

Companhia Energética do Piauí

**Demonstrações financeiras
intermediárias em
30 de setembro de 2018**

Conteúdo

Relatório de revisão dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras intermediárias	3
Balancos patrimoniais	5
Demonstrações do resultado	6
Demonstrações do resultado abrangente	7
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido (passivo a descoberto)	8
Demonstrações dos fluxos de caixa	9
Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias	10

Notas explicativas às demonstrações financeiras intermediárias

(Em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

1 Informações gerais

A Companhia Energética do Piauí (“Eletrobras Distribuição Piauí” ou “Companhia”, ou “CEPISA”), sociedade por ações de economia mista, de capital fechado, com o controle acionário das Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras, até 30 de setembro de 2018, que detinha 100% do seu capital social. Conforme nota explicativa nº 40, o Controle da Companhia foi Transferido para a Equatorial Energia S.A após verificado o cumprimento das últimas condicionantes previstas no edital de leilão nº 2/2018-PPI/PND. É concessionária de serviço público de energia elétrica no Estado do Piauí, com sede social na Av. Maranhão, 759/Sul - Teresina-PI. É a concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica e atividades associadas ao serviço de energia elétrica naquele Estado, podendo prestar serviços técnicos de sua especialidade na área de concessão que abrange todo o Estado do Piauí com 251.611,929 km², atendendo, em 30 de setembro de 2018, 1.277.381 consumidores em 224 municípios

Seu objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica, assim como serviços que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito e atividades associadas ao serviço público de energia, prestar serviços técnicos de sua especialidade e praticar os demais atos necessários à consecução de seu objetivo, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, órgão vinculado ao Ministério de Minas e Energia - MME.

Para cumprir com as obrigações operacionais e administrativas, a Companhia conta com 2.062* empregados (2.056* em 31 de dezembro de 2017) para atender a, aproximadamente, 1.277* mil consumidores (1.266* mil em 31 de dezembro de 2017).

(*) Informações não revisadas por nossos auditores.

A Companhia até 30 de setembro de 2018 apurou lucro de R\$ 282.673 (prejuízos de R\$ 22.825 em 30 de setembro de 2017) em suas operações, totalizando um montante de prejuízo acumulado de R\$ 2.419.984 (R\$ 2.672.561 em 31 de dezembro de 2017), apresentou excesso de passivo circulante sobre ativo circulante no valor de R\$ 930.684 (R\$ 425.121 em 31 de dezembro de 2017) e passivo a descoberto de R\$ 1.191.840 (R\$ 1.444.467 em 31 de dezembro de 2017).

As demonstrações financeiras intermediárias foram preparadas no pressuposto da continuidade operacional normal dos negócios da Companhia, de acordo com o CPC 26(R1), em seus itens 25 e 26.

Em função da condição designada pela ANEEL para prestação de serviços de distribuição de energia elétrica, a Companhia elaborou um Plano de Prestação Temporária de Serviço de Distribuição - PPTSD, o qual vigorou até a transferência do Controle acionário conforme nota explicativa nº 40. Em 10 de outubro de 2016, através do Ofício nº 356/2016-DR/ANEEL, a Companhia recebeu as diretrizes para a elaboração do Plano de Prestação Temporária do Serviço de Distribuição, indicando as seguintes metas:

- (i) redução de 7,6% no DEC e de 11,0% no FEC até dezembro de 2017, em relação aos valores das respectivas médias dos meses de agosto de 2015 a julho de 2016;

- (ii) redução da perda global de 30,48%, verificada em dezembro de 2015, para 28,96% em dezembro de 2017; e
- (iii) redução de 5% sobre a base do PMSO de Referência Ajustado e do PMSO Ajustado sem Provisões em 2017, com relação ao valor registrado em 2015.

Até 30 de setembro de 2018 a Companhia possuía dependência de recebimento de recursos do Fundo de Reserva Global - RGR para gestão de suas operações. Tais recursos têm sido recebidos, principalmente, através de empréstimos da controladora e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Desde 03/05/2017, a ANEEL determinou a transição da operacionalização deste fundo da Eletrobras para CCEE que, então, passou a conceder, por meio de empréstimo, tais recursos para esta Companhia, com vistas à assegurar a Remuneração Adequada prevista no art.11 da Portaria n. 388/2016 - MME, permitindo criar condições para a continuidade e a prestação do serviço.

A revisão das tarifas acontece em média a cada quatro anos e é o momento em que são reavaliados os custos das distribuidoras, revertendo-se para a modicidade tarifária os ganhos médios de eficiência por elas obtidos. A revisão tarifária desta Companhia, definida pela Portaria nº 423/2016 -Ministério de Minas e Energia - MME, foi revogada pela Portaria nº 23/2017 -MME, em 24 de janeiro de 2017.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL homologou, em 26 de setembro de 2017, o resultado do reajuste tarifário anual de 2017 e fixou as Tarifas de Energia - TE e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD desta Companhia. As novas tarifas com aumento de 27,63% tiveram sua vigência a partir de 28 de setembro de 2017, conforme REH nº 2.305/2017 - ANEEL. Tais tarifas foram prorrogadas até a realização do próximo processo tarifário da concessionária pela Resolução Homologatória nº 2.449/2018 - ANEEL, em 25 de setembro de 2018. A previsão para a realização do reajuste tarifário é novembro/2018.

2 Concessões

Em conformidade com o Contrato de Concessão nº 04/2001, firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL em 12/02/2001, a Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras detinha concessão para distribuição de energia elétrica em todo o território do Estado do Piauí, cuja vigência se encerrou em 07/07/2015, a qual poderia ser prorrogada pelo período de até 30 anos.

Concessão	Municípios	Vigência
Distribuição	224	02/2001 a 07/07/2015

O novo contrato de concessão, conforme descrito na nota explicativa nº 40, foi assinado em 17 de outubro de 2018 pelo novo Controlador, com vigência de 30 anos.

Deliberação sobre não prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica

Em 08 de novembro de 2017 o Conselho do Programa de Parcerias de Investimento da Presidência da República (CPPI) aprovou a Resolução nº 20 que lista as condições mínimas e preços para alienação pela Eletrobras das ações representativas da sua participação acionária no capital social da Companhia Energética do Piauí.

Em 28 de dezembro de 2017 a 169ª Assembleia Geral Extraordinária aprovou a prorrogação do prazo para assinatura do contrato de transferência do controle acionário detido pela Eletrobras nas distribuidoras Eletroacre, Ceron, Boa Vista Energia, Amazonas Energia, Ceal e CEPISA desde que ocorra até 31 de julho de 2018, sob pena de manutenção da decisão da 165ª Assembleia Geral Extraordinária que determinou o encerramento dos serviços temporários de distribuição, bem como a liquidação das referidas distribuidoras, o que também deverá ocorrer caso não seja garantido pela ANEEL e/ou pelo Poder Concedente, o direito à prestação de serviços de distribuição, de forma temporária, até a efetiva transferência do controle acionário, mediante remuneração adequada.

A Eletrobras avaliou a modelagem de privatização prevista na Resolução acima citada, de acordo com suas condições financeiras e orçamentárias, e em 8 de fevereiro de 2018, através da realização da 170ª Assembleia Geral Extraordinária, aprovou os seguintes tópicos:

- Venda da integralidade das ações da Companhia Energética do Piauí, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R\$ 50 (cinquenta mil reais) da referida distribuidora. Esse valor é associado à outorga de concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Companhia Energética do Piauí e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras;
- A cessão gratuita, pela Eletrobras, do direito de preferência de subscrever novas ações a serem emitidas pelas distribuidoras cujas transferências do controle acionário forem aprovadas nos termos acima, no âmbito do aumento de capital a ser feito pelo(s) novo(s) controlador(es), vencedor(es) dos Leilões de Desestatização, para empregados e aposentados da respectiva distribuidora; e
- A delegação de poderes ao Conselho de Administração da Eletrobras para deliberar sobre o exercício de opção da Eletrobras de aumentar a participação, em até 30% (trinta por cento), no capital social das distribuidoras cujas transferências do controle acionário forem aprovadas nos termos dos itens acima, no prazo de até 6 (seis) meses, contados da data de assinatura do respectivo contrato de transferência de controle acionário.

Em 16 de julho de 2018, o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria nº 301, na qual altera o anexo da Portaria MME nº 388, de 26 de julho de 2016, postergando o prazo de término de prestação do serviço por esta Companhia para 31 de dezembro de 2018. Conforme mencionado na nota explicativa nº 378, diante dessa definição a Companhia procedeu a rebifurcação da parcela do ativo financeiro na proporção correspondente, até 31 de dezembro de 2018, data limite para permanecer como responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos das distribuidoras caso não ocorra alienação do controle acionário pelo novo acionista majoritário.

Leilão n.º 2/2018 - PPI/PND

Em 26 de julho de 2018, ocorreu o procedimento licitatório na modalidade de leilão, realizado na forma do edital de leilão n.º 2/2018 - PPI/PND, para outorga de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica associada à transferência do controle acionário desta Companhia. Neste ato, a sociedade por ações Equatorial Energia S.A., sagrou-se vencedora do leilão e, desde que verificadas as condicionantes previstas no edital, na data do fechamento, a mesma adquirirá aproximadamente 89,94% do capital social total votante desta, em contrapartida ao pagamento de R\$ 45.521,52 (quarenta e cinco mil, quinhentos e vinte e um reais e cinquenta e dois centavos) às Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Eletrobras. Além da compra do controle acionário, será celebrado acordo de acionistas com a Eletrobras e contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica com a União.

A Equatorial Energia S.A (“Equatorial”), ofertou proposta de índice combinado de 119,00, o que significa renúncia de 100% do reposicionamento tarifário de PMSO, perdas não técnicas e dívida junto à Reserva Global de Reversão (“RGR”) do período de designação em valor de aproximadamente R\$ 844 milhões, captados antes da data de publicação do edital de desestatização, além de pagamento de outorga à União no valor de R\$ 95 milhões. A Equatorial se comprometeu ainda a aportar cerca de R\$ 720 milhões na Companhia Energética do Piauí. Com o deságio ofertado haverá redução de tarifa para os consumidores. Além disso, será assegurado à Eletrobras o direito de, dentro de 6 meses a contar da data de liquidação da operação, aumentar a sua participação societária em até 30% do capital social total da CEPISA.

Em 06 de setembro de 2018, a ANEEL, através do Despacho nº 2.018, decidiu anuir previamente à transferência do controle acionário direto desta Companhia para Equatorial Energia S.A, bem como define o prazo para implementação da operação para até 120 dias a contar da data de publicação deste.

A homologação do resultado do referido leilão pela comissão de licitação ocorreu em 29 de agosto de 2018. A Eletrobras, após manifestação da Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais do Ministério de Planejamento, Desenvolvimento e Gestão - SEST/MPDG, fez a capitalização do valor de R\$ 50 em 29 de setembro de 2018, mediante a capitalização dos créditos decorrentes do saldo devedor do contrato de financiamento ECF 2834/2010, concedido com recursos ordinários para esta Companhia.

3 Base de preparação e apresentação das demonstrações financeiras

3.1 Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras intermediárias foram preparadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) e estão apresentadas de acordo com o pronunciamento CPC 21(R1) - Demonstrações Financeiras Intermediárias, aprovado pela Resolução nº 1.174/2009 do Conselho Federal de Contabilidade - CFC e Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

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 emissão das demonstrações financeiras intermediárias foi autorizada pela Administração em 28 de novembro de 2018.

Detalhes sobre as políticas contábeis da Companhia estão apresentadas na nota explicativa 4.

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras intermediárias, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

Após a sua emissão, somente os acionistas têm o poder de alterar as demonstrações financeiras intermediárias.

3.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

Estas demonstrações financeiras intermediárias estão apresentadas em Reais, que é a moeda funcional da Companhia. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

3.3 Uso de estimativas e julgamentos

Na preparação destas demonstrações financeiras intermediárias, a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação das políticas contábeis da Companhia e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

As estimativas e premissas são revisadas de forma contínua. As revisões das estimativas são reconhecidas prospectivamente.

As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos, e, as informações sobre as incertezas relacionadas a premissas e estimativas que possuem um risco significativo de resultar em um ajuste material no período a findo em 30 de setembro de 2018 e exercício findo em 31 de dezembro de 2017 estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- **Nota explicativa 5 - Contas a receber:** critérios de análise de risco de crédito para determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa;
- **Nota explicativa 5.a - Receita não faturada:** estimativas dos montantes da receita sobre a energia consumida porém não faturada;
- **Nota explicativa 9 - Ativo financeiro da concessão:** critério de apuração e atualização do ativo e passivo financeiro da concessão;
- **Nota explicativa 13 - Intangível:** cálculo da amortização do ativo intangível da concessão de forma linear pelo prazo correspondente ao direito de cobrar os consumidores pelo uso do ativo da concessão que o gerou (vida útil regulatória dos ativos) ou pelo prazo do contrato de concessão, dos dois o menor;
- **Nota explicativa 21 - Provisão para litígios:** Reconhecimento de provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas por meio da avaliação da probabilidade de perda que inclui avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos; e
- **Nota explicativa 18 - Benefício pós-emprego:** reconhecimento dos custos dos planos de aposentadoria com benefícios de assistência médica pós-emprego e o valor presente da obrigação de aposentadoria, através da avaliação atuarial que envolve o uso de premissas sobre taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões.

3.4 Base de mensuração

As demonstrações financeiras intermediárias foram preparadas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos e alguns ativos vinculados à concessão que foram mensurados pela Base de Remuneração Regulatória - BRR. O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas na data das transações.

4 Principais políticas contábeis

As demonstrações financeiras intermediárias são apresentadas sem a repetição de determinadas notas explicativas previamente divulgadas, mas com a evidenciação das alterações relevantes ocorridas no período, se houver. As práticas contábeis utilizadas na preparação destas demonstrações financeiras intermediárias são as mesmas adotadas na preparação das demonstrações financeiras anuais da Companhia, descritas na nota nº 4, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, exceto, as novas práticas contábeis adotadas conforme demonstrado na nota 4.1. Portanto, estas demonstrações financeiras intermediárias devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras anuais da Companhia do exercício findo em 31 de dezembro de 2017, emitidas em 23 de março de 2018, que contemplam o conjunto completo das notas explicativas.

