708	31/10/2017	3.657 / 3.657	IPCA+5,107 4% a.a	out / 27	Final	8,86%
Debentures 7ª Emissão 4ª Série	130.623	130.376	31/10/2017	128.834 / 128.834	107,75% CDI	out / 22	Anual após out/20	6,92%
Debentures 8ª Emissão	482.824	-	07/03/2018	47.000 / 47.000	CDI+1,10% a.a	fev / 21	Final	7,52%
Debentures 9ª Emissão	388.874	-	19/10/2018	385.000 / 385.000	IPCA+5,079 7% a.a	set / 25	Anual após set/23	8,83%
(-) custos incorridos na captação	(16.292)	(7.696)						
Marcação à Mercado de Dívida	35.852	-						
Total	1.207.391	534.328						

Em 07 de Março de 2018 a EMT fez a 8ª Emissão de Debêntures em série única no valor total de R\$470.000, sendo os recursos captados com a emissão destinados à gestão ordinária dos negócios da Companhia.

Em 19 de Outubro de 2018 a EMT fez a 9ª Emissão de Debêntures em série única no valor total de R\$385.000, sendo os recursos captados com a emissão destinados para investimentos, pagamento futuro ou reembolso de gastos, despesas ou dívidas relacionados a projetos.

Os recursos captados com a 6ª e 7ª Emissão de Debêntures foram destinados para os projetos de Investimentos em Infraestrutura de Distribuição de Energia Elétrica que compreende a expansão, renovação ou melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica.

A totalidade das debêntures emitidas referente as 6ª e 7ª emissão, foram totalmente adquiridas pela controladora Energisa S/A.

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essa garantia é estruturada a partir de indicadores

estabelecidos pelo controlador final (Energisa S.A.). O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 31, Instrumentos Financeiros). Em 31 de dezembro de 2018 as exigências contratuais foram cumpridas.

Em 16 de janeiro de 2018, a Companhia realizou o resgate antecipado total da sua 5ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, da espécie quirografária, com garantia fidejussória. O valor do resgate atingiu R\$228.363, equivalentes ao saldo do valor nominal unitário das debêntures acrescido da remuneração, calculada *pro rata temporis*, desde a última data de pagamento de remuneração, bem como dos encargos moratórios e do prêmio de resgate.

As debêntures classificadas no passivo não circulante têm seus vencimentos assim programados:

	2018
2020	39.429
2021	510.274
2022	142.531
2023	135.738
Após 2023	360.069
Total	1.188.041

Seguem as movimentações ocorridas nos exercícios:

Descrição	2018	2017
Saldos em 2017 e 2016	534.328	301.690
Novas emissões de debêntures	855.000	300.379
Encargos de dívidas - juros, custos ,variação monetária e cambial	63.035	40.857
Marcação a Mercado das Dívidas	35.852	-
Custos das debêntures	(12.186)	(7.090)
Pagamento de principal	(233.165)	(68.360)
Pagamento de juros	(35.473)	(33.148)
Saldos em 2018 e 2017	1.207.391	534.328
Circulante	19.350	72.748
Não circulante	1.188.041	461.580

Os custos de captações das debêntures a serem amortizados nos exercícios subsequentes são:

Contratos	2019	2020	2021 em diante	Total
Debêntures 6ª Emissão 1ª Série	630	630	946	2.206
Debêntures 6ª Emissão 2ª Série	399	399	1.398	2.196
Debêntures 7ª Emissão 1ª Série	19	19	35	73
Debêntures 7ª Emissão 2ª Série	3	3	9	15
Debêntures 7ª Emissão 3ª Série	3	3	24	30
Debêntures 7ª Emissão 4ª Série	224	224	412	860
Debêntures 8ª Emissão Ser. Única	1.015	1.015	168	2.198
Debêntures 9ª Emissão	1.687	1.222	5.805	8.714
Total	3.980	3.515	8.797	16.292

20 Impostos e Contribuições Sociais

20.1 Impostos e contribuições sociais correntes

	2018	2017
Imposto s/ Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS (*)	161.943	162.431
Encargos sociais	7.062	6.034
CSLL	68	1.583
IRPJ	186	4.396
Contribuições ao PIS e a COFINS	30.894	18.924
Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF	1119	82
Outros	16.488	13.439
Total	217.760	206.889
Circulante	65.836	122.929
Não Circulante	151.924	83.960

(*) ICMS - inclui R\$151.585 (R\$83.960 em 2017), referente ao ICMS incidente sobre a TUSD suspenso por liminares (vide nota explicativa nº 6).

21 Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios

Uma provisão é reconhecida no momento em que a obrigação for considerada provável pelos assessores jurídicos da Companhia. A contrapartida da obrigação é uma despesa do exercício. Essa obrigação pode ser mensurada com razoável certeza e é atualizada de acordo com a evolução do processo judicial ou encargos financeiros incorridos e pode ser revertida caso a estimativa de perda não seja mais considerada provável, ou baixada quando a obrigação for liquidada. Por sua natureza, os processos judiciais serão resolvidos quando um ou mais eventos futuros ocorrerem ou deixarem de ocorrer. Tipicamente, a ocorrência ou não de tais eventos não depende da atuação da Companhia e incertezas no ambiente legal envolve o exercício de estimativas e julgamentos significativos da Administração quanto aos resultados dos eventos futuros.

Segue demonstrativo da movimentação das provisões:

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	2018	2017
Saldo inicial - 2017 e 2016	6.948	112.216	685	4.703	124.552	128.006
Constituições de provisões	2.030	37.156	-	-	39.186	48.135
Reversões de provisões	(1.352)	(22.101)	(82)	-	(23.535)	(27.130)
Pagamentos realizados	(1.870)	(34.165)	-	-	(36.035)	(25.608)
Atualização monetária	(1.340)	4.124	43	-	2.827	1.149
Saldo final - 2018 e 2017	4.416	97.230	646	4.703	106.995	124.552
Cauções e depósitos vinculados (*)					(5.325)	(2.676)

(*) A Companhia possui cauções e depósitos vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$28.956 (R\$6.927 em 2017). Desse total, R\$23.631 (R\$4.251 em 2017) não possuem provisões para riscos em face do prognóstico de perda ser possível ou remoto.

Perdas prováveis:

Trabalhistas

A maioria dessas ações tem por objeto discussões sobre recebimento de horas extras, adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente no trabalho, em sua grande maioria relacionada a ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela

Companhia, reclamando verbas rescisórias, FGTS e demais verbas contratuais/legais, com pedido de responsabilidade subsidiária/solidária da Companhia.

Cíveis

Nos processos cíveis discute-se principalmente sobre o valor de contas de energia elétrica, em que o consumidor requer a revisão ou o cancelamento da fatura; a cobrança de danos materiais e morais, decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos medidores de energia elétrica ou decorrentes de variações na tensão elétrica ou de falta momentânea de energia.

Fiscais

Refere-se a discussões relacionadas a Cofins, PIS, INSS, ISS, ICMS, CSLL e IRPJ. Os processos encontram-se com a exigibilidade de seus créditos suspensa, seja por estarem em trâmite os processos administrativos, seja porque se encontram devidamente garantidas as execuções fiscais em andamento.

Regulatórias

Refere-se a processos de contingências regulatórias junta à ANEEL, referente descumprimento de preceito regulatório.

A Administração entende que todas as provisões constituídas são suficientes para cobrir eventuais perdas com os processos em andamento. Com base na opinião dos seus consultores jurídicos foram provisionados todos os processos judiciais, cuja probabilidade de desembolso futuro foi estimada como provável.

Perdas possíveis

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento, cuja probabilidade de perda foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	2018	2017
Saldo inicial - 2017 e 2016	42.914	311.662	945.796	1.300.372	1.419.363
Novos processos	6.917	477.749	10.611	495.277	198.274
Alterações Valor Pedido	1.506	1.455	(108.643)	(105.682)	(28.657)
Mudança de prognósticos	(3.396)	211.719	131.051	339.374	34.802
Encerramento	(9.661)	(68.666)	(52)	(78.379)	(391.197)
Atualização Monetária	1.707	25.703	57.536	84.946	67.787
Saldo final - 2018 e 2017	39.987	959.622	1.036.299	2.035.908	1.300.372

Seguem os comentários de nossos consultores jurídicos referente às ações consideradas com riscos possíveis:

Trabalhistas

Ações judiciais de natureza trabalhista, têm como objeto o pleito de horas extras, de adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente de trabalho, bem como a responsabilidade subsidiária da Companhia em relação às verbas referentes aos contratos de trabalho firmados entre as empresas que lhe prestam serviços e seus empregados.

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível, têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica; (ii) indenizações por danos materiais e morais decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos aparelhos de medição, de variações de tensão elétrica, falta momentânea de energia e acidentes na rede elétrica; e (iii) multas regulatórias originárias de procedimentos de fiscalização do poder concedente que se encontram em processo administrativo.