A Companhia adotou todos os pronunciamentos revisados e interpretações emitidas pelo CPC que estavam em vigor em 30 de setembro de 2018.

4.1 Adoção de novas normas e interpretações

A Companhia adotou as normas do CPC 48 - Instrumentos Financeiros (a) e CPC 47 - Receita de contratos com clientes (b) que entraram em vigor a partir de 1 de janeiro de 2018. A Companhia não estendeu a aplicação aos requerimentos exigidos pela norma para o período comparativo apresentado.

a) Pronunciamento Técnico CPC 48 - Instrumentos Financeiros

A Companhia adotou o CPC 48 com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018, aproveitando a isenção que lhe permite não reapresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros, incluindo perdas de crédito esperadas.

Classificação e Mensuração

De acordo com o CPC 48, há três principais categorias de classificação para os ativos financeiros, aqueles: Custo amortizado (CA), Valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA) e Valor justo por meio do resultado (VJR). Sendo eliminado 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.

Os juros incluem, além do valor temporal do dinheiro, a compensação pelo risco de crédito e outros riscos e custos básicos de empréstimo, bem como margem de lucro. Entretanto, nesse acordo, os juros também podem ser formados levando-se em consideração outros componentes como risco de liquidez, custos administrativos, spread da instituição financeira.

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

Classificação e Mensuração - CPC 48	
Ativos financeiros a custo amortizado	Estes ativos são mensurados ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivo e mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros para receber fluxos de caixa contratuais e seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxo de caixa que são relativos ao pagamento de principal e juros sobre o principal. O custo amortizado é reduzido por perdas por <i>impairment</i> . A receita de juros, ganhos e perdas cambiais e <i>impairment</i> são reconhecidos 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.

* O subsequente refere-se a ter sido mensurado a valor justo após a sua aquisição.

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

	Classificação CPC 38/AIS 39	Classificação CPC 48	Saldo em 31/12/2017	Saldo em 01/01/2018
ATIVOS FINANCEIROS				
(Circulante / Não circulante)				
Caixa e equivalentes de caixa	Empréstimos e Recebíveis	Valor Justo por Meio de Resultado	2.070.203	2.070.203
Títulos e Valores Mobiliários	Valor Justo por Meio do resultado	Valor Justo por Meio de Resultado	11.547	11.547
Clientes	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	761	761
Direitos de ressarcimento	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	682.826	682.826
Ativo Financeiro - Valores a receber Parcela A	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	19.562	19.562
Ativo Financeiro - Distribuição	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	501.025	501.025
		Valor Justo por Meio de Resultado	854.482	854.482
PASSIVOS FINANCEIROS				
(Circulante / Não circulante)				
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	Custo Amortizado	2.526.160	2.526.160
Fornecedores	Custo Amortizado	Custo Amortizado	2.322.825	2.322.825
			203.335	203.335

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

O CPC 48 substituiu a abordagem de perda incorrida da 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).

Mensuração das provisões para perdas de acordo com as seguintes bases:

CPC 48	
Perdas de crédito esperadas para 12 meses	Aquelas que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data do balanço
Perdas de crédito esperadas para a vida inteira	Aquelas que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro.

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), que possuem, em conjunto, características comuns de risco.

É considerado pela Companhia um ativo financeiro como inadimplente quando:

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

Um ativo financeiro possui “problemas de recuperação de crédito” quando ocorrem um ou mais eventos com impacto prejudicial nos fluxos de caixa futuro 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.

Reflexos da adoção inicial do CPC 48 em 01/01/2018 - Diferenças reconhecidas em prejuízos acumulados, conforme tabela a seguir:

Impactos Adoção Inicial CPC 48	31/12/2017 - CPC 38/IAS 39	Impacto	01/01/2018 - CPC 48
Provisão para créditos de liquidação duvidosa em Contas a receber de clientes e outras contas a receber	115.663	30.096	145.759
Total de perdas por redução ao valor recuperável	<u>115.663</u>	<u>30.096</u>	<u>145.759</u>

b) Pronunciamento Técnico CPC 47 - Receita de Contratos com Clientes

O CPC 47 estabelece um novo conceito para o reconhecimento de receita, substituindo a IAS 18 Receita, a IAS 11 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.

As novas exigências de divulgação visam ajudar os 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 receita é reconhecida pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que a energia é fornecida, mediante a multiplicação do consumo faturado medido pela tarifa vigente, além de reconhecer a receita não faturada através de estimativa, correspondente ao do consumo de energia medido na data da última leitura e o encerramento do período das demonstrações financeiras.

A norma determina que a Companhia só pode contabilizar 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. Ao avaliar se a possibilidade de recebimento do valor da contraprestação é provável, a Companhia deve considerar apenas a capacidade e a intenção do cliente de pagar esse valor da contraprestação, quando devido. 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. Com base na avaliação da Companhia, não há contratos sujeitos a tal situação, logo, não há impactos oriundos da adoção da norma em 30 de setembro de 2018.

A norma determina ainda que 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 Distribuidoras 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. Uma vez descumpridos esses indicadores, a Companhia é obrigada a ressarcir os clientes, através de desconto na fatura mensal de consumo de energia. Até 31 de dezembro de 2017, essas penalidades eram contabilizadas como despesa operacional.

De acordo com a Nota Técnica 331/2016 - tópico 49, da ANEEL, sobre as Compensações por violação dos indicadores de qualidade, o §7º do Art. 5º da Portaria n. 388/2016-MME dispõe que o descumprimento de padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL poderá obrigar a Companhia a destinar os recursos das compensações individuais por violação dos limites para investimentos na área de prestação do serviço, devendo os respectivos valores apurados das compensações serem contabilizados como Obrigações Especiais, com mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade do serviço prestado, conforme regulação da ANEEL. Desta forma, as penalidades sobre as metas ultrapassadas preestabelecidas do DIC/FIC não são reconhecidas no resultado desde a emissão da referida Portaria, aplicáveis às Companhias determinadas como Prestadores de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Sendo assim, não há impactos oriundos da adoção da norma em 30 de setembro de 2018.

5 Contas a receber de clientes

a. Consumidores e concessionárias

	Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	(-) PCLD (5.c)	30/09/2018	31/12/2017
Ativo circulante						
Consumidores						
Faturados	100.028	165.874	100.806	(76.505)	290.203	280.919
Renda não faturada (i)	53.618	-	-	(4)	53.614	57.719
Créditos renegociados (5.b)	76.215	15.655	20.589	(35.143)	77.316	89.185
Iluminação Pública	8.362	133	10.669	(12.306)	6.858	20.221
	238.223	181.662	132.064	(123.958)	427.991	448.044
Concessionárias						
Suprimento	56.619	21.915	3.485	(23.087)	58.932	3.377
	56.619	21.915	3.485	(23.087)	58.932	3.377
Total	294.842	203.577	135.549	(147.045)	486.923	451.421
Ativo não circulante						
Consumidores						
Créditos renegociados (5.b)	273.215	-	-	(104.606)	168.609	231.405
	273.215	-	-	(104.606)	168.609	231.405
Total	568.057	203.577	135.549	(251.651)	655.532	682.826

- (i) Consiste na estimativa de energia fornecida entre a data de leitura e o encerramento do mês, conforme prática estabelecida no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico de 2015.

a. Créditos renegociados

Representa os valores resultantes da consolidação de parcelamentos de débitos de contas de fornecimento de energia vencidos de clientes inadimplentes e com vencimento futuro, cobrados em contas de energia.

	30/09/2018	31/12/2017
Circulante		
Residencial	54.474	51.672
Industrial	4.346	3.065
Comercial	24.485	22.552
Rural	5.117	4.794
Poder público	17.631	16.592
Iluminação pública	4.647	3.897
Serviço público	1.727	1.634
Industrial livre	32	1.067
Produtores Independentes de Energia - PIE	-	747
(-) PCLD	(35.143)	(16.835)
Subtotal	77.316	89.185

Não circulante		
Residencial	52.357	46.938
Industrial	2.189	1.919
Comercial	27.374	50.815
Rural	3.345	2.910
Poder público	126.133	112.526
Iluminação pública	47.517	43.154
Serviço público	14.300	13.723
(-) PCLD	<u>(104.606)</u>	<u>(40.580)</u>
 Subtotal	 <u>168.609</u>	 <u>231.405</u>
 Total	 <u>245.925</u>	 <u>320.590</u>

b. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Os saldos da provisão para créditos de liquidação duvidosa por classe de clientes estão demonstrados conforme a seguir:

	30/09/2018	31/12/2017
Classe de consumidor		
Residencial	46.732	26.277
Industrial	6.471	6.855
Comercial	13.035	17.410
Rural	3.250	1.948
Poder público	4.776	2.082
Iluminação pública	12.306	1.344
Serviço público	2.242	989
Renda não faturada	4	16
Parcelamento de contas de energia	139.749	57.415
Produtores Independentes de Energia - PIE	22.960	-
Industrial livre	<u>127</u>	<u>1.327</u>
 Total	 <u>251.651</u>	 <u>115.663</u>
 Circulante	 147.045	 72.509
 Não circulante	 104.606	 43.154

A movimentação ocorrida no período referente aos saldos da provisão para créditos de liquidação duvidosa está apresentada conforme a seguir:

	2018	2017
Saldo no início do período/exercício	<u>(115.663)</u>	<u>(115.345)</u>
Constituição adoção - CPC 48	(30.096)	-
Constituição de provisão	(186.622)	(51.717)
Reversão de provisão (*)	<u>80.730</u>	<u>51.399</u>
 Saldo no fim do período/exercício	 <u>(251.651)</u>	 <u>(115.663)</u>

(*) A Companhia efetuou reversão de baixa de R\$ 63.078 de títulos incobráveis (provisão de R\$ 37.043 em 30 de setembro de 2017).

A provisão para crédito de liquidação duvidosa está reconhecida, em valor considerado suficiente pela Administração, para cobrir as possíveis perdas na realização de créditos, cuja recuperação é considerada improvável.

Para a constituição da provisão para créditos de liquidação duvidosa, o saldo a receber dos clientes com débitos relevantes é analisado de forma individual, considerando a experiência da Administração em relação às perdas efetivas com consumidores, a existência de garantias reais, a renegociação do débito e a situação do devedor, se em concordata e/ou falência.

6 Tributos a recuperar

	30/09/2018	31/12/2017
Circulante		
Imposto de renda e Contribuição social sobre o lucro líquido (i)	4.373	8.933
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS (ii)	10.206	7.494
Programa de integração social - PIS	551	476
Contribuição para o financiamento da seguridade social - COFINS	<u>2.522</u>	<u>2.199</u>
	17.652	19.102
Não circulante		
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS (ii)	<u>8.299</u>	<u>8.299</u>
	<u>25.951</u>	<u>27.401</u>

- (i) O Imposto de renda pessoa jurídica (IRPJ) e a Contribuição social sobre lucro líquido (CSLL) antecipados correspondem aos montantes recolhidos, quando das apurações tributárias mensais, nos termos do artigo 2º da Lei 9.430, de 27/12/1996, além das antecipações de aplicações financeiras e órgãos públicos e retenção na fonte referente a serviços prestados.
- (ii) Com base na Lei Complementar nº 102/2002, a Companhia vem registrando ICMS a recuperar no controle de apropriação de crédito do ICMS do ativo permanente - CIAP, decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo imobilizado, intangível.

Tais créditos ficam disponíveis para serem compensados com o pagamento de ICMS sobre o faturamento mensal na razão de 1/48. Em 30 de setembro de 2018, a Companhia estima a realização do ativo de acordo com a despesa esperada da seguinte forma:

	30/09/2018	31/12/2017
2017	-	7.494
2018	2.552	2.766
2019	10.421	2.766
2020	2.766	2.767
2021	<u>2.767</u>	<u>-</u>
	<u>18.505</u>	<u>15.793</u>

7 Direito de ressarcimento

	30/09/2018	31/12/2017
Tarifa social de baixa renda (i)	14.718	15.595
Subvenção CDE descontos tarifários (ii)	<u>3.234</u>	<u>3.967</u>
	<u>17.952</u>	<u>19.562</u>

- (i) A Companhia registra a tarifa social de baixa renda, direito estabelecido pelo Governo Federal, por meio da Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002, cujo impacto é significativo na receita operacional da Companhia. O saldo verificado em setembro de 2018 é decorrente da falta de recebimentos dos créditos junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE dos meses de agosto e setembro de 2018.
- (ii) Valores referentes à subvenção CDE derivados dos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica homologados pela Resolução nº 2.449 ANEEL, de 25 de setembro de 2018. O saldo apresentado corresponde ao mês de setembro de 2018.

8 Almoarifado

A composição do saldo está apresentada conforme a seguir:

	30/09/2018	31/12/2017
Almoarifado de manutenção e operação	4.479	4.722
Transformação, fabricação e reparos de materiais	1.780	1.513
Emprestado	253	220
Destinado a alienação	358	2.036
Resíduos e sucatas	233	2.090
Adiantamento a fornecedores	-	2.745
	7.103	13.326

9 Ativo financeiro da concessão

9.1 Reconhecimento dos valores a receber e obrigações de parcela A e outros itens financeiros

	Saldo em 31/12/2017	Receita operacional		Resultado financeiro	Recebimento		Saldo em 30/09/2018
		Constituição	Amortização		Bandeira Tarifária	Aporte CCEE	
Parcela "A"							
CVA							
CDE	(7.588)	5.505	2.876	(2.695)	-	-	(1.902)
Rede básica	37.841	35.668	(21.327)	1.753	-	-	53.935
Custo de aquisição de energia elétrica	337.730	141.996	(214.975)	7.732	-	-	272.483
PROINFA	(443)	1.190	426	(6)	-	-	1.167
ESS e EER	(77.116)	(70.469)	25.859	(2.773)	-	-	(124.499)
Neutralidade dos encargos setoriais	(21.858)	-	22.134	(602)	-	-	(326)
Sobrecontratação	(3.607)	-	3.652	(99)	-	-	(54)
Bandeiras tarifárias	(1.226)	491	-	1.381	-	-	646
Ativo financeiro setorial RGR	-	865.824	-	87.202	-	-	953.026
Outros componentes financeiros	(12.044)	643	139.975	864	(644)	-	128.794
	251.689	980.848	(41.380)	92.757	(644)	-	1.283.270
	2017						2018
Ativo circulante	501.025						459.113
Ativo não circulante	-						953.026
Passivo circulante	(249.336)						(128.869)
	251.689						1.283.270

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.

- **Circulante** - Os montantes registrados no circulante (ativo e passivo) referem-se aos valores já homologados pela ANEEL quando do reajuste tarifário concluído em setembro de 2017 (Resolução Homologatória nº 2.305, de 26 de setembro de 2017), bem como representam uma estimativa da formação da CVA a ser homologada no próximo reajuste tarifário (novembro de 2018).
- **Não circulante** - Representam uma estimativa da formação da CVA a ser homologada nos próximos reajuste tarifário (após novembro de 2018). O montante registrado refere-se aos valores contraídos do Fundo RGR, durante todo o período de designação.

A referida resolução homologou, ainda, o valor de R\$ 123.283 referente ao diferimento dos valores de Parcela B e Perdas não Técnicas, o qual deverá ser considerado no processo tarifário seguinte, atualizado pela SELIC.

Ativo financeiro setorial RGR

As Distribuidoras da Eletrobras detinham as concessões para a exploração de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, nos termos dos Contratos de Concessões nº 004/2001 (CEPISA), nº 005/2001 (Ceron), nº 006/2001 (Eletroacre), nº 007/2001 (Ceal), nº 020/2001 (Amazonas Energia) e nº 021/2011 (Boa Vista Energia).

Contudo, em 22 de julho de 2016, a 165ª Assembleia Geral Extraordinária - AGE, da Eletrobras, deliberou pela não prorrogação das Concessões de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica das Distribuidoras da Eletrobras, deixando de serem concessionárias para se tornarem prestadoras temporárias do serviço de distribuição de energia elétrica.

Visando regulamentar o tema, o Ministério de Minas e Energia - MME publicou a Portaria nº 388/2016, que definiu os termos e condições para a Prestação do Serviço Público Temporário por órgão ou entidade da Administração Pública Federal e designou as empresas de distribuição da Eletrobras como prestadoras temporárias do serviço de distribuição de energia elétrica.

Como ainda não houve a transferência do controle acionário, o período de designação das Distribuidoras como prestadoras de serviços vem sendo prorrogado, e as Companhias vem, desde então, complementando suas fontes de recursos com remuneração via empréstimo RGR.

Desta forma, considerando o direito à neutralidade econômica da prestação do serviço de distribuição enquanto operado sob a forma de Designação, com amparo no art.º 9 da Lei nº 12.783/2016 (o qual dispõe que as obrigações contraídas na prestação temporária do serviço serão assumidas pelo novo concessionário nos termos do edital de licitação), as Distribuidoras se qualificam ao reconhecimento do direito de ressarcimento dessas obrigações nos termos do Edital de Leilão e seus anexos, parte do Programa de Parcerias de Investimentos, emitido em junho de 2018 pelo BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, como parte do processo de desestatização das distribuidoras da Eletrobras, que definiu a forma e as condições que asseguram e viabilizam a mensuração e o reconhecimento contábil de tal direito, como item de Parcela A.

Adicionalmente, por meio do ofício 242/2018, a ANEEL estabeleceu que em todos cenários, outorga pura (liquidação) e ou licitação combo (alienação do controle acionário), o passivo contraído junto ao Fundo RGR, durante todo o período da designação, será transferido para a nova concessão, onde o novo concessionário fará jus ao reconhecimento tarifário nos termos da Lei de forma semelhante ao cenário de alienação de controle das distribuidoras.

Assim, fica também afastada a condicionalidade de reconhecimento desse direito apenas via consumo, caracterizando um direito incondicional, de forma análoga ao ativo consubstanciado no OCPC 08, reunindo assim as condições necessárias para o registro contábil.

Desta forma, as Companhias de distribuição da Eletrobrás procederam o reconhecimento do direito à neutralidade econômica, enquanto operando sob a forma de Designação, no montante de R\$ 953.026 na receita de CVA-outros componentes financeiros em contrapartida de Ativo Financeiro da Concessão. Este ativo foi classificado no não circulante considerando a previsão do parágrafo primeiro, cláusula nona do contrato de concessão que fora disponibilizado junto aos anexos do Edital de Leilão nº 2/2018 - PPI/PND, a qual define que os pagamentos dos empréstimos RGR devem ser realizados, mensalmente, entre o mês subsequente ao mês da primeira revisão ordinária e o prazo final do contrato de concessão, em parcelas iguais.

Itens financeiros (Nota técnica nº 284/2017 - SGT/ANEEL)

Repasse de sobrecontratação/exposição de energia

De acordo com a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET, aprovado pela REN nº 703, de 15/03/16, foi calculada para a Companhia, em relação ao ano civil de 2016, exposição ao mercado de curto prazo de energia considerando as recontabilizações de carga, contratos e PLD percebido, informado pela CCEE.

Recálculo de sobrecontratação de energia

Conforme 32ª reunião pública ordinária da diretoria de 2017, através do processo 48500.002114/2016-55, apresenta recálculo do saldo de CVA e do repasse da sobrecontratação de energia referentes às competências de janeiro de 2012 a dezembro de 2014, em função das recontabilizações de cargas realizadas pela CCEE.

Demais componentes financeiros

Ajuste CUSD, Repasse de Compensação DIC/FIC, Neutralidade da Parcela A calculados em conformidade com as regras de apuração e atualização monetária previstos no submódulo 4.4 do PRORET.

Previsão do risco hidrológico

Cobertura dos riscos hidrológicos associados às usinas comprometidas com contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF), à usina de Itaipu e às usinas hidrelétricas cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, e que firmaram Termo de Repactuação de Risco em conformidade com a Lei nº 13.203/2015.

Saldo a compensar da CVA

Valores da previsão contemplada no processo tarifário de 2016, atualizada pela SELIC. Também está contemplado o financeiro de saldo a compensar das recontabilizações conforme Despacho ANEEL nº 2.285/2017.

9.2 Ativo financeiro da concessão

O contrato de concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica nº04/2001, celebrado entre a União (Poder Concedente - Outorgante) e a Companhia (Concessionário - Operador) regulamenta a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica pela Companhia.

Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao Poder Concedente mediante pagamento de uma indenização. Essa indenização refere-se ao ativo financeiro a receber pela Companhia no âmbito da concessão, decorrente da aplicação do modelo financeiro.

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia, a administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01(R1) - Contratos de Concessão, a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de distribuição elétrica, abrangendo:

- 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; e
- b.** Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) será classificada como um ativo intangível em virtude de a sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores.

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber:

- a.** Parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e
- b.** Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, será recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

	Em serviço			Em curso			Total
	Custo	Obrigações especiais (i)	Valor líquido	Custo	Obrigações especiais (i)	Valor líquido	
Em 31 de dezembro de 2016	1.275.478	(562.671)	712.807	280.054	(127.728)	152.326	865.133
Adições	-	-	-	168.690	(65.521)	103.169	103.169
Baixas	(7.945)	-	(7.945)	(1.472)	-	(1.472)	(9.417)
Transferências	149.341	31.463	180.804	(149.341)	(31.463)	(180.804)	-
Impairment	(79.829)	-	(79.829)	-	-	-	(79.829)
Reclassificação	(24.470)	(36.924)	(61.394)	(25.200)	62.020	36.820	(24.574)
Em 31 de dezembro de 2017	1.312.575	(568.132)	744.443	272.731	(162.692)	110.039	854.482
Adições	-	-	-	142.527	(48.294)	94.233	94.233
Baixas	(6.967)	-	(6.967)	(3.395)	-	(3.395)	(10.362)
Transferências	34.262	7.047	41.309	(34.262)	(7.047)	(41.309)	-
Reclassificação	(27.267)	(9.496)	(36.763)	(8.429)	13.657	5.228	(31.535)
Em 30 de setembro de 2018	1.312.603	(570.581)	742.022	369.172	(204.376)	164.796	906.818

(i) Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica (Obrigações Especiais)

As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

As obrigações especiais são amortizadas pelas mesmas taxas dos bens que compõem a infraestrutura, usando-se uma taxa média, a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica.

Após a concessão, o valor residual das obrigações especiais será deduzido do ativo financeiro de indenização.

Conforme nota 13, parte do ativo financeiro de indenização foi rebifurcado para ativo intangível a partir da data final do contrato de concessão.

10 Outros ativos

Os outros ativos são compostos pelas seguintes contas:

	30/09/2018	31/12/2017
Circulante		
Devedores diversos - Adiantamentos a empregados	7.668	3.258
Despesas antecipadas - Prêmios de seguros e Proinfra	2.960	3.134
Dispêndios a reembolsar em curso	258	2.251
Alienações em curso	1.876	1.895
Desativações em curso (i)	1.356	(755)
Serviços em curso (ii)	69.061	51.468
Outros devedores - Gov. Estado - Inc. Irrigação	2.467	2.213
Uso mútuo de postes	5.252	3.542
Repasse bandeiras tarifárias (iii)	2.039	7.367
Outros	4.250	6.951
	97.187	81.324
Não circulante		
Títulos de créditos a receber	940	940
Outros	755	650
	1.695	1.590

- (i) Desativações relativas a Unidade de Adição e Retirada - UAR, determinadas por motivos técnico operacionais e sinistros pelo sistema de ordem de desativação - ODD.
- (ii) Nesta rubrica são registrados operações referente a: serviços próprios e com terceiros que encontram-se em curso e valores relativos aos gastos com pesquisas e desenvolvimento e eficiência energética.
- (iii) O saldo refere-se a valor a ser recebido pela Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras - CCRBT.

11 Cauções e depósitos vinculados

Refere-se a depósitos judiciais e bloqueios para a liquidação de processos da Justiça do Trabalho e Civil, conforme a seguir detalhado:

	30/09/2018	31/12/2017
Depósitos vinculados - cíveis	9.345	5.204
Depósitos vinculados - tributárias	23	23
Depósitos vinculados - trabalhistas	14.012	9.349
Atualização de depósitos vinculados	5.431	5.158
	28.811	19.734

12 Imobilizado

	Saldo em 31/12/2017	Adições	Transferências	Baixas	Reclassificação	Depreciação	Saldo em 30/09/2018
Administração							
Em serviço	49.018	-	1.363	-	126	-	50.507
Depreciação acumulada	(28.441)	-	-	-	-	(3.778)	(32.219)
Em curso	18.165	2.657	(1.363)	-	2.022	-	21.481
	38.742	2.657	-	-	2.148	(3.778)	39.769
	Saldo em 31/12/2016	Adições	Transferências	Baixas	Reclassificação	Depreciação	Saldo em 31/12/2017
Administração							
Em serviço	36.490	-	11.384	-	1.144	-	49.018
Depreciação acumulada	(23.669)	-	-	-	-	(4.772)	(28.441)
Em curso	20.803	2.590	(11.384)	-	6.156	-	18.165
	33.624	2.590	-	-	7.300	(4.772)	38.742

As principais taxas anuais de depreciação de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 474/2012, são as seguintes:

Administração / Comercialização	Taxas anuais médias de depreciação %
Equipamentos gerais	10,00
Edificações - outras	3,33
Veículos de uso administrativo	14,29
Equipamentos gerais de informática	16,67
Urbanização e benfeitorias	3,33
Sistemas de vigilância eletrônica	4,00
Software	20,00

13 Intangível

Este grupo é formado por intangível que corresponde ao direito de uso da concessão (bens do Imobilizado os quais foram bifurcados), conforme demonstrado a seguir:

	Saldo em 31/12/2017	Adições	Baixas	Amortizações	Transferências	Reclassificação	Saldo em 30/09/2018
Vinculados à Concessão - Distribuição							
Em serviço							
Ativo intangível	289.690	-	(1.404)	-	6.908	2.289	297.483
Amortização acumulada	(248.169)	-	-	(36.838)	-	3.823	(281.184)
Impairment	(29.130)	-	-	-	-	29.130	-
Obrigações especiais	26.696	-	-	-	(54)	16.540	43.182
	39.087	-	(1.404)	(36.838)	6.854	51.782	59.481
Em curso							
Ativo intangível	8.385	3.237	(77)	-	(6.908)	3.748	8.385
Obrigações especiais	1.594	(383)	-	-	54	329	1.594
	9.979	2.854	(77)	-	(6.854)	4.077	9.979
	49.066	2.854	(1.481)	(36.838)	-	55.859	69.460
Saldo em 31/12/2016							
Vinculados à Concessão - Distribuição							
Em serviço							
Ativo intangível	271.758	-	(1.560)	(48.057)	29.323	(9.831)	289.690
Amortização acumulada	(205.749)	-	-	-	-	5.637	(248.169)
Impairment	(90.884)	-	-	-	-	61.754	(29.130)
Obrigações especiais	24.875	-	-	-	(302)	2.123	26.696
	-	-	(1.560)	(48.057)	29.021	59.683	39.087
Em curso							
Ativo intangível	8.633	5.186	(45)	-	(29.323)	23.934	8.385
Obrigações especiais	1.646	(655)	-	-	302	301	1.594
	10.279	4.531	(45)	-	(29.021)	24.235	9.979
	10.279	4.531	(1.605)	(48.057)	-	83.918	49.066

A Companhia procedeu a rebifurcação dos saldos intangíveis da concessão e vem amortizando o intangível, considerando o prazo de término de prestação do serviço por esta Companhia em 31 de dezembro de 2018, conforme Portaria nº 301 - Ministério de Minas e Energia, de 16/07/2018.

13.1 Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

Estão sendo amortizadas às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infraestrutura, usando-se uma taxa média, a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica.