Principais processos:

- . Ação 1004068-45.2018.4.01.3600 relacionada ação de cobrança envolvendo indenização pela passagem, no montante R\$304.145, recebida em outubro de 2018.
- . Ação 0053723-89.2016.4.01.3400, no montante de R\$295.727, relacionada ao pleito de restituição de valores cobrados em faturas de energia elétrica, referentes a perdas técnicas e comerciais, que em face de novas análises efetuadas pelos nossos consultores jurídicos o prognóstico foi alterado de perda remota para possível.
- . Ação de indenização 17436-75.2014.811.0041, no montante de R\$70.392 (R\$67.513 em 2017), ajuizada por Conel Construções Elétricas Ltda, objetivando o ressarcimento por danos materiais e morais, fundamentada em suposta rescisão imotivada pela ré do contrato de prestação de serviços.
- . Ação de indenização 54570-73.2013.811.0041, no montante de R\$39.891 (R\$38.259 em 2017), objetivando o ressarcimento de valores em razão de onerosidade excessiva dos contratos de prestação de serviço e de descumprimento de obrigações previstas nos contratos.
- . Ação de indenização 13549-66.2015.811.0003 no montante de R\$34.453 (R\$33.044 em 2017), onde se discute matéria relacionada a danos morais e materiais.

Fiscais

As ações de natureza fiscal e tributária, referem-se basicamente, aos seguintes objetos: (i) ICMS incidente sobre a demanda de energia; (ii) compensação e aproveitamento de créditos de ICMS; (iii) diferencial de alíquota de ICMS; e (iv) imposto sobre serviços de qualquer natureza (ISSQN) na figura de substituto tributário.

Principais processos:

- . Processos 5044000/2015, 1189910010000012009-19, 5069184/2013, 167410016000122008-11, 5028005/2011, envolvendo ICMS incidente sobre demanda de energia ("ICMS Demanda") no montante de R\$597.372 (R\$677.204 em 2017), para o qual a Companhia não constituiu provisão, com base na avaliação de seus consultores jurídicos. Os processos referentes a ICMS Demanda, decorrem de autuação em virtude de falta de arrecadação e recolhimento do tributo, por conta de impedimento judicial (decisões judiciais suspendendo a exação, obtidas por consumidores). Após a cessação dos efeitos das referidas decisões, a Companhia vem mantendo discussões com a SEFAZ/MT, no sentido de construir uma solução para a arrecadação deste tributo, por meio da participação da Companhia, na condição de mero agente arrecadador. As discussões culminaram na abertura da possibilidade de adesão direta pelos consumidores, ao programa de parcelamento vigente do Estado (Refis MT - Leis Estadual nº 10.433/2016 e Decreto nº 780/2016).
- . Destaca-se também os processos 1000985-84.2016.811.0041, 1189910010000092010-19, 122752000142016115, 1035343/630/96/2014, 5205023/2012 e 5095376/2016, referentes à tomada de crédito do diferencial de alíquota de ICMS, nas operações de aquisição de bens destinados ao ativo permanente no valor total de R\$291.146 (R\$199.673 em 2017), dentre os quais vale destacar: (i) execução fiscal 1000985-84.2016.811.0041 no valor de R\$72.592 (60.068 em 2017); em divergência com preceitos constitucionais e com a Lei Complementar nº 87/96, a Lei Estadual nº 7.098/98 do Estado de Mato Grosso veda em seu art. 25, §6º, a tomada deste crédito; o tema é objeto da ADI nº 4.623/MT, em trâmite perante o STF, já com parecer favorável da Advocacia Geral da União, (ii) auto de infração 011178550.20128130699 lavrado pela Secretaria da Fazenda do Estado de Mato Grosso, com cobrança de ICMS relativo ao período de janeiro de 2010 a janeiro de 2012, sob o fundamento de que a Companhia supostamente teria se apropriado indevidamente de crédito fiscal relativo ao diferencial de alíquota pelas aquisições de bens destinados ao ativo permanente, que após apresentação de manifestação - teve a autuação transferida para o processo 5205023/2012, no valor de R\$76.303(R\$71.705 em 2017) e (iii) auto de infração (administrativo) 0408/2018, no montante de R\$70.000 relacionado a não homologação das alterações realizadas nas DCTF do período de 2014 a 2016 (processo recebido em dezembro de 2018).

22 Encargos setoriais e incorporação de redes

22.1 Taxas Regulamentares

	2018	2017
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	11.701	28.847
Quota - Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	37.757	85.631
Total (*)	49.458	114.478
Circulante	49.458	80.985
Não circulante	-	33.493

(*) Em 31 de dezembro de 2018 inclui R\$14.961 (R\$29.741 em 2017) da parcela corrente do mês de dezembro da quota CDE.

Em 12 de agosto de 2014, o parcelamento dos débitos em atraso da RGR e CDE foi consolidado em 60 parcelas, com aplicação da taxa Selic, sendo nas 24 primeiras, amortizado apenas os juros remuneratórios incidentes sobre o principal e nas 36 parcelas finais, será amortizado o principal. Segue a movimentação ocorrida nos exercícios:

Movimentação	2018	2017
Saldos iniciais - 2017 e 2016	84.737	134.976
Juros	3.780	11.323
Amortização	(54.020)	(61.562)
Total Parcelamento	34.497	84.737
Quota corrente - CDE	14.961	29.741
Saldos finais - 2018 e 2017	49.458	114.478

22.2 Obrigação do Programa de Eficiência Energética

O contrato de concessão da Companhia estabelece a obrigação de aplicar anualmente o montante de 1% da receita operacional líquida, em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado aos Programas de Eficiência Energética (PEE), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), Ministério de Minas e Energia (MME) e ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL). A participação de cada um dos programas está definida pelas Leis nº 10.848 de 15 de março de 2004, nº 11.465 de 28 de março de 2007, nº 2.212 de 21 de janeiro de 2010 e nº 13.280 de 03 de maio de 2016.

	2018	2017
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	1.165	1.071
Ministério de Minas e Energia - MME	583	536
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL	6.092	2.367
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	59.432	52.230
Programa de Eficiência Energética - PEE	63.202	68.879
Total	130.474	125.083
Circulante	59.007	52.084
Não Circulante	71.467	72.999

Os gastos realizados com os projetos de PEE e P&D estão registrados na rubrica de serviços em curso até o final dos projetos, quando são encerrados contra os recursos do programa.

A realização das obrigações com o PEE e P&D por meio da aquisição de ativo intangível tem como contrapartida o saldo de obrigações especiais.

Total dos encargos setoriais (taxas regulamentares e obrigação do PEE)	2018	2017
Taxas Regulamentares	49.458	114.478
Obrigação do Programa de Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento	130.474	125.083
Total	179.932	239.561
Circulante	108.465	133.069
Não Circulante	71.467	106.492

22.3 Incorporação de Redes

Com a finalidade de viabilizar o atendimento aos pedidos de ligação de novas unidades consumidoras, os solicitantes, individualmente ou em conjunto, e os órgãos públicos, inclusive da administração indireta, poderão aportar recursos, em parte ou no todo, para as obras necessárias à antecipação da ligação ou executar as obras de extensão de rede mediante a contratação de terceiro legalmente habilitado. Os recursos antecipados ou o valor da obra executada pelo interessado deverão ser restituídos pela Companhia até o ano em que o atendimento ao pedido de fornecimento seria efetivado segundo os Planos de Universalização, para os casos de consumidores que se enquadrem aos critérios de atendimento sem custo ou nos prazos fixados nos regulamentos que tratam do atendimento com participação financeira do interessado.

O prazo de universalização de energia elétrica em áreas rurais em Mato Grosso foi prorrogado para 2020. A revisão do cronograma foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Sobre os saldos das incorporações de redes particulares incidem encargos calculados pela variação do IGPM, acrescido de 0,5% a 1% ao mês de juros.

Segue a movimentação ocorrida nos exercícios:

	2018	2017
Saldos iniciais - 2017 e 2016	185.905	277.618
Adições	18.140	41.277
Atualização monetária e juros	33.341	55.036
Baixas - pagamentos	(116.136)	(188.026)
Saldos finais - 2018 e 2017	121.250	185.905
Circulante	75.746	86.988
Não circulante	45.504	98.917

23 Outros passivos

	2018	2017
Valores e encargos a recuperar tarifa - TUSD	12.201	12.201
Auto de infração	36	1.492
Adiantamento de consumidores	8.591	5.899
Encargos tarifários	3.619	3.618
Participações empregados e administradores	12.207	5.589
Convênio de arrecadação	1.085	911
Entidades seguradoras - prêmios de seguros	2.882	1.487
Ressarcimento EPB - Salto Paraíso (*)	43.229	47.022
Transferência de Ativos-Global Energia Elétrica S/A	17.149	10.469
Retenção de Caução Contratual	10.571	1.997
Outros credores	5.835	13.766
Total	117.405	104.451
Circulante	94.640	90.273
Não circulante	22.765	14.178

(*) Refere-se a incorporação da conexão das usinas na SE Salto Paraíso com ressarcimento a ser pago pela Companhia a EBP (Enel Brasil Participações) por meio de compensação com crédito decorrente do contrato de uso do sistema de distribuição ("CUSD").

24 Patrimônio líquido

24.1 Capital Social

O capital social subscrito e integralizado é de R\$1.514.569 (R\$1.514.569 em 2017) e está representado por 73.478 (73.478 em 2017) ações ordinárias e 139.433 (139.433 em 2017) ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

As ações preferenciais possuem as seguintes características:

- (i) sem direito a voto;
- (ii) prioridade no caso de reembolso do capital, sem prêmio;
- (iii) prioridade na distribuição de dividendos mínimos, não cumulativos, de 10% (dez por cento) ao ano sobre o capital próprio atribuído a essa espécie de ações, dividendo a ser entre elas rateado igualmente;
- (iv) direito de participar - depois de atribuído às ações ordinárias dividendo igual ao mínimo previsto no inciso "III" supra - da distribuição de quaisquer dividendos ou bonificações, em igualdade de condições com as ações ordinárias.

As ações preferenciais sem direito de voto, adquirirão o exercício desse direito se a Companhia, durante três exercícios consecutivos, deixar de pagar os dividendos fixos ou mínimos a que fizerem jus, direito que conservarão até que passe a efetuar o pagamento de tais dividendos.

A transferência de propriedade das ações nominativas só poderá ser efetuada no escritório central da Companhia.

O desdobramento de títulos múltiplos será efetuado a preço não superior ao custo.

24.2 Reserva de capital

	2018
Incentivos fiscais de Reinvestimentos ⁽¹⁾	1.587
Programa de remuneração variável (ILP) ⁽²⁾	274
Total	1.861

(1) Incentivos fiscais de reinvestimentos - referem-se ao benefício de Reinvestimento de 30% do Imposto de Renda, destinado as pessoas jurídicas com empreendimentos em operação na área de atuação da SUDAM, instaladas nos setores da economia considerados prioritários para o desenvolvimento regional.

O artigo 27 da Portaria 283, de 04 de julho de 2013, expedida pelo Ministério da Integração Nacional (atual Ministério do Desenvolvimento Regional), prevê que as pessoas jurídicas enquadradas nos requisitos legais poderão depositar no Banco da Amazônia S/A (Basa) o total de 30% (trinta por cento) do valor do Imposto de Renda devido pelos referidos empreendimentos, calculados sobre o lucro da exploração, acrescido de 50% (cinquenta por cento) de recursos próprios, para reinvestimento.

Com a publicação da Lei nº 13.799, de 03 de janeiro de 2019, que alterou a Medida Provisória nº 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, as empresas com projetos de reinvestimento do imposto de renda aprovados pela SUDAM, poderão pleitear até 50% (cinquenta por cento) dos valores depositados para investimento em capital de giro, desde que o percentual restante seja destinado à aquisição de máquinas e equipamentos novos que façam parte do processo produtivo, em projetos de modernização ou complementação de equipamento, até o ano de 2023.

Os recursos liberados, deduzidos da quantia correspondente a 2%, a título de administração do projeto, conforme dispõe o artigo 19, parágrafo 2o, da Lei nº 8.167/1991, foram contabilizados em outras reservas de capital e, após sua aprovação, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, contados a partir do encerramento do exercício social em que houve a emissão do ofício de liberação pela Superintendência do Desenvolvimento Regional, serão capitalizados

(2) Implementação do Programa de Remuneração Variável através de concessão de ações, denominada Incentivo de Longo Prazo (ILP) (vide nota explicativa nº 12).

24.3 Reserva de lucros - reserva legal

Constituída com 5% do lucro líquido do exercício antes de qualquer outra destinação e limitada a 20% do capital social, de acordo com o artigo 193 da Lei nº 6.404/76.

24.4 Reserva de lucros - redução de incentivo fiscal (imposto de renda)

A Companhia por atuar no setor de infraestrutura na região Centro Oeste, obteve a redução (75% do imposto calculado sobre o lucro da exploração) do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo nº 635, do Decreto nº 9.580, de 22 de novembro de 2018 (Novo Regulamento do Imposto de Renda).

Esta redução foi aprovada através do Laudo Constitutivo da SUDAM nº 114/2014 - Ato Declaratório Executivo nº 17 - DRF/CBA de 02 de fevereiro de 2015, que impôs algumas obrigações e restrições:

- (i) O valor apurado como benefício não pode ser distribuído aos acionistas;
- (ii) O valor deve ser contabilizado como reserva de lucros e capitalizado até 31 de dezembro do ano seguinte à apuração e/ou utilizado para compensação de prejuízos; e
- (iii) O valor deve ser aplicado em atividades diretamente relacionadas com a atividade de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Companhia.

A partir da edição da Lei nº 11.638/07 e Lei 11.941/09 os incentivos fiscais passaram a ser contabilizados no resultado do exercício com posterior transferência para reservas de lucros - reserva de redução de imposto de renda. No período findo em 31 de dezembro de 2018 a Companhia apurou R\$76.831 (R\$11.626 em 2017 de reversão) de redução de imposto de renda e adicionais.

24.5 Dividendos

O estatuto social determina a distribuição de um dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido do exercício, ajustado na forma do artigo 202 da Lei nº 6.404/76, e permite a distribuição de dividendos apurados com base em resultados intermediários.

A ANEEL por meio da Resolução Autorizativa nº 4.463/2013 aprovou o Plano de Recuperação da Companhia, tendo, dentre outros, estabelecido a limitação de distribuição de dividendos em 25%, enquanto perdurar o regime excepcional de sanções e regulatório, cujo prazo foi finalizado em abril de 2018.

A Administração está propondo a seguinte distribuição de dividendos:

	2018	2017
Lucro líquido do exercício	426.968	4.772
Ajuste lucros acumulados	-	21.116
Reserva legal (5%)	(21.348)	(1.294)
Realização da reserva de reavaliação líquida de tributos	16.874	19.018
Transferência de reservas de incentivos fiscais - (imposto de renda)	(11.626)	-
Reserva de redução de incentivo fiscal - imposto de renda	(65.205)	11.626
Lucro líquido ajustado	345.663	55.238
Dividendos obrigatórios (25%)	86.416	13.809
. Em 13 de junho de 2018 - R\$1,04987948878 por ação	24.631	-
. Em 08 de agosto de 2018 - R\$0,58533 por ação	124.623	-
. Em 08 de novembro de 2018 - R\$0,50066 por ação	106.596	-
. Dividendos adicionais propostos - R\$0,421834 por ação (*)	89.813	-
Total dos dividendos	345.663	13.809
% sobre o lucro líquido ajustado	100%	25%

Em Ata de Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 13 de junho de 2018, foi aprovado o pagamento de dividendos no montante de R\$223.531 equivalentes a R\$1,04987948878 por ação ordinária e preferencial, sendo R\$24.631 de dividendos intercalares apurados com base no balanço de 31 de março de 2018, equivalentes a R\$0,11568601055 por ação ordinária e preferencial

e R\$198.900 de saldo de reserva de lucros de exercícios anteriores, equivalentes a R\$0,93419347823 por ação ordinária e preferencial, tendo sido quitado R\$223.368 em 27 de junho de 2018.

Em Ata de Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 08 de agosto de 2018, foi aprovado o pagamento de dividendos no montante de R\$124.623 equivalentes a R\$0,58533 por ação ordinária e preferencial. Tendo sido pago em 31 de agosto de 2018 o montante de R\$3.042 e o saldo remanescente será posteriormente liquidado.

Em 08 de novembro de 2018 foi aprovado a distribuição de dividendos intercalares apurados no balanço levantado pela companhia até 30 de setembro de 2018, no montante de R\$106.596, equivalente a R\$0,50066 por ação ordinária e preferencial de emissão da Companhia.

(*) Em 2018, os dividendos adicionais propostos declarados com montantes superiores aos dividendos mínimos obrigatórios após o exercício contábil a que se refere às demonstrações financeiras, por não se constituírem uma obrigação presente, são apresentados destacados no patrimônio líquido, não sendo constituído o respectivo passivo até sua efetiva aprovação, de acordo com as normas do ICPC-08, e serão pagos em data a ser definida em RCA.

24.6 Outros resultados abrangentes

Refere-se à contabilização do plano de benefício a empregados líquidos de impostos. Os referidos saldos estão contabilizados como Outros resultados abrangentes em atendimento ao CPC 26 - Apresentação das demonstrações contábeis.

Segue movimentação realizada nos exercícios:

	2018	2017
Saldo inicial - 2017 e 2016	(17.197)	(10.827)
Ganho e perda atuarial - benefícios a empregados	(40.870)	(9.652)
Tributos sobre ganho e perda atuarial - benefícios a empregados	13.896	3.282
Saldo final - 2018 e 2017	(44.171)	(17.197)

25 Receita operacional

	2018			2017		
	Fora do escopo dos auditores independentes		R\$	Fora do escopo dos auditores independentes		R\$
	Nº de consumidores	MWh		Nº de consumidores	MWh	
Residencial	1.092.439	2.833.834	2.112.124	1.063.251	2.771.578	1.884.241
Industrial	18.883	641.886	478.781	19.425	656.022	466.253
Comercial	94.316	1.542.417	1.223.111	93.856	1.524.160	1.122.571
Rural	183.128	1.192.280	646.765	174.543	1.130.807	564.100
Poder público	12.112	367.700	267.057	12.048	379.520	256.250
Iluminação pública	791	379.312	130.572	908	363.331	111.778
Serviço público	1.374	199.390	128.793	1.310	191.753	115.644
Consumo próprio	312	9.534	-	318	10.392	-
Subtotal	1.403.355	7.166.353	4.987.203	1.365.659	7.027.563	4.520.837
Suprimento de energia a concessionárias	-	382.527	70.403	-	476.265	95.589
Fornecimento não faturado líquido	-	19.495	100.381	-	13.369	9.836
Disponibilidade do sistema de transmissão e de distribuição	210	-	482.909	199	-	450.167
Receita de construção da infraestrutura (1)	-	-	430.576	-	-	513.923
Penalidades regulatórias (2)	-	-	(5.792)	-	-	-
Outras receitas operacionais	-	-	29.121	-	-	28.288
Valor justo ativo financeiro indenizável da concessão	-	-	154.900	-	-	46.717
(-) Ultrapassagem demanda	-	-	-	-	-	(14.877)
(-) Excedentes de reativos	-	-	-	-	-	(19.862)
Constituição e amortização - CVA ativa e passiva (3)	-	-	193.691	-	-	56.114
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	327.141	-	-	281.080
Total - receita operacional bruta	1.403.565	7.568.375	6.770.533	1.365.858	7.517.197	5.967.812
Deduções da receita operacional						
ICMS	-	-	1.306.460	-	-	1.191.364
PIS	-	-	102.458	-	-	89.118
COFINS	-	-	471.927	-	-	410.485
ISS	-	-	341	-	-	286
Deduções bandeiras tarifárias - CCRBT (4)	-	-	1.405	-	-	24.664
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	18.893	-	-	16.453
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	471.558	-	-	363.525
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	18.893	-	-	16.453
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	5.178	-	-	4.177
Total - deduções da receita operacional	-	-	2.397.113	-	-	2.116.525
Total - receita operacional líquida	1.403.565	7.568.375	4.373.420	1.365.858	7.517.197	3.851.287