14 Financiamentos e empréstimos

Os saldos de empréstimos e financiamentos estão compostos da seguinte forma:

Descrição	30/09/2018			31/12/2017		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional						
Eletrobras	998.294	1.023.145	2.021.439	728.923	860.061	1.588.984
Eletrobras (RGR/ANEEL)	100.714	324.597	425.311	650	401.657	402.307
CCEE/RGR/ANEEL	132.924	398.772	531.696	-	275.026	275.026
Instituições financeiras	5.683	35.878	41.561	5.683	39.816	45.499
	1.237.615	1.782.392	3.020.007	735.256	1.567.560	2.311.816
Moeda estrangeira						
Instituições financeiras	-	13.382	13.382	-	11.009	11.009
	1.237.615	1.795.774	3.033.389	735.256	1.587.569	2.322.825

Em garantia dos empréstimos e financiamentos assumidos, esta Companhia, normalmente, vincula a sua receita própria ou nota promissória, suportada por procuração outorgada por instrumento público para recebimento direto dos valores vencidos e não pagos, formalizada no teor dos contratos.

a. Detalhamento dos financiamentos e empréstimos

Fonte	Contrato	Data de assinatura	Juros	Último vencimento
ELETROBRAS (i)	Diversos	Diversas	8,67% a.a.	2031
Caixa Econômica Federal (ii)	436.452-51/2014	11/08/2014	7,00% a.a.	2026
CCEE/RGR/ANEEL (iii)	REN nº 748/16 ANEEL	29/11/2016	111% SELIC	2021
Banco do Brasil (iv)	Morgan (Libor)	31/12/1997	6,00% a.a.	2024

- (i) Expansão das linhas e redes de distribuição e linhas de transmissão/Cobertura de déficit operacional;
- (ii) Construção e reforço de redes de distribuição;
- (iii) Continuidade da prestação de serviços; e
- (iv) Refinanciamento de débito em moeda estrangeira.

b. Composição do saldo da dívida

Moeda nacional	30/09/2018		31/12/2017	
	R\$	%	R\$	%
RGR	242.760	8,04	517.743	22,40
RGR - Prest. Serviço	957.008	31,68	402.307	17,40
RO	1.595.076	52,81	1.176.850	50,91
FINEL	19.282	0,64	19.058	0,82
IPCA	164.320	5,44	150.360	6,50
CEF	41.561	1,39	45.498	1,97
	3.020.007	100,00	2.311.816	100,00

	30/09/2018			31/12/2017		
	US\$	R\$	%	US\$	R\$	%
Dólar norte americano	3.617	13.382	100,00	3.377	11.009	100,00

c. Vencimentos das parcelas do passivo não circulante

	30/09/2018	31/12/2017
2019	164.622	493.533
2020	599.316	437.107
2021	597.912	382.563
2022	141.283	134.066
2023	115.107	29.253
2024	117.407	39.865
2025 em diante	60.127	71.182
	1.795.774	1.587.569

d. Movimentação dos financiamentos e empréstimos

	30/09/2018	31/12/2017
Saldo no início do período/exercício	2.322.825	1.681.228
Captações	241.115	493.377
Reclassificação dívida de AFAC (i)	360.324	-
Pagamentos de principal e juros	(35.526)	(79.540)
Encargos	130.847	223.834
Variação monetária	6.314	3.926
Saldo no fim do período/exercício	3.033.389	2.322.825

- (i) Conforme nota explicativa nº 22, em setembro de 2018, o montante de AFAC foi convertido em dívida através do contrato ECF 3364/2018.

e. Covenants

Os contratos de empréstimos e financiamentos da Companhia possuem cláusulas que requerem comprovação integral dos recursos de qualquer parcela no prazo de 6 (seis) meses, contados a partir da data da liberação do recurso, ou a verificação, pela Eletrobras, da sua aplicação indevida, desde que, no prazo de 72 (setenta e duas) horas, contados da comunicação feita pela Eletrobras neste sentido, a Companhia não tenha adotado providência cabível para regularização/normalização da situação. O descumprimento das condições mencionadas poderá implicar na rescisão do contrato e consequente vencimento antecipado das dívidas.

A Companhia vincula a sua receita própria, suportada por procuração outorgada por instrumento público para recebimento direto dos valores vencidos e não pagos, a satisfação da Eletrobras, formalizada na assinatura de alguns contratos. Durante o prazo de vigência dos mesmos e/ou até que os saldos devedores decorrentes destes instrumentos estejam totalmente quitados, a garantia pactuada poderá ser, a critério da *holding*, objeto de revisão, complementação ou substituição, com o que a Companhia compromete-se a atender a notificação da Eletrobras, neste sentido, no prazo de 24 (vinte e quatro) horas de seu recebimento, sob pena de vencimento antecipado da totalidade da dívida.

Em 30 de setembro de 2018 não há descumprimento da Companhia em relação as essas cláusulas.

15 Fornecedores

A composição do saldo está demonstrada conforme a seguir:

	30/09/2018	31/12/2017
Fornecedores de materiais e serviços nacionais	53.156	72.433
Fornecedores de energia elétrica	242.884	130.902
	296.040	203.335

16 Tributos a recolher

A composição do saldo desta rubrica está demonstrada conforme a seguir:

	30/09/2018	31/12/2017
Circulante		
Imposto de renda	33.218	24.769
PASEP / COFINS (i)	69.115	46.425
FGTS	3.707	4.648
ISS	2.521	4.328
INSS	12.474	14.048
ICMS (ii)	78.260	66.441
Parcelamento PRT (iii)	29.982	50.340
Parcelamento tributos municipais (iv)	540	-
Outros - Retenção de tributos federais	22.063	16.780
	251.880	227.779
Não circulante		
Imposto de Renda (v)	108.578	-
Contribuição Social (v)	39.095	-
PASEP / COFINS (v)	144.028	21.474
FGTS	2.980	3.188
Parcelamento PRT (iii)	-	16.780
	294.681	41.442
	546.561	269.221

- (i) Variação decorrente de parcelamento de PIS de novembro/2017 a janeiro/2018 e COFINS de outubro/2017 a janeiro/2018.
- (ii) Aumento decorrente, principalmente, da majoração de alíquota de ICMS em 2%, conforme Decreto 17.583, de 29 de dezembro de 2017.

- (iii) Valores decorrentes de adesão ao Programa de Regularização Tributária - PRT (IN RFB 1687/2017) em maio/2017, ao qual permitiu a liquidação de débitos de tributos federais vencidos até novembro/2016 com a utilização de 76% de créditos de prejuízos fiscais e de base de cálculo negativa da CSLL apurados até 31/12/15, correspondendo a R\$ 282.543. O saldo remanescente foi dividido em 24 parcelas.
- (iv) Parcelamento de tributos municipais provenientes de diferenças de ISS firmado em março/2018.
- (v) PIS /COFINS, Imposto de renda e contribuição social incidentes sobre receitas oriundas do Fundo RGR, constituídas à título de ativo financeiro setorial. (Nota 9.1 - Ativo financeiro setorial - RGR).

17 Obrigações sociais e trabalhistas

	30/09/2018	31/12/2017
Férias	11.216	12.197
Gratificação de férias	8.103	8.839
13º salário	9.086	-
Contribuições recolhíveis ao INSS	986	981
Imposto de renda	1.756	3.545
Obrigações diversas	1.787	12.504
	<u>32.934</u>	<u>38.066</u>

18 Benefícios pós-emprego

A Companhia, através da Fundação CEPISA de Seguridade Social - FACEPI, mantém plano de aposentadoria de benefício definido (Plano BD), sob o regime financeiro básico de capitalização para os benefícios programados. Esse plano está em extinção desde 30/11/2000.

A FACEPI é uma entidade fechada de previdência complementar, sem fins lucrativos, voltada exclusivamente para administração de planos de benefícios previdenciários da Companhia, sua patrocinadora.

Para o suporte das obrigações acumuladas antes da implantação do plano previdenciário com características de contribuição definida, levando em conta o saldamento do plano anterior, a Companhia comprometeu-se a amortizar o Saldo da Provisão Matemática a Constituir, através da subscrição de um contrato de confissão de dívidas.

Esses benefícios são garantidos através de dois planos: o primeiro, mais antigo, que tem a característica de Plano de Benefício Definido - Plano BD, que garante renda vitalícia aos beneficiários. O outro, com a característica de Plano de Contribuição Definida - Plano CD, iniciado a partir de 2008, garante rendas por prazos definidos de acordo com a capitalização ocorrida no período de atividade.

O plano de benefícios definidos, para a população já fechada, garante os benefícios de complementação de aposentadorias por idade até o nível da média dos últimos trinta e seis salários, com um mínimo de 20% sobre o mesmo, a complementação de aposentadorias por tempo de serviço, na mesma base, além da complementação de aposentadorias por invalidez e especiais. Garante, também, a complementação da pensão por morte, em até 100% do benefício principal, auxílio doença por afastamento temporário, auxílio funeral e um pecúlio por morte, de pagamento único, de valor equivalente a 1/5 do maior teto da Previdência Social.

Os ativos dos planos CD e BD são mantidos separadamente daqueles da Companhia e são contabilizados e controlados pela FACEPI.

Os registros contábeis e as notas explicativas, decorrentes dos cálculos atuariais, foram consignados com base no laudo atuarial emitido por atuário independente.

18.1 Termos de compromissos

Os contratos com a FACEPI têm o seguinte perfil de vencimento:

	30/09/2018	31/12/2017
Circulante		
Termo de compromisso (i)	2.539	7.356
Assistência médica PID (ii)	902	902
Total	3.441	8.258

- (i) Termo firmado em 11/12/2000, relativo ao saldamento do plano de benefícios da FACEPI.
- (ii) Valores referentes a assistência médica inerentes ao plano de incentivo ao desligamento- PID, que prevê a manutenção da cobertura à assistência médica a partir da data do desligamento, de acordo com a etapa de desligamento escolhida:
 - **1ª etapa** - desligamento até 13/12/2013 - 60 meses de cobertura; e
 - **2ª etapa** - desligamento até 14/12/2014 - 12 meses de cobertura.

Durante o exercício de 2018, o valor pago pela Companhia à FACEPI referente à amortização das parcelas dos débitos foi R\$ 20.314 (2017 - R\$ 43.182).

19 Pesquisa e desenvolvimento

Os contratos de concessão firmados pelas empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com a ANEEL estabelecem obrigações e encargos perante o poder concedente. Uma dessas obrigações consiste em aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 1% da receita operacional líquida em ações que tenham por objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica, o que consiste no Programa de Eficiência Energética - PEE e projetos de Pesquisa e desenvolvimento - P&D, das Empresas de Distribuição - PEE e projetos de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, segundo regulamentos estabelecidos pela ANEEL.

Para o cumprimento desta obrigação as distribuidoras devem apresentar à ANEEL a qualquer tempo, por meio de arquivos eletrônicos, projetos de Eficiência Energética e Combate ao Desperdício de Energia Elétrica e de Pesquisa e Desenvolvimento observadas as diretrizes definidas na Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, bem como nas resoluções estabelecidas pela ANEEL.

A composição do saldo está demonstrada conforme a seguir:

	30/09/2018	31/12/2017
Circulante		
Pesquisa de Desenvolvimento - P&D	5.871	4.416
Programa de Eficiência Energética - PEE	5.937	3.166
Total circulante	11.808	7.582
Não circulante		
Pesquisa de Desenvolvimento - P&D	24.923	20.206
Programa de Eficiência Energética - PEE	53.207	47.073
Total não circulante	78.130	67.279
Total	89.938	74.861

A Companhia reconheceu o passivo relacionado a valores já faturados em tarifas (1% da receita operacional líquida), mas ainda não aplicados nos Programas de Eficiência Energética - PEE e Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, atualizados mensalmente, a partir do 2º mês subsequente ao seu reconhecimento, até o momento de sua efetiva realização, pela Taxa SELIC, conforme as Resoluções ANEEL n.º. 300/2008 e 316/2008.

20 Outros passivos

	30/09/2018	31/12/2017
Circulante		
Consumidores	7.258	4.516
Multa da ANEEL (i)	13.393	12.946
Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública - COSIP (ii)	20.611	19.769
Programa de Regularização de Débitos Não Tributários - PRD (iii)	576	1.648
Acordo Prefeitura Municipal de Teresina - PMT (iv)	32.700	-
Acordo AGESPISA/ESTADO DO PIAUÍ (v)	2.100	-
Acordo OFM (vi)	1.693	-
Outros	4.861	6.009
	83.192	44.888
Não circulante		
Programa Emergencial Red. Consumo E. Elétrica	7.517	504
Programa de Regularização de Débitos Não Tributários - PRD (iii)	11.674	10.046
Acordo Prefeitura Municipal de Teresina - PMT (iv)	53.744	-
	72.935	10.550
	156.127	55.438

- (i) Valores provisionados referentes à aplicação de penalidades pela ANEEL pela aplicação do Termo de Compromisso de Ajuste de Conduta n° 015/2010, quanto à apuração, informação e pagamento de compensações eventualmente devidas dos indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC.
- (ii) Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública - COSIP - corresponde aos valores que serão repassados às prefeituras municipais.

- (iii) Valores referentes ao Programa de Regularização de Débitos Não Tributários para parcelamento dos autos de infração n.º 0035/2016 - SFE - ANEEL e n.º 0050/2016 - SFF - ANEEL, com entrada de 20% do valor da dívida consolidada em 25/07/2017 e o restante dividido em 239 parcelas pagas a partir de janeiro/2018.
- (iv) Acordo extrajudicial firmado com o Município de Teresina-PI, objetivando por termo à ação judicial - Processo nº 0001536-70.2004.4.01.4000, no qual esta Companhia havia perdido em primeira e segunda instância no âmbito da Justiça Federal e, declararam e reconheceram as partes acordantes o montante de R\$ 94.470 a ser compensado, mensalmente, com as faturas de energia elétrica do citado município até a integral quitação do débito.
- (v) Acordo extrajudicial firmado entre esta Companhia e Águas e Esgotos do Piauí S/A - AGESPISA e, ainda, na condição de interveniente anuente, o Estado do Piauí, objetivando por termo às Ações de Restituição de Valores ajuizadas pela AGESPISA (Processos nº 10147-81.2000.8.18.0140 e 11278-28.1999.8.18.0140) e Ação de Cobrança ajuizada por esta Companhia (Processo n 03034-95.2008.8.18.0140) e três Ações de Execuções Fiscais movidas pelo Estado do Piauí, além de conciliar quatro parcelamentos vigentes firmados pela AGESPISA. Na apuração dos valores entre as partes AGESPISA e Eletrobras Distribuição Piauí houve desconto de 100% sobre multas e 86% sobre juros de mora, perfazendo os créditos totais de R\$ 175.903 e de R\$ 239.996, respectivamente. O saldo remanescente de R\$ 64.093, acrescidos aos valores de parcelamentos foram compensados com o crédito tributário, ao qual foi concedido desconto de 40% sobre multas e juros. Restando ainda, à AGESPISA o dever de pagar o saldo remanescente de R\$ 5.018. O valor apresentado nesta rubrica consiste no saldo de honorários de sucumbência das ações movidas pela Procuradoria Geral do Estado.
- (vi) Saldo referente a última parcela do Termo de Conciliação da Ação de Cumprimento referente ao processo principal 0006403-92.2011.8.18.0140, execução provisória nº 0807165-31.2018.8.18.140 demandada pela empresa OFM Sistemas Ltda., cujo acordo totalizou R\$ 6.280, em 25 de julho de 2018.

21 Provisão para litígios

As provisões para litígios são baseadas na estimativa da opinião dos nossos consultores jurídicos das prováveis indenizações por ações cíveis, tributárias e trabalhistas que se acham em tramitação em diversas instâncias de decisão judicial.

As provisões prováveis constituídas para contingências passivas estão compostas conforme a seguir:

	30/09/2018		31/12/2017	
	Provisão para contingências	Depósitos Judiciais	Provisão para contingências	Depósitos Judiciais
Trabalhistas	125.147	18.717	94.466	13.823
Cíveis	71.094	10.064	57.799	5.882
Tributárias	28	30	17.348	29
	196.269	28.811	169.613	19.734

A movimentação ocorrida durante o período de nove meses em 2018 nos saldos da provisão para litígios constituídas como prováveis foi conforme a seguir demonstrada:

	Saldo em 31/12/2017	Adições	Reversões	Pagamentos	Saldo em 30/09/2018
Trabalhistas	94.466	53.509	(1.153)	(21.675)	125.147
Cíveis	57.799	40.343	(16.963)	(10.085)	71.094
Tributárias	17.348	80.935	(98.255)	-	28
	169.613	174.787	(116.371)	(31.760)	196.269

A Companhia demonstra conforme a seguir o montante dos processos trabalhistas, cíveis e tributários, avaliados pela Assessoria Jurídica da Companhia, classificados como perda estimada provável, possível e remota no exercício:

Processos judiciais em 30/09/2018				
Probabilidade de saída de recursos				
	Provável	Possível	Remota	Total
Trabalhistas	125.147	148.878	1.827	275.852
Cíveis	71.094	906.576	278.283	1.255.953
Tributárias	28	114.583	45	114.656
	196.269	1.170.037	280.155	1.646.461

Processos judiciais em 31/12/2017				
Probabilidade de saída de recursos				
	Provável	Possível	Remota	Total
Trabalhistas	94.466	153.260	1.590	249.316
Cíveis	57.799	1.323.850	56.628	1.438.277
Tributárias	17.348	178.213	44	195.605
	169.613	1.655.323	58.262	1.883.198

21.1 Trabalhistas

Refere-se a diversas ações movidas contra a Companhia, por empregados e ex-empregados, envolvendo hora-extra, adicional de periculosidade, equiparação e reenquadramento salarial, insalubridade, diferenças de FGTS, indenização por danos morais decorrentes de acidente de trabalho e reintegração de demitidos, conforme descritas a seguir:

Contingências trabalhistas (prognóstico provável de perda)	30/09/2018	31/12/2017
SINTEPI / MPT	76.830	63.038
Ex-empregados da companhia	23.661	10.535
Ex-empregados de empreiteiras	7.485	8.477
Empregados	17.171	12.416
	125.147	94.466

Contingências trabalhistas (prognóstico possível de perda)	30/09/2018	31/12/2017
SINTEPI / MPT	9.131	10.017
Ex-empregados da companhia	104.809	90.326
Ex-empregados de empreiteiras	4.511	44.163
Empregados	30.427	8.754
	148.878	153.260

21.2 Cíveis

As principais ações são provenientes de indenizações por danos morais e materiais, movidas por pessoas físicas e jurídicas, e de ações de repetição do indébito, que visam à restituição de valores que o autor entende que foram pagos indevidamente, sendo as detectadas com expectativa provável de saída de recursos, devidamente provisionadas, conforme descritas a seguir:

Contingências cíveis (prognóstico provável de perda)	30/09/2018	31/12/2017
Indenização - OFM Sistema Ltda. (i)	-	16.047
Ministério Público Estadual	8.798	11.308
SPIC- Sociedade de Projetos Inst. e Comércio (ii)	15.698	-
Control Construções Ltda.	3.969	-
Antônia da Silva Morais	3.899	-
Outras	<u>38.730</u>	<u>30.444</u>
	<u>71.094</u>	<u>57.799</u>

- (i) Em 25 de julho de 2018, esta Companhia materializou acordo com a empresa OFM Sistemas Ltda., referente ao processo judicial 0006403-92.2011.8.18.0140, reduzindo assim, o provisionamento de R\$ 19.141 para R\$ 6.281. Convém destacar que a demanda em comento refere-se à prestação de serviço sem pagamento correspondente ao período de abril de 2009 a março de 2010. Importante destacar que os recursos judiciais foram devidamente protocolados pela empresa, no entanto, a mesma estava em vias de sofrer bloqueio no valor original da provisão, o que motivou a celebração do referido acordo.
- (ii) Em março de 2018, após análise processual de contingências da companhia o departamento jurídico interno da CEPISA, efetuou atualização do processo 0007353-43.2007.8.18.0140 (SPIC), reclassificando o prognóstico do mesmo de possível para provável em virtude do despacho do Magistrado, onde avaliou-se que a possibilidade de êxito fora mitigada, em virtude de manifestação explanada pelo próprio julgador presencialmente.

Contingências cíveis (prognóstico possível de perda)	30/09/2018	31/12/2017
SINTEPI	94.309	89.754
Estado do Piauí	31.700	30.142
Ministério Público Federal	18.043	17.156
ENGESER	16.905	20.532
Adão Pereira de Moura e outros	77.293	95.816
Eletrobras	21.148	-
Águas e Esgotos do Piauí S/A (iii)	1.578	558.750
Construtora Sucesso S/A	29.889	21.233
Outras	<u>615.711</u>	<u>490.467</u>
	<u>906.576</u>	<u>1.323.850</u>

- (iii) Em 2 março de 2018, foi realizada a homologação dos processos em face da Agespisa, sendo estes 0010147-81.2000.8.18.0140 e 0011278-28.1999.8.18.0140, considerando-se que à época não havia bloqueio judicial vinculado aos respectivos processos os mesmos foram retirados da base de contingências, incorrendo assim na redução de R\$ 523.525. A ação de cobrança em face da Agespisa também fora homologada em fevereiro de 2018. Ocorre que as Ação de Execução fiscal (processos nº 06090-44.2005.8.18.0140, 019729-95.2006.8.18.0140 e 002519-60.2008.8.18.0140), movidos pelo Estado contra a CEPISA, permaneceram em trâmite.

21.3 Tributárias

As ações tributárias provisionadas, consideradas com expectativa provável de saída de recurso, são conforme a seguir apresentadas:

Contingências tributárias (prognóstico provável de perda)	30/09/2018	31/12/2017
ICMS	28	4.354
ISS/tributos municipais	-	12.994
	<u>28</u>	<u>17.348</u>
Contingências tributárias (prognóstico possível de perda)	30/09/2018	31/12/2017
ICMS (i)	80.758	152.261
ISS	1.847	1.629
Tributos Federais	20.945	24.323
Outros	11.033	-
	<u>114.583</u>	<u>178.213</u>

- (i) Redução significativa decorrente, principalmente, da baixa dos processos das ações de execução fiscais nº 06090-44.2005.8.18.0140, nº 019729-95.2006.8.18.0140 e nº 002519-60.2008.8.18.0140, incluídos no acordo extrajudicial firmado entre esta e a AGESPISA e, ainda, na condição de interveniente anuente, o Estado do Piauí.

22 Adiantamento para futuro aumento de capital

Os recursos recebidos da Eletrobras até 30 de setembro de 2018, até a efetiva conversão em dívida, permaneciam registrados contabilmente no passivo não circulante no montante de R\$ 360.324 (R\$ 346.357 em 31 de dezembro de 2017), conforme composição abaixo:

	2018	2017
Saldo no início do período/exercício	346.357	295.402
Liberação	-	13.576
Atualização	13.967	37.379
Reclassificação	<u>(360.324)</u>	<u>-</u>
Saldo no fim do período/exercício	<u>-</u>	<u>346.357</u>

Em 30 de outubro de 2017, a Eletrobras manifestou, através da Carta CTA - DF-2923/2017 a falta de interesse em capitalizar os Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital. A partir de então, a Companhia passou a atualizar os encargos que não foram cobrados durante o período compreendido entre a efetivação do AFAC e a sua efetiva reversão. Os referidos juros equivalem a taxa de CDI, acrescida de 5,54% a.a., expressa na forma percentual ao ano, divulgada pela CETIP S.A. e calculados *pro rata temporis* sobre o saldo devedor corrigido. Em setembro de 2018, o referido montante foi convertido em dívida através do contrato ECF 3364/2018.

23 Capital social

O Capital Social em 30 de setembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017 está representado por ações, conforme a seguir:

Espécie/Classe das ações	Quantidade de ações em 31/12/2017	Emissão de ações	Quantidade de ações em 30/09/2018	%
Ações ordinárias	744.131.334	29.233	744.160.567	95,5
Ações preferenciais	35.092.218	1.379	35.093.597	4,5
	779.223.552	30.612	779.254.164	100,0

As ações ordinárias conferem direito de voto nas deliberações da assembleia geral de acionistas, na proporção de um voto por ação, ou o direito ao voto múltiplo, nos casos e na forma previstos em lei.

As ações preferenciais não têm direito de voto na assembleia geral de acionistas e gozarão de prioridade no reembolso do capital em caso de liquidação da Companhia.

A modelagem de venda aprovada pela Resolução CPPI nº 20/2017 prevê no art. 3º que a Eletrobras deverá, previamente à efetivação da transferência do controle acionário, realizar ajustes na distribuidora mediante conversão de dívida em capital social ou assunção de dívidas da distribuidora junto à Eletrobras e/ou terceiros. No caso desta Companhia, o valor do ajuste é de R\$ 50.

Em 26 de julho de 2018, foi realizado o Leilão nº 2/2018 - PPI/PND, promovido pelo BNDES, onde foi aliado, pela Eletrobras, o controle acionário desta Companhia. Dessa forma, a Eletrobras realizou, em 26 de setembro de 2018, o aumento de capital mediante a capitalização dos créditos decorrentes do saldo devedor dos financiamentos concedidos com recursos ordinários do contrato ECF 2834/2010. O referido aumento ocorreu mediante a emissão de 30.612 ações.

24 Receita operacional líquida

	Nº Consumidores*		MWh*		R\$ mil			
	30/09/2018	30/09/2017	30/09/2018	30/09/2017	01/01/2018 a 30/09/2018	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2017 a 30/09/2017	01/07/2017 a 30/09/2017
Fornecimento								
Residencial	1.122.873	1.108.196	1.252.246	1.210.968	1.004.513	375.927	731.781	266.471
Industrial	3.082	3.289	127.200	143.791	80.980	29.029	69.743	23.549
Comercial	93.591	93.311	547.468	530.870	418.409	155.081	299.926	108.612
Rural	34.206	32.288	128.325	112.863	69.227	29.987	47.265	20.519
Poder público	16.292	16.109	184.484	177.928	128.257	49.668	91.789	33.577
Iluminação pública	514	457	142.252	174.804	65.511	22.556	65.091	23.337
Serviço público	6.665	6.339	126.415	121.593	75.606	29.395	52.989	19.576
Consumo próprio	158	143	4.056	2.862	-	-	-	-
Remuneração do ativo financeiro	-	-	-	-	(42.574)	(13.883)	(45.078)	(15.556)
Receita de distribuição	-	-	-	-	(381.297)	(140.815)	(465.373)	(163.049)
Transferência para obrigações especiais - AIC - Ultrapassagem de demanda e excedente de reativos	-	-	-	-	(8.260)	(2.871)	(6.594)	(2.763)
Total fornecimento	1.277.381	1.260.132	2.512.446	2.475.679	1.410.372	534.074	841.539	314.273
Outras receitas								
Receita de distribuição (i)					381.297	140.815	465.373	163.049
Disponibilidade da rede elétrica					80.318	52.955	33.625	8.242
Construção					122.864	46.124	101.404	43.501
Remuneração do ativo financeiro					42.574	13.883	45.078	15.556
Parcela A (CVA, itens financeiros e bandeiras tarifárias)					939.468	99.133	217.725	149.444
Outros					76.027	33.241	35.817	13.793
Total outras receitas					1.642.548	386.151	899.022	393.585
Total receita operacional					3.052.290	920.225	1.740.561	707.858
Deduções								
ICMS					(440.089)	(163.355)	(301.623)	(109.204)
PIS					(48.346)	(14.423)	(26.828)	(10.744)
COFINS					(222.684)	(66.431)	(123.571)	(49.485)
CDE					(81.840)	(28.160)	(78.990)	(24.490)
P&D e PEE					(21.024)	(5.922)	(10.606)	(4.492)
Bandeiras tarifárias					-	-	(30.942)	(13.233)
Outras					(1.855)	(559)	(1.263)	(552)
Total deduções					(815.838)	(278.850)	(573.823)	(212.200)
Total receita operacional líquida					2.237.082	641.375	1.166.738	495.658

(*) Informações não revisadas pelos auditores.

24.1 Encargos de uso do sistema de distribuição

De acordo com o Despacho nº 1.618, de 23 de abril de 2008, deverá ser realizada a transferência de receita para atividade de distribuição, adotando para fins de valoração uma única Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD média. Desde janeiro de 2015, tais recursos são exclusivamente da atividade de distribuição em conformidade com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, versão 2015.

24.2 Reajuste tarifário anual

Em 28 de março de 2017, a ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.214, republicou as Tarifas de Energia - TE e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD para reversão da provisão do Encargo de Energia Reserva - EER da central geradora UTN Almirante Álvaro Alberto - Unidade III (Angra III), cujo ajuste considerado no processo tarifário desta Companhia representou uma perda de R\$ 16.023 mil.