- (1) A receita de construção da infraestrutura está representada pelo mesmo montante em custo de construção da infraestrutura. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem a custo de construção das obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica.
- (2) Com a adoção do CPC 47 Receitas de Contratos com cliente a partir de 1º de janeiro de 2018, com base no método retrospectivo modificado, as multas regulatórias (DIC, FIC e DMIC), passaram a ser reconhecidas em dedução às receitas operacionais.
- (3) Refere-se ao montante de ativos e passivos financeiros setoriais CVA reconhecidos no resultado dos exercícios de 2018 e 2017, de acordo com o OCPC 08.

- (4) A partir de janeiro de 2015, as contas de energia tiveram a aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O acionamento da bandeira tarifária será sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com as informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, conforme a capacidade de geração de energia elétrica no país. A ANEEL, através do Ofício nº 185 de 08 de abril de 2015, com alteração efetuada pelo Despacho nº 245 de 28 de janeiro de 2016, alterado pelo Despacho nº 4.356 de 22 de dezembro de 2017, estabeleceu novos procedimentos contábeis para registro das receitas adicionais das Bandeiras Tarifárias. Pela alteração proposta, os montantes das bandeiras passam a ser registrados na receita operacional.

As receitas auferidas pela Companhia referentes às Bandeiras Tarifárias no exercício findo em 31 de dezembro de 2018, foram de R\$168.163 (R\$146.340 em 2017), tendo sido repassado à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, o montante de R\$1.405 (R\$24.664 em 2017). Dessa forma, o efeito líquido das bandeiras tarifárias no resultado da Companhia no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$166.758 (R\$121.676 em 2017).

Para os meses de janeiro a outubro de 2018 e exercício de 2017 a ANEEL já homologou os valores conforme abaixo:

Meses	Despacho	2018	2017
Janeiro	Nº 516 de 06 de março de 2018 (Nº 592 de 02 de março de 2017)	2.842	14
Fevereiro	Nº 728 de 02 de abril de 2018 (Nº 899 de 30 de março de 2017)	612	15
Março	Nº 981 de 30 de abril de 2018 (Nº 1.237 de 05 de maio de 2017)	484	(5.802)
Abril	Nº 1.210 de 01 de junho de 2018 (Nº 1.492 de 30 de maio de 2017)	563	(14.223)
Maio	Nº 1.472 de 03 de julho de 2018 (Nº 1.944 de 04 de julho de 2017)	(1.953)	(14.450)
Junho	Nº 1.706 de 30 de julho de 2018 (Nº 2.330 de 01 de agosto de 2017)	(14.005)	(8.106)
Julho	Nº 1.965 de 29 de agosto de 2018 (Nº 2.742 de 30 de agosto de 2017)	946	(3.687)
Agosto	Nº 2.258 de 3 de outubro de 2018 (Nº 3.365 de 02 de outubro de 2017)	1.361	2.558
Setembro	Nº 2.498 de 30 de outubro de 2018 (Nº 3.711 de 01 de novembro de 2017)	1.423	8.020
Outubro	Nº 2.807 de 03 de dezembro de 2018 (Nº 4.068 de 04 de dezembro de 2017)	1.846	5.266
Novembro	A ser homologado (Nº 2 de 02 de janeiro de 2018)	-	5.740
Dezembro	A ser homologado (Nº 242 de 30 de janeiro de 2018)	4.476	(9)
Total		(1.405)	(24.664)

26 Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais especificados na demonstração do resultado do exercício possuem a seguinte composição por natureza de gasto:

Natureza do gasto	Custo do serviço			Despesas Operacionais	Total	
	com energia elétrica	de operação	Prestado a terceiros	Gerais e Administrativas	2018	2017
Energia elétrica comprada para revenda	2.115.631	-	-	-	2.115.631	2.075.927
Encargo de uso - sistema de transmissão e distribuição	254.183	-	-	-	254.183	153.402
Pessoal e administradores	-	175.934	111	24.403	200.448	174.403
Programa de remuneração variável (ILP)	-	-	-	274	274	-
Benefícios pós emprego	-	2.594	-	4.178	6.772	7.995
Material	-	42.332	(2.935)	4.351	43.748	38.083
Serviço de terceiros	-	134.035	-	135.743	269.778	233.564
Depreciação e amortização	-	194.767	-	14.049	208.816	194.377
Provisão para perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa	-	47.130	-	-	47.130	70.613
Reversão de provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	-	-	-	(20.384)	(20.384)	(4.603)
Custo de construção da infraestrutura	-	-	430.576	-	430.576	513.923
Outros (1)	-	18.492	6	54.097	72.595	67.262
Total	2.369.814	615.284	427.758	216.711	3.629.567	3.524.946

- (1) Inclui no custo de serviço de operação R\$9.379 (R\$10.932 em 2017) referente a reembolso de geração térmica conforme Lei 12.111/2009.

Energia elétrica comprada para revenda

	MWH (***)		Energia elétrica comprada p/ revenda	
	2018	2017	2018	2017
Energia de Itaipú - Binacional	1.283.513	1.311.420	382.659	343.735
Energia de leilão	2.714.734	2.223.121	660.482	609.634
Energia bilateral	3.135.369	3.373.563	734.671	765.770
Cotas de Angra REN 530/12 (*)	239.767	239.767	52.205	52.902
Energia de curto prazo - CCEE (**)	82.607	258.960	193.498	237.539
Cotas Garantia Física-Res. Homol. ANEEL 1410 - Anexo I	1.545.022	1.498.178	225.694	213.708
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	168.473	170.803	63.354	60.680
Energia de reserva - ERR	-	-	18.391	-
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	(215.323)	(208.041)
Total	9.169.485	9.075.812	2.115.631	2.075.927

(*) Contempla valor da REN 1.585/2013.

(**) Inclui demais custos na CCEE tais como, efeitos da CCEARs, liminares/ajuste de energia leilão e encargos de serviços do sistema.

(***) Informações fora do escopo dos auditores independentes.

27 Outros resultados

	2018	2017
Outras receitas:		
Ganhos na desativação/alienação de bens e direitos	36.630	54.477
	36.630	54.477
Outras despesas:		
Perdas na desativação/alienação de bens e direitos	(66.508)	(51.890)
Outras	(1.996)	(8.044)
	(68.504)	(59.934)
Total	(31.874)	(5.457)

28 Receitas e despesas financeiras

	2018	2017
Receitas financeiras:		
Receita de aplicações financeiras	18.453	37.822
Variação monetária e acréscimos moratórios de energia vendida	82.040	65.016
Juros ativos	10.588	8.482
Ajuste a valor presente	259	1.098
Atualização financeira - Ativos financeiros setoriais	7.139	6.068
Outras receitas financeiras	12.781	19.592
Total das receitas financeiras	131.260	138.078
Despesas financeiras:		
Encargos de dívidas - juros	(182.589)	(155.151)
Encargos de dívidas - variação monetária e cambial	(66.515)	(51.354)
Juros e multas	(13.445)	(9.897)
Atualização monetária, juros e multas - Refis Estadual	-	(44.215)
Marcação a mercado de dívidas	(38.616)	(1.887)
Marcação a mercado de derivativos	32.560	7.869
Instrumentos financeiros derivativos	43.995	2.424
Ajuste a valor presente	808	22.333
Atualização projetos PEE - P&D	2.005	(7.654)
Juros de incorporação de redes	(33.341)	(55.036)
Atualização de contingência	(2.827)	(1.149)
Atualização financeira - Passivos financeiros setoriais	(8.106)	(11.400)
Provisões de perdas com créditos de ICMS	-	(73.821)
Outras despesas financeiras	(44.174)	(44.481)
Total das despesas financeiras	(310.245)	(423.419)
Despesas financeiras líquidas	(178.985)	(285.341)

29 Lucro por ação

Cálculo de lucro por ação (em milhares de reais, exceto o valor por ação):

	Exercícios findos em:	
	2018	2017
Lucro líquido básico por ação:		
Numerador		
Lucro líquido do exercício		
Lucro disponível aos acionistas preferenciais	288.673	3.226
Lucro disponível aos acionistas ordinárias	138.295	1.546
	426.968	4.772
Denominador (em milhares de ações)		
Média ponderada de número de ações preferenciais	139.433	139.433
Média ponderada de número de ações ordinárias	73.478	73.478
	212.911	212.911
Lucro líquido básico por ação: (*)		
Ação preferencial	2,0703	0,0231
Ação ordinária	1,8821	0,0210

(*) A Companhia não possui instrumento diluidor

30 Cobertura de seguros

A política de seguros da Companhia baseia-se na contratação de seguros com coberturas bem dimensionadas, consideradas suficientes para cobrir prejuízos causados por eventuais sinistros em seu patrimônio, bem como por reparações em que seja civilmente responsável pelos danos involuntários, materiais e/ou corporais causados a terceiros decorrentes de suas operações, considerando a natureza de sua atividade. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo - dos nossos auditores independentes.