Em 26 de setembro de 2017, através da Resolução Homologatória nº 2.305, com vigência a partir de 28 de setembro de 2017 a 27 de setembro de 2018, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, homologou o Reajuste Tarifário Anual de 27,63% (vinte e sete vírgula sessenta e três por cento positivos), correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, usuários e agentes supridos da distribuidora, o qual considerou o diferimento integral da receita associada à aplicação das regras provisórias de flexibilização dos parâmetros de custos operacionais e perdas não técnicas. Fixando também as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD). Tais tarifas foram prorrogadas até a realização do próximo processo tarifário da concessão pela Resolução Homologatória nº 2.449/2018 - ANEEL, em 25 de setembro de 2018. A previsão é que o reajuste tarifário ocorra em novembro de 2018.

Reajuste tarifário em	2017
Itens de custo de Parcelas "A" e "B"	14,69%
Componentes financeiros	13,11%
Retirada de componentes financeiros considerados no reajuste tarifário anual de 2016	9,27%
Efeito médio na tarifa aos consumidores	37,07%
Efeito médio na tarifa aos consumidores de alta tensão	37,27%
Efeito médio na tarifa aos consumidores de baixa tensão	37,02%
Reposição tarifária anual	27,63%
Diferimento de valores de Parcela "B" e de Perdas não técnicas	9,44%

24.3 Bandeiras tarifárias

A partir de 2015, as contas de energia passaram a ter o sistema de bandeiras tarifárias. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

A energia elétrica no Brasil é gerada predominantemente por usinas hidrelétricas. Para funcionar, essas usinas dependem das chuvas e do nível de água nos reservatórios. Quando há pouca água armazenada, usinas termelétricas podem ser ligadas com a finalidade de poupar água nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Com isso, o custo de geração aumenta, pois essas usinas são movidas a combustíveis como gás natural, carvão, óleo combustível e diesel. Por outro lado, quando há muita água armazenada, as térmicas não precisam ser ligadas e o custo de geração é menor.

As bandeiras tarifárias são uma forma diferente de apresentar um custo que hoje já está na conta de energia, mas geralmente passa despercebido. Atualmente, os custos com compra de energia pelas distribuidoras são incluídos no cálculo de reajuste das tarifas dessas distribuidoras e são repassados aos consumidores um ano depois de ocorridos, quando a tarifa reajustada passa a valer. Com as bandeiras, haverá a sinalização mensal do custo de geração da energia elétrica que será cobrada do consumidor, com acréscimo das bandeiras amarela e vermelha. Essa sinalização dá, ao consumidor, a oportunidade de adaptar seu consumo, se assim desejar.

O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha - as mesmas cores dos semáforos - e indicam o seguinte:

- **Bandeira verde:** condições favoráveis de geração de energia (acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário - CVU da última usina a ser despachada for inferior a R\$ 211,28/MWh). A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- **Bandeira amarela:** condições de geração menos favoráveis (acionada nos meses em que o valor do CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior a R\$ 211,28/MWh e inferior a R\$ 422,56/MWh). A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- **Bandeira vermelha:** condições mais custosas de geração. Patamar 1 (acionada nos meses em que o valor do CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior a R\$ 422,56/MWh e inferior a R\$ 610,00/MWh): a tarifa sobre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos. Patamar 2 (acionada nos meses em que o valor do CVU da última usina a ser despachada for igual ou superior ao limite de R\$ 610,00/MWh): a tarifa sobre acréscimo de R\$ 5,00 para cada 100 kWh consumidos.

Em 2018 e 2017, vigorou as seguintes bandeiras tarifárias:

	Cor da bandeira	
	2018	2017
Jan	Verde	Verde
Fev	Verde	Verde
Mar	Verde	Amarela
Abr	Verde	Vermelha Patamar 1
Mai	Amarela	Vermelha Patamar 1
Jun	Vermelha Patamar 2	Verde
Jul	Vermelha Patamar 2	Amarela
Ago	Vermelha Patamar 2	Vermelha Patamar 1
Set	Vermelha Patamar 2	Amarela

O registro contábil dos valores de bandeiras tarifárias está sendo efetuado conforme instrução do Ofício Circular n.º 185/2015 - Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira/ANEEL, bem como atualizado pelas determinações do Despacho n.º 245 - ANEEL, de 28 de janeiro de 2016, Ofício Circular n.º 178/2016 - SFF/ANEEL, de 13 de abril de 2016 e Despacho n.º 4356/2017 - ANEEL.

24.4 Conta ACR

Desde 2015, o custo total das operações de créditos contratadas pela CCEE está sendo amortizado em 24 meses, por meio do recolhimento de contas anuais da CDE pagas por todas as concessionárias de distribuição, na proporção de seus mercados cativos, mediante encargo tarifário a ser incluído nas tarifas de energia elétrica.

Em 15 de dezembro de 2015, a Resolução Homologatória nº 2.004 atualizou os valores e prazos de recolhimento das quotas mensais da CDE Energia (Conta-ACR), com vigência a partir dos processos tarifários ordinários de 2016, tendo em vista o aumento da taxa de juros dos empréstimos e a necessidade de atender as condições de liquidez das operações de crédito pactuadas com os Bandos Financiadores, para esta Companhia fixou o valor mensal de R\$ 6.386 e o prazo para 43 parcelas mensais.

Em 25 de abril de 2017, a ANEEL atualizou novamente tais valores, fixando R\$ 4.904 para o período de abril/2017 a março/2018 e de R\$ 6.386 para o período de abril/2018 a março/2020, conforme Resolução Homologatória nº 2.231.

25 Custo com energia elétrica

A composição do saldo desta rubrica está demonstrada conforme a seguir:

	<u>01/01/2018 a 30/09/2018</u>			<u>01/01/2017 a 30/09/2017</u>		
	Nº Clientes *	GWh *	R\$ mil	Nº Clientes *	GWh *	R\$ mil
Contratos de compra de energia	1.277.381	3.581	637.634	1.260.132	3.627	639.459
Uso da rede de transmissão	-	-	146.117	-	-	50.906
Comercialização CCEE - curto prazo	-	-	127.162	-	-	81.628
PROINFA	-	-	16.705	-	-	15.644
	<u>1.277.381</u>	<u>3.581</u>	<u>927.618</u>	<u>1.260.132</u>	<u>3.627</u>	<u>787.637</u>
	<u>01/07/2018 a 30/09/2018</u>			<u>01/07/2017 a 30/09/2017</u>		
	Nº Clientes *	GWh *	R\$ mil	Nº Clientes *	GWh *	R\$ mil
Contratos de compra de energia	(3.819)	1.303	228.593	13.092	1.300	212.091
Uso da rede de transmissão	-	-	35.720	-	-	21.796
Comercialização CCEE - curto prazo	-	-	106.222	-	-	33.609
PROINFA	-	-	5.568	-	-	5.209
	<u>(3.819)</u>	<u>1.303</u>	<u>376.103</u>	<u>13.092</u>	<u>1.300</u>	<u>272.704</u>

(*) Informações não revisadas por nossos auditores.

O custo com energia elétrica cresceu, principalmente, em função do uso da rede de transmissão devido ao início do pagamento das indenizações repassadas às transmissoras que aderiram à renovação antecipada dos contratos através MP 579/2012. Quanto ao mercado de curto prazo, percebe-se sobrecontratação nos dois períodos apresentados e o aumento em 2018 origina-se da elevação do valor do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD por submercado e por patamar de carga. Além disso, o excedente de energia sobrecontratado em 2018 está sendo comercializado entre as designadas, através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD.

26 Custo de operação, de construção e despesas operacionais

	01/01/2018 a 30/09/2018			
	Custo de Operação	Custo de Construção	Despesas Operacionais	Total
Pessoal	147.196	-	46.677	193.873
Material	2.993	-	4.507	7.500
Serviços de terceiros (i)	50.971	-	31.425	82.396
Depreciação e amortização	34.753	-	2.040	36.793
Arrendamentos e aluguéis	5.942	-	1.319	7.261
Provisões operacionais (ii)	-	-	105.892	105.892
Provisões <i>impairment</i> (iii)	-	-	(29.131)	(29.131)
Provisões para litígios (iv)	-	-	58.416	58.416
Construção	-	122.864	-	122.864
(-) Recuperação de despesas	(2.286)	-	-	(2.286)
Perdas comerciais (v)	-	-	(63.078)	(63.078)
Outros (vi)	10.868	-	390.234	401.102
	250.437	122.864	548.301	921.602
	01/07/2018 a 30/09/2018			
	Custo de Operação	Custo de Construção	Despesas Operacionais	Total
Pessoal	49.710	-	17.185	66.895
Material	1.409	-	1.525	2.934
Serviços de terceiros	19.390	-	11.265	30.655
Depreciação e amortização	11.683	-	712	12.395
Arrendamentos e aluguéis	2.380	-	412	2.792
Provisões operacionais	-	-	32.382	32.382
Provisões <i>impairment</i>	-	-	(1)	(1)
Provisões para litígios	-	-	16.819	16.819
Construção	-	46.124	-	46.124
(-) Recuperação de despesas	(1.297)	-	-	(1.297)
Perdas comerciais	-	-	29.601	29.601
Outros	2.009	-	9.885	11.894
	85.284	46.124	119.785	251.193

01/01/2017 a 30/09/2017

	Custo de Operação	Custo de Construção	Despesas Operacionais	Total
Pessoal	147.339	-	48.342	195.681
Material	3.092	-	4.159	7.251
Serviços de terceiros (i)	42.091	-	34.436	76.527
Depreciação e amortização	33.555	-	1.781	35.336
Arrendamentos e aluguéis	5.784	-	1.770	7.554
Provisões operacionais (ii)	-	-	(351)	(351)
Provisões <i>impairment</i> (iii)	-	-	(117.200)	(117.200)
Provisões para Contingências (iv)	-	-	87.975	87.975
Construção	-	101.404	-	101.404
(-) Recuperação de despesas	(821)	-	-	(821)
Perdas comerciais (v)	-	-	37.043	37.043
Outros	4.673	-	9.877	14.550
	235.713	101.404	107.832	444.949

	Custo de Operação	Custo de Construção	Despesas Operacionais	Total
Pessoal	48.836	-	15.392	64.228
Material	1.748	-	1.439	3.187
Serviços de terceiros	17.272	-	13.145	30.417
Depreciação e amortização	11.062	-	656	11.718
Arrendamentos e aluguéis	2.481	-	592	3.073
Provisões operacionais	-	-	(6.492)	(6.492)
Provisões <i>impairment</i>	-	-	(39.067)	(39.067)
Provisões para litígios	-	-	40.905	40.905
Construção	-	43.501	-	43.501
(-) Recuperação de despesas	(418)	-	-	(418)
Perdas comerciais	-	-	13.553	13.553
Outros	1.101	-	5.758	6.859
	82.082	43.501	45.881	171.464

- (i) Variação decorrente do aumento dos serviços de manutenção e conservação de rede de distribuição, corte e religação, abertura e conservação de faixa e de leitura, faturamento e entrega de contas.
- (ii) Variação decorrente, principalmente, do parcelamento firmado pelas prefeituras municipais.
- (iii) Registro de reversão do valor de recuperação dos ativos. O prazo final considerado para fins de amortização do intangível foi 31/12/2018.
- (iv) Redução das provisões para litígios, destaca-se reversão de processo judicial tributário devido homologação de acordo extrajudicial (Nota 20, iv e Nota 22).
- (v) Perdas com clientes decorrentes da elevação nas baixas dos créditos considerados incobráveis, com valor menor que R\$ 5 mil reais, em função do envelhecimento da dívida, das transferências realizadas em função dos créditos vencidos há mais de um ano, em cobrança administrativa e judicial. Redução significativa devido reversão de faturas da AGESPISA incluídas na compensação prevista no acordo judicial firmado com esta Companhia e, ainda, com o Estado do Piauí (Nota 20, v).
- (vi) Variação significativa referente, principalmente, ao registro dos acordos extrajudiciais firmados com o Município de Teresina-PI, com a Companhia e águas e Esgotos do Piauí S/A - AGESPISA e empresa OFM Sistemas Ltda. (Nota 20 iv, v e vi).

27 Resultado financeiro

	01/01/2018			
	a	01/07/2018 a	01/01/2017 a	01/07/2017 a
	30/09/2018	30/09/2018	30/09/2017	30/09/2017
Receitas				
Rendimento de aplicações financeiras	91	59	664	648
Acréscimos moratórios (i)	97.048	12.594	60.103	18.350
Variações monetárias ativas (i)	104.910	17.290	9.156	3.548
Descontos financeiros	5.242	2.426	13.928	4.567
CVA (ii)	92.757	13.352	27.041	25.478
(-) PIS/COFINS	<u>(13.892)</u>	<u>(2.090)</u>	<u>(6.348)</u>	<u>(2.394)</u>
Total receitas	286.156	43.631	104.544	50.197
Despesas				
Encargos de dívida (iii)	(150.883)	(56.766)	(187.828)	(59.361)
Juros PEE e P&D	(3.088)	(1.132)	(4.199)	(1.258)
Multas	(5.210)	(945)	(911)	(158)
Variações monetárias passivas (iv)	(50.667)	(11.489)	(142.823)	(21.100)
Juros	<u>(25.939)</u>	<u>(10.658)</u>	<u>(23.232)</u>	<u>(8.979)</u>
Total despesas	(235.787)	(80.990)	(358.993)	(90.856)
Resultado Financeiro	<u>50.369</u>	<u>(37.359)</u>	<u>(254.449)</u>	<u>(40.659)</u>

- (i) Receita de acréscimos moratórios e variações monetárias de créditos com consumidores, principalmente de faturas que estavam em perdas incobráveis da AGESPISA incluídas no acordo registrado em junho de 2018 (Nota 20, v).
- (ii) Receita financeira oriunda de atualização de ativos e passivos financeiros setoriais pela taxa SELIC. No montante apresentado, consta o total de R\$ 89.786 referente a atualização do reconhecimento de ativo regulatório correspondente ao passivo oriundo de dívidas com o fundo RGR assumido pela distribuidora designada pela prestação de serviço de distribuição de energia elétrica. (Nota 9.1, Ativo financeiro setorial RGR).
- (iii) Redução de juros e comissão sobre empréstimos e financiamentos em moeda nacional e estrangeira, principalmente incidentes sobre os contratos com a Eletrobras, em função de repactuações; e
- (iv) Redução de variação monetária de INSS, por atraso de pagamento, de PIS COFINS, pela atualização relevante em 2017 para adesão ao PRT.