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Prêmio Anual	
			2018	2017
Riscos Operacionais	07/11/2020	90.000	1.772	903
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2020	90.000	1.112	660
Auto - Frota	23/10/2019	Ate 360/veículos	359	267
Vida em Grupo e acidentes pessoais (*)	31/12/2019	1.236.582 Até	244	286
Transporte Nacional	04/04/2019	2.000/transporte	62	69
Responsabilidade Civil Administradores e Diretores (D&O)	26/11/2019	50.000	88	81
Responsabilidade do Explorador ou Transporte Aéreo-R.E.T.A (Drones)	12/01/2020	289/drone	2	-
			3.639	2.266

31 Instrumentos financeiros e gerenciamento de risco

Hierarquia de valor justo

Os diferentes níveis foram assim definidos:

- Nível 1 - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos e idênticos.
- Nível 2 - Inputs, exceto preços cotados, incluídas no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços).
- Nível 3 - Premissas, para o ativo ou passivo, que não são baseadas em dados observáveis de mercado (inputs não observáveis).

Em função de a Companhia ter classificado o ativo financeiro indenizável da concessão como melhor estimativa de valor justo por meio do resultado, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e respectivos ganhos no resultado do período de R\$154.900 (R\$21.743 em 2017), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas na nota explicativa nº 14.

Abaixo, são comparados os valores contábeis, valor justo e os níveis hierárquicos dos principais ativos e passivos financeiros:

ATIVO	Nível	2018		2017	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Custo amortizado					
Caixa e equivalente de caixa		47.365	47.365	243.496	243.496
Consumidores e concessionárias		1.111.898	1.111.898	830.812	830.812
Títulos de crédito a receber		16.645	16.645	20.331	20.331
Ativo financeiro setorial CVA		368.605	368.605	251.656	251.656
		1.544.513	1.544.469	1.346.295	1.346.295
Valor justo por meio do resultado					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	147.860	147.860	178.703	178.703
Ativo financeiro indenizável da concessão	3	2.118.843	2.118.843	1.827.340	1.827.340
Instrumentos financeiros derivativos	2	122.356	122.356	25.827	25.827
		2.389.059	2.389.059	2.031.870	2.031.870

PASSIVO	Nível	2018		2017	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Custo amortizado					
Fornecedores		432.263	432.263	543.833	543.833
Empréstimos, financiamentos, debêntures, arrendamento mercantil e encargos de dívidas		3.189.373	3.195.159	2.327.442	2.329.832
Parcelamento de tributos		-	-	222	222
Parcelamento de taxas regulamentares		34.497	34.497	84.737	84.737
Incorporação de redes		121.250	121.250	185.905	185.905
Passivo financeiro setorial CVA		229.344	229.344	280.879	280.879
		4.006.727	4.006.727	3.423.018	3.425.408
Valor justo por meio do resultado					
Instrumentos financeiros derivativos	2	18.716	18.716	9.403	9.403
		18.716	18.716	9.403	9.403

Derivativos

O valor justo estimado de ativos e passivos financeiros foi determinado por meio de informações disponíveis no mercado e por metodologias apropriadas de avaliação.

A Companhia tem como política o gerenciamento dos riscos, evitando assumir posições relevantes expostas a flutuações de valor justo. Nesse sentido, buscam operar instrumentos que permitam maior controle de riscos. Os contratos de derivativos são efetuados com operações de *swap* e opções envolvendo juros e taxa de câmbio, visando eliminar a exposição à variação do dólar além de adequação do custo das dívidas de acordo com o direcionamento do mercado.

As operações de proteção contra variações cambiais adversas requerem monitoramento constante, de forma a preservar a eficiência das suas estruturas. As operações vigentes são passíveis de reestruturação a qualquer tempo e podem ser objeto de operações complementares ou reversas, visando reduzir eventuais riscos de perdas relevantes.

Hedge Accounting

Em 01 de julho de 2015, a Companhia efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de hedge) para troca de variação cambial e juros, para variação

do CDI como hedge accounting. Em 31 de dezembro de 2018 essas operações, assim como as dívidas (objeto do hedge) estão sendo avaliadas de acordo com a contabilidade de “hedge” de valor justo. Em tais designações de hedge a Companhia documentou: (i) a relação de hedge; (ii) o objetivo e estratégia de gerenciamento de risco; (iii) a identificação do instrumento financeiro; (iv) o objeto ou transação coberta; (v) a natureza do risco a ser coberto; (vi) a descrição da relação de cobertura; (vii) a demonstração da correlação entre o hedge e o objeto de cobertura; e (viii) a demonstração da efetividade do hedge.

Os contratos de “swap” são designados e efetivos como “hedge” de valor justo em relação à taxa de juros e/ou variação cambial, quando aplicável. Durante o período, o “hedge” foi altamente efetivo na exposição do valor justo às mudanças de taxas de juros e, como consequência, o valor contábil das dívidas designadas como hedge foi impactado em R\$35.852 e reconhecido no resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

Fair Value Option

A Companhia optou pela designação formal de novas operações de dívidas contratadas em 2018, para as quais a Companhia possui instrumentos financeiros derivativos de proteção do tipo “swap” para troca de variação cambial e juros, como mensuradas ao valor justo. A opção pelo valor justo (“Fair Value Option”) tem o intuito de eliminar ou reduzir uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento de determinados passivos, no qual de outra forma, surgiria. Assim, tanto os “swaps” quanto as respectivas dívidas passam a ser mensuradas ao valor justo e tal opção é irrevogável, bem como deve ser efetuada apenas no registro contábil inicial da operação. Em 31 de dezembro de 2018, tais dívidas e derivativos, assim como os demais ativos e passivos mensurados ao valor justo por meio do resultado tem quaisquer ganhos ou perdas resultantes de sua re-mensuração reconhecidos no resultado da Companhia.

Durante o período, o valor contábil das dívidas designadas como “Fair Value Option” foi impactado em R\$2.764 (R\$1.886 em 31 de dezembro de 2017) e reconhecido como resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

A Companhia não possui avaliação de risco de crédito ou instrumento derivativo contratado para esta exposição. Na avaliação da Companhia, a alteração do risco de crédito não tem impacto significativo.

Incertezas

Os valores foram estimados na data do balanço, baseados em informações disponíveis no mercado e por metodologias apropriadas de avaliações. Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa mais adequada do valor justo. Como consequência, as estimativas utilizadas e apresentadas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente.

Administração financeira de risco

O Conselho de Administração tem responsabilidade geral pelo estabelecimento e supervisão do modelo de administração de risco da Companhia.

A gestão de risco da Companhia visa identificar, analisar e monitorar riscos enfrentados, para estabelecer limites e mesmo checar a aderência aos mesmos. As políticas de gerenciamento de riscos e sistemas são revisadas regularmente, a fim de avaliar mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A partir da entrada da Energisa como acionista controladora da Rede Energia, a Diretoria adotou como prática reportar mensalmente a performance orçamentária e os fatores de riscos que envolvem a Companhia.

A Companhia conta com serviços de empresa especializada e independente na gestão de risco de caixa e dívida, de modo que é procedido monitoramento diário sobre o comportamento dos principais indicadores macroeconômicos e seus impactos nos resultados, em especial nas operações de derivativos. Este trabalho permite definir estratégias de contratação e reposicionamento, visando menores riscos e melhor resultado financeiro.

Gestão de Risco de Capital

O índice de endividamento no final do exercício é como segue:

	2018	2017
Dívida (1)	3.189.373	2.327.442
Caixa e equivalentes de caixa	(47.365)	(243.496)
Dívida líquida	3.142.008	2.083.946
Patrimônio líquido (2)	1.659.536	1.798.848
Índice de endividamento líquido	1,89	1,16

(1) A dívida é definida como empréstimos, financiamentos, debêntures de curto e longo prazos (excluindo derivativos e contratos de garantia financeira), conforme detalhado nas notas explicativas nº 18 e 19.

(2) O patrimônio líquido inclui todo o capital e as reservas da Companhia, gerenciados como capital.

a) Risco de liquidez

A administração, através do fluxo de caixa projetado, programa suas obrigações que geram passivos financeiros ao fluxo de seus recebimentos ou de fontes de financiamentos de forma a garantir o máximo possível a liquidez, para cumprir com suas obrigações, evitando inadimplências que prejudiquem o andamento das operações da Companhia.

A seguir, apresentamos a estratificação dos passivos financeiros, incluindo pagamentos de juros estimados. Não é esperado que possa ocorrer alterações significativas nos fluxos de caixa incluídos nesta análise.