28 Compromissos operacionais de longo prazo

Compromissos posições compradas*

Gerador da energia		Empresas	Demais empresas	Totais
		geradoras do Grupo Eletrobras		
2018	Volume MWh	1.299	4.221	5.520
	Preço/MWh	139,73	166,94	160,54
	Total	181.513	704.651	886.164
2019	Volume MWh	2.041	3.773	5.814
	Preço/MWh	193,44	171,83	179,41
	Total	394.820	648.296	1.043.116
2020	Volume MWh	1.989	4.039	6.028
	Preço/MWh	191,29	171,51	178,04
	Total	380.478	692.723	1.073.201
2021	Volume MWh	1.782	3.410	5.192
	Preço/MWh	191,98	188,67	189,80
	Total	342.112	643.353	985.465
2022	Volume MWh	1.743	3.293	5.036
	Preço/MWh	200,54	199,33	199,75
	Total	349.541	656.405	1.005.946
2023	Volume MWh	1.706	3.180	4.886
	Preço/MWh	209,35	210,61	210,17
	Total	357.151	669.728	1.026.879
2024	Volume MWh	1.818	3.520	5.338
	Preço/MWh	228,35	222,06	224,20
	Total	415.143	781.652	1.196.795
2025/2050	Volume MWh	22.105	53.445	75.550
	Preço/MWh	274,81	218,70	235,12
	Total	6.074.607	11.688.660	17.763.267

(*) Informações não revisadas pelos auditores para volume e preço.

Independentemente da não renovação da concessão em 2015, a Companhia detém contratos de compra de energia. Tais contratos são firmados através da participação em leilões realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE/ANEEL, no ambiente de contratação regulada - CCEAR, variando de 15 a 30 anos, conforme a modalidade de contratação.

29 Instrumentos financeiros e gestão de riscos

29.1 Fatores de risco financeiro

Risco de crédito

A política da Companhia considera o risco de crédito a que está disposta a se sujeitar no curso de seus negócios, bem como no acompanhamento dos prazos concedidos. São procedimentos adotados a fim de minimizar eventuais problemas de inadimplência em Clientes.

A Companhia não realiza análise de crédito previamente ao início do fornecimento de energia, pois, como distribuidora de energia elétrica, é regida por contrato de concessão, bem como pela regulamentação do setor elétrico e obrigada a fornecer energia a todos os clientes localizados na sua área de concessão.

Para recuperação da inadimplência, a Companhia atua por meio de:

- (i) Programas de renegociação dos débitos pendentes;
- (ii) Negativação de clientes em empresas de proteção ao crédito;
- (iii) Suspensão do fornecimento de energia elétrica, em conformidade com a regulamentação vigente;
- (iv) Contratação de empresa especializada na cobrança de contas em atraso; e,
- (v) Cobrança judicial.

Risco de liquidez

É o risco da Companhia não dispor de recursos líquidos suficientes para honrar seus compromissos financeiros, em decorrência de descompasso de prazo ou de volume entre os recebimentos e pagamentos previstos. Para administrar a liquidez do caixa são estabelecidas premissas de desembolsos e recebimentos futuros, sendo monitoradas diariamente pela Diretoria Financeira.

Os eventuais saldos de caixa auferidos pela Companhia, além dos programados para administração do capital circulante, são transferidos para contas correntes com incidência de juros, depósitos a prazo e depósitos de curto prazo, escolhendo instrumentos dentro das limitações legais que requer a concessão, com vencimentos apropriados ou liquidez suficiente para fornecer margem, conforme determinado pelas previsões acima mencionadas.

Abaixo, apresentamos os saldos das contas de financiamentos e empréstimos e fornecedores:

Em 30 de setembro de 2018	Menos de 1 ano	Entre 1 e 2 anos	Entre 2 e 5 anos	Acima de 5 anos
Empréstimos e financiamentos	1.237.615	763.938	854.302	177.534
Fornecedores	296.040	-	-	-

Risco com taxa de juros

O risco associado é oriundo da possibilidade da Companhia incorrer em perdas por causa de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos.

A Companhia concentra a captação de seus empréstimos com a Eletrobras, a juros fixos, conforme divulgado na Nota 14.

29.2 Análise de sensibilidade

A Companhia analisou os seus instrumentos financeiros ativos e passivo para identificar os instrumentos que possuem riscos significativos. Onde dos instrumentos financeiros identificados foram avaliados conforme abaixo:

- **Aplicações financeiras** - As aplicações financeiras que a Companhia possui são aplicações de liquidez imediata de baixo risco, não representando risco significativo para a Companhia, assim com base no CPC 40.42, não foram realizadas análises de sensibilidade.
- **Empréstimos e financiamentos (RGR e CEF)** - A Companhia não submeteu à análise de sensibilidade para o montante constante na nota 14, correspondentes aos financiamentos custeados pelo Fundo RGR, bem como ao empréstimo firmado com a Caixa Econômica Federal, tendo em vista que as taxas inerentes à atualização dos mesmos são fixas, sendo, portanto, pouco influenciadas por risco de variação cambial e oscilação de taxas de inflação oficiais, se enquadrando no que diz o CPC 40.41 para itens que não forem representativos do risco.
- **Empréstimos e financiamentos indexados por SELIC, IPCA, FINEL e DÓLAR** - A Companhia realizou a análise de sensibilidade no montante devido no final do período, com base no indicador esperado para o ano de 2018, submetendo-os a uma variação de alta de 25% e 50%, o que apresenta abaixo qual seria este impacto no montante em 30 de setembro de 2018 se tal alta ocorresse:

Instrumentos financeiros Financiamentos e empréstimos	Valor 30/09/2018	Provável 2018 (% a.a.)	Índice (%)		Valor	
			Cenário I (+ 25%)	Cenário I (+ 50%)	Cenário I (+ 25%)	Cenário I (+ 50%)
FINEL	19.282	6,50	8,13	9,75	24.103	28.923
IPCA	164.320	4,29	5,36	6,44	205.400	246.480
RO/SELIC	1.595.076	6,53	8,16	9,80	1.993.845	2.392.614
DÓLAR	13.382	3,70	4,63	5,55	16.728	20.073
	1.792.060				2.240.075	2.688.090

29.3 Gestão de capital

Os objetivos da Companhia ao administrar sua estrutura de capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e qualidade nas obrigações previstas no contrato de concessão, além de manter o equilíbrio necessário para a redução dos seus custos.

A Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazos) subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, com a dívida líquida

29.4 Instrumentos financeiros por categoria

A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos (especulativos ou não especulativos).

Ativos financeiros (Circulante/Não circulante)	30/09/2018	31/12/2017
Valor justo por meio de resultado		
Caixa e equivalentes de caixa	32.552	11.547
Títulos e valores mobiliários	9	761
Ativo financeiro - concessões de serviço público	906.818	854.482
Custo amortizado		
Clientes	655.532	682.826
Direito de ressarcimento	17.952	19.562
Ativo financeiro (Parcela "A")	<u>1.412.139</u>	<u>501.025</u>
	<u>3.025.002</u>	<u>2.070.203</u>
Passivos financeiros (Circulante/Não circulante)		
Mensurados ao custo amortizado		
Financiamentos e empréstimos	3.033.389	2.322.825
Fornecedores	<u>296.040</u>	<u>203.335</u>
	<u>3.329.429</u>	<u>2.526.160</u>

Qualidade do crédito dos ativos financeiros

Recebíveis por classe	30/09/2018	31/12/2017
Grupo I		
Residencial	-	146.772
Comercial	66.118	-
Rural	14.176	14.632
Poder público	30.074	22.675
Iluminação pública	-	20.221
Serviço público	<u>25.126</u>	<u>25.333</u>
	135.494	229.633
Grupo II		
Residencial	139.748	-
Industrial	14.343	13.047
Comercial	-	58.472
Iluminação Pública	7.475	-
Suprimento	58.932	3.377
Parcelamentos líquidos de PCLD	<u>245.925</u>	<u>320.590</u>
	466.423	395.486
Grupo III		
Renda não faturada (*)	<u>53.614</u>	<u>57.719</u>
Total de recebíveis	<u>655.532</u>	<u>682.826</u>

O total de recebíveis demonstrados acima é representado por faturas de energia elétrica a vencer ou vencidos não incluídos na PCLD, estes foram classificados de acordo com a taxa de inadimplência apurada pela área comercial da Companhia conforme descrito abaixo:

- **Grupo I** - Nível de inadimplência compreendido até 20% do total de recebíveis;

- **Grupo II** - Nível de inadimplência compreendido acima de 20% do total de recebíveis; e,
- **Grupo III** - Energia vendida e não faturada em função do calendário de faturamento. Estes são reclassificados nos demais grupos na medida em que são efetuadas leituras periódicas.

(*) A Companhia realiza estimativa mensal do faturamento de energia dos seus clientes denominada Renda Não Faturada - RNF que contempla a energia vendida aos consumidores e que não é medida dentro do mesmo período. A mesma tem como objetivo demonstrar um complemento do período de competência da energia consumida e não medida, fato que ocorrerá no período subsequente. Seu cálculo é baseado no produto da multiplicação da média diária do consumo faturado da unidade consumidora versus o número de dias não faturados.

29.5 Risco quanto à escassez de energia

O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica. Um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduzirá o volume de água nos reservatórios dessas usinas, trazendo como consequência o aumento no custo na aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação dos valores de Encargos de Sistema em decorrência do despacho das usinas termelétricas. Numa situação extrema poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria em redução de receita. Com a finalidade de incentivar o uso racional da energia, o governo através do Decreto nº 8.401/2015, criou a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (conta bandeiras) no sentido de sinalizar a situação hidrológica do país, contendo assim o consumo de energia de forma não racional.

29.6 Risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento

Os Processos de Revisão e Reajuste Tarifários são garantidos por contrato e empregam metodologias previamente definidas. Alterações na metodologia vigente devem ser amplamente discutidas e contarão com contribuições da Companhia, concessionárias e demais agentes do Setor. Em caso de evento imprevisível que venha a afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, poderá a Companhia justificar e requerer ao regulador a abertura de uma Revisão Tarifária Extraordinária, ficando a realização desta ao critério do regulador. A própria ANEEL também poderá proceder com Revisões Extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para seu repasse às tarifas.

30 Imposto de renda e contribuição social

A Companhia apurou prejuízo contábil no exercício, cujas adições e deduções legais resultaram em prejuízo fiscal na apuração do imposto de renda e lucro fiscal para cálculo da contribuição social. A base para cálculo do Imposto de Renda e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, está conforme a seguir demonstrada:

	<u>01/01/2018 a 30/09/2018</u>		<u>01/01/2017 a 30/09/2017</u>	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Lucro/Prejuízo do Período/Exercício	438.231	438.231	(320.297)	(320.297)
Despesas não dedutíveis para fins fiscais	572.957	572.957	346.971	346.971
Ações cíveis, fiscais e trabalhistas	174.787	174.787	98.390	98.390
Auto de infração ANEEL	5.619	5.619	2.194	2.194
Provisão para devedores duvidosos	186.622	186.622	33.006	33.006
Custo de construção - IFRIC 12	122.864	122.864	101.404	101.404
Prorrogação do salário maternidade	66	66	31	31
Multa por infração à legislação fiscal	1.252	1.252	19.576	19.576
Perdas não técnicas	81.747	81.747	92.370	92.370
Receitas não tributáveis para fins fiscais	390.637	390.637	302.821	302.821
Reversão/pagamento de provisões	148.131	148.131	50.860	50.860
Receita de construção	122.864	122.864	101.404	101.404
Reversão de provisão para devedores duvidosos	80.730	80.730	33.357	33.357
Provisão <i>Impairment</i>	29.131	29.131	117.200	117.200
Reversão PLR	9.781	9.781	-	-
Lucro (prejuízo) fiscal	620.551	620.551	(276.147)	(276.147)
Compensação (30% do lucro fiscal)	(186.165)	(186.165)	-	-
Base de cálculo para IRPJ e CSLL	434.386	434.386	-	-
Imposto de Renda e Contribuição Social	108.578	39.095	-	-

	<u>01/07/2018 a 30/09/2018</u>		<u>01/07/2017 a 30/09/2017</u>	
	Imposto de Renda	Contribuição Social	Imposto de Renda	Contribuição Social
Lucro/Prejuízo do Período/Exercício	(23.280)	(23.280)	10.831	10.831
Despesas não dedutíveis para fins fiscais	143.657	143.657	128.588	128.588
Ações cíveis, fiscais e trabalhistas	33.918	33.918	40.905	40.905
Auto de infração ANEEL	1.584	1.584	1.974	1.974
Provisão para devedores duvidosos	31.093	31.093	6.018	6.018
Custo de construção - IFRIC 12	46.124	46.124	43.501	43.501
Prorrogação do salário maternidade	33	33	15	15
Multa por infração à legislação fiscal	(884)	(884)	25	25
Perdas não técnicas	31.789	31.789	36.150	36.150
Receitas não tributáveis para fins fiscais	86.130	86.130	32.596	32.596
Reversão/pagamento de provisões	31.513	31.513	7.362	7.362
Receita de construção	46.124	46.124	43.501	43.501
Reversão de provisão para devedores duvidosos	1.289	(1.289)	12.510	12.510
Provisão <i>Impairment</i>	1	1	39.067	39.067
Reversão PLR	9.781	9.781	-	-
CVA	-	-	(68.281)	(68.281)
CVA - outras receitas financeiras	-	-	(1.563)	(1.563)
Lucro fiscal	32.247	32.247	106.823	106.823

30.1 Imposto de renda e contribuição social diferido

Em consequência dos sucessivos prejuízos apresentados nos exercícios anteriores, a Companhia ainda possui base negativa e prejuízo fiscal a compensar com lucros tributáveis futuros, cujos valores de imposto e contribuição diferidos não estão contabilizados devido à incerteza de sua realização, conforme apresentado a seguir:

	30/09/2018	30/09/2017
Prejuízos fiscais	1.129.042	2.240.073
Base negativa de contribuição social	993.906	1.105.498
	2.122.947	2.345.571

Em 2017, a Companhia utilizou parte de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social apurados até 31/12/2015 em função de adesão ao Programa de Regularização Tributária - PRT (MP nº 766, de 04/01/2017) no total de R\$ 282.543, ao qual permitiu a liquidação de débitos de tributos federais vencidos até novembro/2016 e ao Programa Especial de Regularização Tributária - PERT, para liquidação de dívidas de tributos federais vencidos até 30/04/2017, no total de R\$ 14.929.