	Taxa média de juros efetiva ponderada (%)meses	Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 3 anos	De 3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	6,40%	385.680	20.756	-	-	30.821	437.257
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	7,35%	101.302	238.852	1.886.519	668.844	1.551.607	4.447.124
Parcelamentos de Taxas Regulamentares - Instrumentos Financeiros	6,50%	27.821	8.918	-	-	-	36.739
Derivativos		(8.948)	(5.248)	26.465	26.710	64.661	103.640
Total		505.855	263.278	1.912.984	695.554	1.616.268	4.993.939

O risco de liquidez representa o risco da Companhia enfrentar dificuldades para cumprir suas obrigações relacionadas aos passivos financeiros. A Companhia monitora o risco de liquidez mantendo investimentos prontamente conversíveis para atender suas obrigações e compromissos, e também se antecipando para futuras necessidades de caixa.

b) Risco de crédito

A Administração avalia que os riscos de caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras e instrumentos financeiros derivativos são reduzidos, em função de não haver concentração e as operações serem realizadas com bancos de percepção de risco aderentes à “Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro” do Grupo Energisa.

O risco de crédito é representado por contas a receber, o que, no entanto, é atenuado por vendas a uma base pulverizada de clientes e por prerrogativas legais para suspensão da prestação de serviços a clientes inadimplentes. Adicionalmente, parte dos valores a receber relativos às transações de venda, compra de energia e encargos de serviço do sistema, realizados no âmbito da CCEE, está sujeita a modificações, dependendo de decisões de processos judiciais ainda em andamento, movidos por algumas empresas do setor. Esses processos decorrem da interpretação de regras do mercado,

vigentes entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, período do Programa Emergencial de Redução de Energia Elétrica.

Exposição a riscos de crédito

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A exposição máxima do risco do crédito na data das demonstrações financeiras foi:

	Nota	2018	2017
Caixa e equivalentes de caixa	5.1	47.321	243.496
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	5.2	147.860	178.703
Consumidores e concessionárias	6	1.111.898	830.812
Títulos de crédito a receber	7	16.645	20.331
Ativos financeiros setoriais CVA	10	368.605	251.656
Ativo financeiro indenizável da concessão	14	2.118.843	1.827.340
Instrumentos financeiros derivativos	31	122.356	25.827

c) Risco de mercado: taxa de juros e de câmbio

Parte dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional, apresentados na nota explicativa nº 18, é composta de financiamentos obtidos junto a diversos agentes de fomento nacional (Eletrobrás e BNDES) e outras instituições do mercado de capitais. A taxa de juros é definida por estes agentes, levando em conta os juros básicos, o prêmio de risco compatível com as empresas financiadas, suas garantias e o setor no qual estão inseridas. Na impossibilidade de buscar alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, em face dos negócios e às peculiaridades setoriais, esses são mensurados pelo “método do custo amortizado” com base em suas taxas contratuais.

Os resultados da Companhia são suscetíveis a variações dos passivos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o período findo em 31 de dezembro de 2018 com alta de 17,1% sobre 31 de dezembro de 2017, cotado a R\$3,8748 /USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 31 de dezembro de 2018 era de 14,34 %, enquanto em 31 de dezembro de 2017 era de 11,95%.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia em 31 de dezembro de 2018 de R\$3.206.431 (R\$2.338.899 em 31 de dezembro de 2017), R\$622.873 (R\$190.505 em 31 de dezembro de 2017) estão representados em dólares.

O empréstimo em dólar tem custo de variação cambial + 3,39% ao ano e possui vencimento de longo prazo, em junho de 2022.

O balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018, apresenta R\$ 3.099 no ativo circulante , R\$119.257 (R\$25.827 em 2017) no ativo não circulante e R\$17.295 (R\$9.403 em 2017) no passivo circulante e R\$1.421 no passivo não circulante, a título de marcação a mercado e instrumentos financeiros derivativos atrelados ao câmbio e aos juros, originados da combinação de fatores usualmente adotados para precificação a mercado de instrumentos dessa natureza, como volatilidade, cupom cambial, taxa de juros e cotação do dólar. Não se trata de valores materializados, pois refletem os valores da reversão dos derivativos na data de apuração, o que não corresponde ao objetivo de proteção das operações de hedge e não reflete a expectativa da Administração.

A Companhia possui proteção contra variação cambial adversa de 100% dos financiamentos atrelados ao dólar, protegendo o valor principal e dos juros até o vencimento. As proteções acima estão divididas nos instrumentos descritos a seguir:

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta Ativa	Ponta Passiva		
Resolução 4131 - Bank of America ML	28.235	(Libor + 1,60%) x 117,65%	CDI + 1,70%	15/06/2020	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	14.351	(Libor + 1,70%) x 117,65%	CDI + 1,53%	21/06/2022	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	14.351	(Libor + 1,80%)	CDI + 1,53%	21/06/2022	Fair Value Option
Resolução 4131 - Bank of America ML	24.615	(Libor + 1,20%) x 117,65%	CDI + 1,43%	15/01/2021	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	31.785	(Libor + 0,82%) x 117,65%	CDI + 0,80%	08/09/2021	Fair Value Option
Resolução 4131 - BBM	18.861	VC + 4,52%	CDI + 0,65%	21/10/2019	Fair Value Option
Resolução 4131 - JPM	26.709	(LIBOR + 1,05%) x 117,647%	CDI + 1,33%	12/11/2021	Fair Value Option

Adicionalmente, a Companhia possui operações de swap de taxa de juros (taxas pré-fixadas, CDI) associada ao “National” de seu endividamento em moeda local (Reais). As operações de swap de juros estão relacionadas a seguir:

Operação	Notional (BRL)	Custo Financeiro (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta Ativa	Ponta Passiva		
Itaú BBA X EMT	81.885	IPCA + 5,60%	101,75% CDI	15/06/2022	Fair Value Hedge
Itaú BBA X EMT	73.494	IPCA + 5,66%	102,65% CDI	14/06/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan X EMT	10.544	IPCA + 4,49%	100,90% CDI	17/10/2022	Fair Value Hedge
JP Morgan X EMT	1.965	IPCA + 4,71%	101,60% CDI	15/10/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan X EMT	3.657	IPCA + 5,11%	103,50% CDI	15/10/2027	Fair Value Hedge
Itaú BBA x ETO	385.000	IPCA + 5,08%	103,70 CDI	15/09/2025	Fair Value Hedge

De acordo com o CPC 40, apresentam-se abaixo os valores dos instrumentos financeiros derivativos da Companhia, cujos valores não foram contabilizados como “fair value hedge”, vigentes em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017:

Fair Value Option	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	2018	2017		2018	2017
Dívida designada para “Fair Value Option”	560.000	180.000	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(623.063)	(190.505)
Swap Cambial (Derivativo)	560.000	180.000	Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	623.063	190.505
			Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(564.024)	(180.475)
			Posição Líquida Swap	59.039	10.030
			Posição Líquida Dívida + Swap	(564.024)	(180.475)

A Companhia designa certos instrumentos de “hedge” relacionados a risco com variação cambial e taxa de juros dos empréstimos como “hedge” de valor justo (“fair value hedge”), conforme demonstrado abaixo:

Fair Value Hedge	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	2018	2017		2018	2017
Dívida (Objeto de Hedge) *	556.545	171.545	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(611.434)	(183.930)
Swap de Juros (Instrumento de Hedge)	556.545	171.545	Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	611.363	183.943
			Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(566.762)	(177.549)
			Posição Líquida Swap	44.601	6.394
			Posição Líquida Dívida + Swap	(566.833)	(177.536)

(*) Os empréstimos designados formalmente como “Fair Value Hedge” são reconhecidos a valor justo na proporção da parcela efetiva em relação ao risco que está sendo protegido.

O valor justo dos derivativos contratados pela Companhia em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017 foi apurado com base nas cotações de mercado para contratos com condições similares. Suas variações estão diretamente associadas às variações dos saldos das dívidas relacionadas na nota explicativa nº 18 e ao bom desempenho dos mecanismos de proteção utilizados, descritos acima. A Companhia não tem por objetivo liquidar esses contratos antes dos seus vencimentos, bem como possuem expectativa distinta quanto aos resultados apresentados como Valor Justo - conforme abaixo demonstrado. Para uma perfeita gestão, é procedido monitoramento diário, com o intuito de preservar menores riscos e melhores resultados financeiros.

A Marcação a Mercado (MtM) das operações da Companhia foi calculada utilizando metodologia geralmente empregada e conhecida pelo mercado. A metodologia consiste basicamente em calcular o valor futuro das operações, utilizando as taxas acordadas em cada contrato, descontando a valor presente pelas taxas de mercado. No caso das opções, é utilizado para cálculo do MtM uma variante da fórmula de Black & Scholes, destinada ao cálculo do prêmio de opções sobre moeda. Os dados utilizados nesses cálculos foram obtidos de fontes consideradas confiáveis. As taxas de mercado, como a taxa Pré e o Cupom de Dólar, foram obtidas diretamente do site da BM&F (Taxas de Mercado para Swaps). A taxa de câmbio (Ptax) foi obtida do site do Banco Central. No caso das opções, as volatilidades implícitas de dólar também foram obtidas na BM&F.

Análise de Sensibilidade

De acordo com o CPC 40, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais os instrumentos financeiros e derivativos estão expostos, conforme demonstrado:

a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 31 dezembro de 2018, com a simulação dos efeitos nas informações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das informações financeiras intermediárias):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (1)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(560.000)		(506.660)	(649.091)	(791.521)
Variação Dívida	-		53.340	(89.091)	(231.521)
Swap Cambial					
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - USD e LIBOR	623.063	Alta USD	569.723	712.154	854.584
Variação - USD e LIBOR	-		(53.340)	89.091	231.521
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa de Juros CDI	(564.024)		(564.024)	(564.024)	(564.024)
Variação - Taxa de Juros CDI	-		-	-	-
Subtotal	59.039		5.699	148.130	290.560
Total Líquido	(500.961)		(500.961)	(500.961)	(500.961)

(1) O cenário provável é calculado a partir da expectativa do dólar futuro do último boletim Focus divulgado para a data de cálculo. Os cenários de deterioração de 25% e de deterioração de 50% são calculados a partir da curva do cenário provável. Nos cenários a curva de dólar é impactada, a curva de CDI é mantida constante e a curva de cupom cambial é recalculada. Isto é feito para que a paridade entre dólar spot, CDI, cupom cambial e dólar futuro seja sempre válida.