31 Transações com partes relacionadas

A Companhia mantém operações comerciais com partes relacionadas pertencentes ao mesmo grupo econômico, cujos saldos, natureza e condições das transações estão demonstrados a seguir:

Companhia Energética do Piauí
Demonstrações financeiras intermediárias em
30 de setembro de 2018

	01/01/2018 a 30/09/2018	01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2018 a 30/09/2018	01/01/2017 a 30/09/2017	01/07/2018 a 30/09/2018	01/07/2017 a 30/09/2017
	Ativo (Passivo)	Ativo (Passivo)	Receitas (Despesas)	Receitas (Despesas)	Receitas (Despesas)	Receitas (Despesas)
ELETROBRAS						
Financiamentos e empréstimos	(2.446.751)	(1.991.292)	(126.333)	(174.877)	(46.061)	(54.816)
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	(346.357)	(15.829)	(8.977)	(3.987)	(8.977)
Outros	<u>81</u>	<u>1.150</u>	<u>657</u>	<u>676</u>	<u>247</u>	<u>238</u>
	(2.446.670)	(2.336.499)	(141.505)	(183.178)	(49.801)	(63.555)
CHESF						
Energia comprada	(2.182)	(1.516)	(17.162)	(13.788)	(6.983)	(4.534)
Uso do sistema	(5.003)	(10.802)	(52.512)	(16.293)	(13.946)	(6.383)
Fornecimento	7	28	75	77	10	27
Dispêndios a reembolsar em curso	<u>18</u>	<u>147</u>	<u>162</u>	<u>160</u>	<u>58</u>	<u>57</u>
	(7.161)	(12.143)	(69.437)	(29.844)	(20.861)	(10.833)
FURNAS						
Energia comprada	(10.207)	(6.301)	(37.078)	(56.535)	(11.582)	(20.189)
Uso do sistema	<u>(2.816)</u>	<u>(4.582)</u>	<u>(16.288)</u>	<u>(2.987)</u>	<u>(3.949)</u>	<u>(1.703)</u>
	(13.023)	(10.883)	(53.366)	(59.522)	(15.531)	(21.892)
CELG						
Energia comprada	-	-	-	(8)	-	-
	-	-	-	(8)	-	-
CGTEE						
Energia comprada	(121)	(55)	(2.854)	(3.545)	(768)	(1.077)
Uso do sistema	<u>(49)</u>	<u>(47)</u>	<u>(2)</u>	<u>(3)</u>	<u>(1)</u>	<u>(1)</u>
	(170)	(102)	(2.856)	(3.548)	(769)	(1.078)
ELETRONORTE						
Energia comprada	(2.389)	(651)	(7.872)	(5.644)	(2.303)	(2.058)
Uso do sistema	(1.540)	(2.454)	(9.857)	(2.475)	(2.586)	(1.146)
Dispêndios a reembolsar em curso	-	204	-	-	-	-
Pessoal cedido	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(75)</u>	<u>-</u>	<u>(27)</u>
	(3.929)	(2.901)	(17.729)	(8.194)	(4.889)	(3.231)
ELETROSUL						
Energia comprada	(2.067)	(1.085)	(7.100)	(7.189)	(2.511)	(2.551)
Uso do sistema	<u>(621)</u>	<u>(875)</u>	<u>(6.176)</u>	<u>(1.664)</u>	<u>(1.530)</u>	<u>(714)</u>
	(2.688)	(1.960)	(13.276)	(8.853)	(4.041)	(3.265)
ELETRONUCLEAR						
Energia comprada	<u>(2.205)</u>	<u>(2.053)</u>	<u>(20.391)</u>	<u>(18.590)</u>	<u>(6.812)</u>	<u>(6.233)</u>
	(2.205)	(2.053)	(20.391)	(18.590)	(6.812)	(6.233)
CEAL						
Material emprestado	21	21	-	-	-	-
GCEN	(126)	(126)	-	-	-	-
Pessoal cedido	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(165)</u>	<u>-</u>	<u>(46)</u>
	(105)	(105)	-	(165)	-	(46)
AMAZONAS ENERGIA DISTRIBUIÇÃO						
Dispêndios a reembolsar em curso	101	185	311	246	129	82
Pessoal cedido	-	-	-	(319)	-	(76)
TV corporativa - LUME	<u>-</u>	<u>(180)</u>	<u>(90)</u>	<u>(144)</u>	<u>(60)</u>	<u>(36)</u>
	101	5	221	(217)	69	(30)
AMAZONAS GT						
Uso do sistema	<u>-</u>	<u>(90)</u>	<u>(521)</u>	<u>-</u>	<u>(38)</u>	<u>-</u>
	-	(90)	(521)	-	(38)	-

Companhia Energética do Piauí
Demonstrações financeiras intermediárias em
30 de setembro de 2018

	01/01/2018 a 30/09/2018	01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2018 a 30/09/2018	01/01/2017 a 30/09/2017	01/07/2018 a 30/09/2018	01/07/2017 a 30/09/2017
	Ativo (Passivo)	Ativo (Passivo)	Receitas (Despesas)	Receitas (Despesas)	Receitas (Despesas)	Receitas (Despesas)
CERON	(132)	(7)	(132)	(340)	(132)	(7)
Compartilhamento de despesas	(1.187)	(1.448)	-	-	-	-
Material emprestado						
Pessoal cedido	(212)	(24)	(340)	(907)	(213)	(151)
	(1.531)	(1.479)	(472)	(1.247)	(345)	(158)
ELETROACRE						
Compartilhamento de Despesas	(7)	-	-	(20)	-	-
Material emprestado	(60)	(135)	-	-	-	-
	(67)	(135)	-	(20)	-	-
SANTA VITÓRIA DO PALMAR						
Energia Comprada	(226)	-	(2.820)	-	(1.068)	-
	(226)	-	(2.820)	-	(1.068)	-
BOA VISTA ENERGIA S/A						
Material emprestado	17	17	-	-	-	-
Pessoal Cedido	(163)	-	(163)	-	(163)	-
Compartilhamento de Despesas	(1.047)	(187)	(860)	(249)	(860)	(187)
	(1.193)	(170)	(1.023)	(249)	(1.023)	(187)
	(2.478.867)	(2.368.515)	(323.175)	(313.635)	(105.109)	(110.508)

32.1 Remuneração de administradores e conselheiros

O pessoal da administração inclui os diretores executivos, conselheiros de administração e fiscal, cujo gasto total com a remuneração está demonstrado a seguir:

	01/01/2018 a 30/09/2018	01/07/2018 a 30/09/2018	01/01/2017 a 30/09/2017	01/07/2017 a 30/09/2017
Diretoria Executiva				
Remunerações	1.598	1.251	1.280	442
Encargos sociais	136	3	123	54
Provisões e Gratificações	233	135	221	92
Outras	49	17	48	18
	2.016	1.406	1.672	606
Conselho de Administração				
Remunerações	63	21	51	14
Encargos sociais	14	5	11	3
Provisões e Gratificações	5	1	4	1
	82	27	66	18
Conselho Fiscal				
Remunerações	63	21	59	22
Encargos sociais	14	4	13	4
Provisões e Gratificações	7	3	6	2
	84	28	78	28

38 Cobertura de seguros

O seguro dos bens patrimoniais visa à contratação de coberturas securitárias adequadas, em conformidade com a Lei nº 8.666/93 e demais legislações aplicáveis.

A especificação, por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros, está demonstrada a seguir:

Riscos	Data da vigência	Importância (R\$)	Prêmio (R\$)
Riscos Nomeados - Equipamentos das subestações, incluindo a Móvel	04/07/2018 a 04/07/2019	81.142	333
Riscos Nomeados - Imóveis Próprios, Terceiros, Almoxarifados e Conteúdos	04/07/2018 a 04/07/2019	85.060	349
		166.202	682

Na apólice contratada, foram destacadas as subestações e linhas de transmissão, nomeando os principais equipamentos com seus respectivos valores segurados e seus limites máximos de indenização, possuindo cobertura securitária básica, tais como, incêndio, queda de raios e explosão de qualquer natureza e cobertura adicional contra possíveis danos elétricos e riscos diversos.

39 Transações não caixa

Em 2018 e 2017, a Companhia realizou algumas transações não caixa que não são refletidas nas demonstrações dos fluxos de caixa:

	2018	2017
Investimento - Reclassificação do ativo financeiro da concessão para almoxarifado	41.897	33.991
Investimento - Reclassificação do almoxarifado para ativo imobilizado	2.148	7.300
Investimento - Reclassificação do ativo intangível para ativo financeiro	50.555	76.676
Investimento - Reclassificação do ativo intangível para o almoxarifado	21.425	-
Financiamento - Captação de financiamento compensado com baixa de fornecedores	7.490	14.641
Financiamento - Amortização compensada com aumento de capital	50	-
Financiamento - Reclassificação de AFAC para empréstimos	360.324	-

40 Eventos subsequentes

Transferência do controle acionário da Distribuidora e celebração de contrato de concessão

Em 17 de outubro de 2018, foi verificado o cumprimento das duas últimas condicionantes previstas no edital de leilão nº 2/2018-PPI/PND e seus anexos ("Edital"), relacionado ao procedimento licitatório na modalidade de leilão ("Leilão"), para a outorga de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica associada à transferência do controle acionário desta Companhia para Equatorial Energia S.A.

Dentre as condicionantes previstas no Edital para a consumação da Operação estavam: (a) a aprovação prévia pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE ("CADE"); (b) a anuência prévia pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL ("ANEEL"); (c) a realização, por parte da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras ("Eletrobras"), de ajustes na CEPISA mediante a conversão de dívida em capital social, nos termos da Resolução CPPI nº 20/2017 e alterações posteriores; (d) a liquidação financeira, pela Companhia, da compra das ações de emissão da CEPISA objeto da Operação; e (e) o pagamento integral, pela Companhia, da remuneração devida à B3, na qualidade de responsável pela operacionalização da liquidação do Leilão.

Com relação às condicionantes, (i) a aprovação da Operação pelo Superintendente-Geral do CADE, sem restrições, ocorreu em 27 de agosto de 2018, conforme decisão publicada no Diário Oficial da União em 28 de agosto de 2018, e transitada em julgado no dia 13 de setembro de 2018; (ii) a aprovação da Operação pela ANEEL, por sua vez, foi publicada no Diário Oficial da União em 10 de setembro de 2018; (iii) em 26 de setembro de 2018, foi realizada assembleia geral extraordinária da CEPISA na qual foi deliberada a realização de aumento do capital social da CEPISA com créditos de titularidade da Eletrobras, de forma a realizar os ajustes previstos na Resolução CPPI nº 20/2017; e (iv) por fim, na presente data, a Equatorial Energia S.A. realizou a liquidação financeira da Operação, mediante pagamento do preço de aquisição das ações de emissão da CEPISA à Eletrobras, e da remuneração devida à B3.

Diante da verificação do cumprimento de todas as condicionantes do Edital, a Operação foi concluída nesta data e foram transferidas para a Equatorial Energia S.A. ações ordinárias e preferenciais de emissão da CEPISA representativas de aproximadamente 89,94% do seu capital social total, nos termos do Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças celebrado entre a Companhia e a Eletrobras na presente data ("Contrato de Compra e Venda de Ações"). Além do Contrato de Compra e Venda de Ações, a Companhia também: (a) celebrou, nesta data, o Acordo de Acionistas da CEPISA, com a Eletrobras; (b) realizou, nesta data, o aporte de R\$ 720.915, conforme aprovado na assembleia geral extraordinária da CEPISA realizada na mesma data; e (c) celebrou, em 18 de outubro de 2018, o Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica (nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013), com a União.

Adicionalmente, nos termos do Edital, a Companhia deverá adquirir eventuais sobras das 74.790.616 ações ordinárias e 3.582.784 ações preferenciais de emissão da CEPISA, representativas de aproximadamente 10,06% de seu capital social, que serão ofertadas aos seus empregados e aposentados.

Nos termos do Edital e do Acordo de Acionistas da CEPISA, será assegurado à Eletrobras, ainda, o direito de, dentro do prazo de seis meses a contar da presente data, realizar um aumento de capital de forma a aumentar a sua participação acionária em até 30% no capital social total da CEPISA.

Alterações no quadro de Executivos

A Companhia realizou alterações significativas em seu quadro de Executivos após a conclusão do processo de compra e venda. As alterações foram formalizadas na ata de Reunião do Conselho de Administração realizada no dia 17/10/2018. Na ocasião foram destituídos os executivos Arquelau Siqueira Amorim Junior (Presidente), Hidelgardo Santos Araújo (Diretor de Operações e Expansão), Anthony Mercury Rosado Leitão (Diretor de Gestão), Ronaldo Ferreira Braga (Diretor Financeiro e Comercial) e Claudio Rubens Pinho Nilo (Diretor de Regulação e Projetos Especiais).

Na ocasião fora nomeado o novo quadro de Diretores. A nova mesa diretora é composta por Raimundo Nonato Alencar de Castro (Presidente), Cosme José Bráulio Cezário, Sérgio Tullio dos Santos, Tinn Freire Amado, Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima e Carla Ferreira Medrado todos diretores sem designação específica.

* * *

Raimundo Nonato Alencar de Castro
Diretor Presidente

Cosme José Bráulio Cezário
Diretor

Sérvio Túlio dos Santos
Diretor

Carla Ferreira Medrado
Diretora

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima
Diretor

Tinn Freire Amado
Diretor

Geovane Ximenes de Lira
Gerente de Contabilidade e Tributos
Contador CRC PE 012996-O-3 S-PI