Os derivativos no “Cenário Provável”, calculados com base na análise líquida das operações acima apresentadas até o vencimento das mesmas, ajustadas a valor presente pela taxa prefixada brasileira em reais para 31 de dezembro de 2018, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$500.961 que serve para mostrar a efetividade da mitigação das variações cambiais adversas das dívidas existentes. Neste sentido, quanto maior a deterioração do câmbio (variável de risco considerada), maiores serão os resultados positivos dos swaps. Por outro lado, com os cenários

de deterioração do real frente ao dólar, de 25% e 50%, o valor presente seria negativo de R\$500.961 em ambos os casos.

b) Variação das taxas de juros

Considerando a manutenção da exposição às taxas de juros de 31 de dezembro de 2018, com a simulação dos efeitos nas demonstrações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das demonstrações financeiras intermediárias):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Local - Taxa de Juros	(556.545)		(556.545)	(556.545)	(556.545)
Variação Dívida	-		-	-	-
Swap de Juros		Alta CDI			
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos					
- Taxa Pré	611.363		611.363	611.363	611.363
Variação	-		-	-	-
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos					
- CDI	(566.762)		(566.762)	(617.565)	(667.993)
Variação	-		-	(50.803)	(101.231)
Subtotal	44.601		44.601	(6.202)	(56.630)
Total Líquido	(511.944)		(511.944)	(562.747)	(613.175)

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 31 de dezembro de 2018 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 6,42% ao ano e TJLP = 6,72 % ao ano) e caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o resultado financeiro líquido seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros ativos:					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	156.987	Alta do CDI	10.204	12.755	15.306
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(564.024)	Alta do CDI	(36.662)	(45.828)	(54.993)
Empréstimos, financiamentos e debêntures.	(1.620.015)	Alta do CDI	(105.301)	(131.626)	(157.952)
	(610.236)	Alta do IPCA	(22.884)	(28.605)	(34.326)
	(353.307)	Alta do TR	-	-	-
Subtotal (**)	(3.147.582)		(164.847)	(206.059)	(247.271)
Total (Perdas)	(2.990.595)		(154.643)	(193.304)	(231.965)

(*) Considera o CDI de 31 de dezembro de 2019 (6,50% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 31 de dezembro de 2018, IPCA 3,75 % ao ano e TR 0,00 % ao ano.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$58.849.

Gestão de risco de capital

O risco de liquidez representa o risco da Companhia enfrentar dificuldades para cumprir suas obrigações relacionadas aos passivos financeiros. A Companhia monitora o risco de liquidez mantendo investimentos prontamente conversíveis para atender suas obrigações e compromissos, e também se antecipando para futuras necessidades de caixa.

32 Benefícios pós-emprego

32.1 Plano de suplementação de aposentadoria e pensão

A Companhia é patrocinadora de 4 planos de benefícios previdenciários aos seus empregados, sendo 1 na modalidade de benefício definido, 1 plano de contribuição variável, 1 plano exclusivamente para benefícios de risco vinculado a um plano de contribuição variável e 1 plano de contribuição definida, estando apenas este último aberto ao ingresso de novos participantes. Os planos de benefício definido, contribuição variável e de risco são avaliados atuarialmente ao final de cada exercício, visando verificar se as taxas de contribuição estão sendo suficientes para a formação de reservas necessárias aos compromissos de pagamento atuais e futuros.

A Companhia patrocina, em conjunto com seus empregados em atividade, ex-empregados e respectivos beneficiários, planos de benefícios de aposentadoria e pensão, com o objetivo de complementar e suplementar os benefícios pagos pelo sistema oficial da previdência social, cuja administração é feita por meio da Energisaprev - Fundação Energisa de Previdência, entidade fechada de previdência complementar, multipatrocinada, constituída como fundação, sem fins lucrativos, com autonomia administrativa e financeira, com funcionamento autorizado pela Portaria nº 47, de 24/10/2003, do Ministério da Previdência Social - Secretaria de Previdência Complementar.

Os planos de benefício instituídos pela Companhia junto à Energisaprev são:

a. Plano de Benefícios CEMAT BD-I:

Instituído em 1 de agosto de 1986, encontra-se em extinção desde 31 de dezembro de 1998, quando foi bloqueada a adesão de novos participantes. Assegura benefícios suplementares à aposentadoria por tempo de serviço/velhice, aposentadoria por invalidez, auxílio-doença, pensão por morte e pecúlio por morte.

O plano está estruturado na forma de Benefício Definido e é custeado pelos Participantes, pelos Assistidos e pelas Patrocinadoras.

b. Plano de Benefícios - R:

Instituído em 12 de janeiro de 2007, fechado para novas adesões, é estruturado na modalidade de benefício definido. Assegura os seguintes benefícios:

- Suplementação da aposentadoria por invalidez;
- Suplementação do auxílio-doença;
- Suplementação da pensão por morte; e
- Pecúlio por morte.

O plano está estruturado na forma de Benefício Definido.

Para efeitos desta Avaliação e para o cumprimento da Deliberação CVM 695/2012, impõe-se a aferição compartimentada dos compromissos atuariais das despesas com contribuições, dos custos e do ativo do Plano de Benefícios-R, por empresa patrocinadora.

c. Plano de Benefício CEMAT-OP:

Instituído em 1º de janeiro de 1999, fechado para novas adesões, é estruturado na modalidade de contribuição variável.

As premissas atuariais adotadas são imparciais e mutuamente compatíveis. A taxa de desconto é baseada no rendimento do título público NTN-B, indexado ao IPCA. O título foi utilizado pois apresenta características condizentes com as características dos benefícios. A taxa de rendimento esperado sobre os ativos do plano reflete as expectativas de mercado relativas a rendimentos dos ativos do plano. A taxa de crescimento salarial real é baseada na experiência histórica da Companhia.

Para a apuração do valor presente das obrigações de benefício definido é empregado o método do crédito unitário projetado. Esse método é obrigatório segundo o CPC33/IAS19.

Eventuais diferenças atuariais são reconhecidas como “remensurações” em outros resultados abrangentes. Quando o saldo da obrigação se mostrar superior ao valor justo dos ativos do plano, o déficit deve ser reconhecido no passivo da patrocinadora.

c. Conciliação da posição dos fundos de benefício definido

	CEMAT - BD-I		OP		R		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Valor presente da obrigação de benefício definido								
							178.43	
Saldo no início do exercício	62.459	57.376	90.842	83.097	43.959	37.966	197.260	9
Custo do serviço corrente	35	27	0	-	378	367	413	394
Custo dos juros	5.595	6.556	8.182	9.490	4.051	4.402	17.828	20.448
Benefícios pagos	(5.364)	(5.399)	(6.178)	(6.815)	(2.997)	(2.522)	(14.539)	(14.736)
Custo do serviço passado (alteração regulador Plano OP)	-	-	(9.604)	-	-	-	(9.604)	-
Ganhos/Perdas atuariais	1.331	3.899	7.155	5.070	2.518	3.746	11.004	12.715
Saldo no final do exercício	64.056	62.459	90.397	90.842	47.909	43.959	202.362	197.260
Valor justo dos ativos do plano								
							171.95	
Saldo no início do exercício	49.548	48.753	105.163	93.753	36.007	29.445	190.718	1
Retorno esperado	4.412	5.526	9.521	10.763	3.352	3.453	17.285	19.742
Benefícios pagos	(5.364)	(5.399)	(6.179)	(6.815)	(2.997)	(2.522)	(14.540)	(14.736)
Contribuição do empregador	486	351	-	-	499	1.463	985	1.814
Contribuições dos participantes do plano	133	-	-	-	-	-	133	-
Ganhos/Perdas atuariais	(2.111)	317	(22.176)	7.462	(2.727)	4.168	(27.014)	11.947
Saldo no final do exercício	47.104	49.548	86.329	105.163	34.134	36.007	167.567	190.718
Posição líquida (a)(b)(c)	(16.952)	(12.911)	(4.068)	14.321	(13.775)	(7.952)	(34.795)	(6.542)
Exposição Não reconhecida limite do ativo	-	-	-	14.321	-	-	-	14.321
Exposição reconhecida	(16.952)	(12.911)	(4.068)	-	(13.775)	(7.952)	(34.795)	(20.863)

Reconciliação	2018	2017
Posição líquida em 2017 e 2016	(20.863)	(17.144)
Efeito em ORA	(14.091)	(3.160)
Juros sobre teto do ativo	1.339	-
Contribuição do empregador	1.118	1.813
Efeito no Resultado do Exercício	(2.298)	(2.372)
Posição líquida em 2018 e 2017	(34.795)	(20.863)
Circulante	(4.086)	(2.277)
Não circulante	(30.709)	(18.586)

Demonstração das despesas para o exercício de 2019, segundo critérios do CPC 33 (R1)/IAS 19:

	2019
Custo do serviço corrente (com juros)	493
Juros sobre as obrigações atuariais	17.775
Rendimento esperado dos ativos do plano	(14.674)
Contribuições dos participantes	492
Juros sobre o excesso ao valor justo dos ativos	-
Total da despesa bruta a ser reconhecida	4.086

O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final. Adicionalmente são utilizadas outras premissas atuariais, tais como hipóteses biométricas e econômicas e, também, dados históricos de gastos incorridos e de contribuição dos empregados. Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de benefícios de pensão e aposentadoria e os compromissos atuariais relacionados ao plano de assistência médica são reconhecidos integralmente em outros resultados abrangentes no patrimônio líquido.

d. Alocação percentual do valor justo dos ativos dos planos

	CEMAT - BD-I		OP		R	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Investimentos:						
Títulos públicos	64,44%	61,86%	76,18%	76,02%	72,78%	71,92%
Créditos privados e depósitos	8,07%	15,90%	6,49%	8,73%	6,57%	10,86%
Fundos de investimento	26,64%	21,31%	12,69%	10,85%	19,77%	16,14%
Empréstimos e financiamentos	0,82%	0,90%	4,60%	4,36%	0,85%	1,05%
Outros	0,03%	0,03%	0,04%	0,04%	0,03%	0,03%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

32.2 Plano de saúde

A Companhia mantém benefício pós-emprego, de Assistência Médico-Hospitalar para os empregados ativos, aposentados e pensionistas e seus dependentes legais. As contribuições mensais da Companhia correspondem aos prêmios médios calculados pela Seguradora, multiplicado pelo número de vidas seguradas. Esses prêmios são reajustados anualmente, em função da sinistralidade, pela variação dos custos médicos e hospitalares, dos custos de comercialização, e de outras despesas incidentes sobre a operação do seguro, com o objetivo de manter o equilíbrio técnico-atuarial da apólice. As contribuições arrecadadas dos aposentados, pensionistas e ex-funcionários são reajustadas pelo indexador INPC Saúde.

A saldo atuarial do plano de benefício pós emprego (Despesas de Assistência Médico-Hospitalar) em 2018 é de R\$54.804 (R\$24.615 em 2017), tendo sido apurado no exercício o montante de R\$30.189 dos quais R\$1.127 (R\$15.669 em 2017) foi registrado na rubrica entidade de previdência privada - despesa de pessoal, R\$2.284 (R\$1.742 EM 2017) em outras despesas financeiras na demonstração de resultado exercício. Além de, R\$26.778 (R\$7.204 em 2017) referente ao ganhos e perdas atuarias contabilizados em outros resultados abrangentes, líquidos de impostos no patrimônio líquido.

A Companhia participa do custeio de planos de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS. No caso de rescisão e/ou aposentadoria, os empregados podem permanecer no plano desde que assumam a totalidade do custeio. No exercício findo em 31 de dezembro de 2018 as despesas com o plano de saúde foram de R\$16.085 (R\$12.586 em 2017). Inclui R\$1.127 referente a cálculo atuarial do plano de benefício pós-emprego.

Abaixo apresentado a conciliação dos saldos reconhecidos no balanço, um demonstrativo da movimentação do passivo (ativo) atuarial líquido, no exercício, e o total da despesa reconhecida na demonstração do resultado consolidado.

	2018	2017
Valor presente das obrigações no início do ano	(24.615)	(15.022)
Custo do serviço corrente bruto (com juros)	(1.127)	(647)
Juros sobre obrigação atuarial	(2.284)	(1.742)
(Ganhos) atuarial sobre a obrigação atuarial	(26.778)	(7.204)
Valor das obrigações calculadas no final do ano	(54.804)	(24.615)
Circulante	(7.316)	(3.381)
Não circulante	(47.488)	(21.234)

Demonstração das despesas para os exercícios de 2019, segundo critérios do CPC33 (IAS 19):

	2019
Custo do serviço corrente (com juros)	(2.363)
Juros sobre as obrigações atuariais	(4.953)
Valor das obrigações calculadas no final do ano	(7.316)

33 Compromissos

A Companhia possui compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia, como segue:

Contratos de compra de energia (*)					
Vigência	2019	2020	2021	2022	Após 2022
2019 A 2050	1.568.105	1.673.516	1.725.308	1.538.349	26.730.973

(*) Não estão incluídos os valores referentes à Quota do Proinfa e Itaipu.

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, com vigência de 8 a 30 anos, representam o volume contratado pelo preço médio corrente findo do exercício de 2018 e foram homologados pela ANEEL.

A Companhia possui compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia, como segue:

Contratos de compra de energia (*)					
Vigência	2019	2020	2021	2022	Após 2022
2019 A 2050	1.568.105	1.673.516	1.725.308	1.538.349	26.730.973

(*) Não estão incluídos os valores referentes à Quota do Proinfa e Itaipu.

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, com vigência de 8 a 30 anos, representam o volume contratado pelo preço médio corrente findo do exercício de 2018 e foram homologados pela ANEEL.

34 Meio Ambiente (*)

A Companhia trata os impactos sociais e ambientais de seus serviços e instalações, através de programas e práticas que evidenciam a sua preocupação e responsabilidade para com o meio ambiente, dentre as quais merecem destaque:

1. Redes isoladas: são usados cabos isolados nas redes onde a arborização poderia ser mais afetada pelo contato com a baixa tensão energizada, e os vãos são dimensionados dentro do possível para preservar o equilíbrio ecológico. Da mesma forma, são usados cabos protegidos nas redes de média tensão que têm proximidades com arborização, de forma a evitar podas indesejáveis.
2. Redes e linhas: para as extensões de redes e linhas que passem em regiões de mata, ou outro tipo de área de preservação permanente, a empresa faz o RAS - Relatório Ambiental Simplificado, e quando necessário, o Estudo Fitossociológico. Também apresenta as eventuais medidas mitigadoras e/ou compensatórias a serem implementadas à sua execução conforme previsto nas Normas Brasileiras de Distribuição, bem como as adotadas pela Companhia.
3. Nas construções das linhas de distribuição de alta tensão e subestações, além dos Relatórios Ambientais Simplificados - RAS são elaboradas em estudos de arqueologia preventiva supervisionado pelo IPHAN - Instituto do Patrimônio Histórico Arqueológico Nacional, quando necessário, que indicam a possibilidade de ocorrência de vestígios arqueológicos e se encontrados são avaliados os possíveis impactos sobre o patrimônio histórico cultural, como também a elaboração de Estudo de Viabilidade Ambiental - EVA, Plano de Controle Ambiental - PCA, Inspeções Ambientais.
4. A Energisa tem consciência de sua responsabilidade ambiental, procedendo desta forma à regeneração de óleos isolantes utilizados em seus equipamentos e recuperação de óleo lubrificante industrial, garantindo a reutilização deste material e evitando a poluição do meio ambiente.
5. A realização de análises em amostras de óleo isolante, verificando-se a não existência de indícios de ascarel e/ou de impurezas, de forma a eliminá-los dos equipamentos da empresa, ratificando, assim, o cumprimento dos requisitos legais.
6. Descarte de lâmpadas: A Companhia possui procedimento para descarte controlado de lâmpadas de vapor de sódio, vapor de mercúrio e fluorescente existentes em suas instalações próprias e na infraestrutura de iluminação pública.
7. Atuação junto ao poder público municipal para incluir a compatibilidade com a arborização no planejamento de obras e treinamento de procedimentos adequados para poda de árvores.
8. Eficiência Energética, que contribuiu para a educação da população quanto ao uso racional seguro e eficiente da energia elétrica, a redução do consumo de energia elétrica, com a substituição de lâmpadas, substituição de equipamentos eficientes e adequação das instalações elétricas internas, e em casos específicos em comunidades de baixo poder.

Na Contratação de fornecedores: contrata fornecedores que comprovadamente tenham boa conduta ambiental. E informa aos parceiros e clientes sobre as boas práticas adotadas pela empresa na preservação e defesa do meio ambiente, que visam, em suma, preservar a vida.

No exercício de 2018, os montantes investidos nos projetos acima descritos totalizaram R\$18.374 (R\$7.456 em 2017).

(*) Informações fora do escopo dos auditores independentes.

35 Informações adicionais aos fluxos de caixa

Em 2018 e 2017, as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são:

	2018	2017
Outras transações não caixa		
Ativo financeiro indenizável da concessão - Bifurcação de Ativo	165.025	433.949
Ativo financeiro indenizável da concessão - Valor justo ativo indenizável	154.900	46.717
Atividades Operacionais		
Pagamento de Fornecedores a prazo	49.450	29.134
Incorporação de redes - transferência para obrigações especiais	18.140	41.277
Atividades de Investimentos		
Aquisição de intangível com pagamento a prazo	49.450	29.134
Obrigações especiais - transferência para incorporação de redes	18.140	41.277
Atividades de Financiamento		
Venda da aeronave		
Atividades operacionais		
Outras Contas a Receber	-	11.630
Depósitos e Cauções Vinculados	-	9.661
Impostos a recuperar	-	5.620
Tributos e contribuições sociais	-	3.593
Atividades de investimentos		
Intangível	-	1.718
Atividades de financiamento		
Arrendamento mercantil	-	32.222

36 Eventos Subsequentes

. Bandeiras tarifárias:

A ANEEL definiu a aplicação da Bandeira Verde para os meses de janeiro a março de 2019, resultado de análises do cenário hidrológico do país.