

# Companhia Energética do Piauí

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

# Conteúdo

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

## Companhia Energética do Piauí

### Balancos patrimoniais em 30 de junho de 2018 e 31 de dezembro de 2017

(Em milhares de Reais)

Ativo	Nota	30/06/2018	31/12/2017	Passivo	Nota	30/06/2018	31/12/2017
<b>Circulante</b>				<b>Circulante</b>			
Caixa e equivalentes de caixa		22.330	11.547	Financiamentos e empréstimos	14	994.713	735.256
Títulos e valores mobiliários		1.287	761	Fornecedores	15	185.401	203.335
Contas a receber de clientes	5	428.111	451.421	Tributos a recolher	16	248.314	227.779
Tributos a recuperar	6	15.631	19.102	Obrigações sociais e trabalhistas	17	39.586	38.066
Direitos de ressarcimento	7	17.255	19.562	Encargos setoriais		4.350	8.689
Almoxarifado	8	8.375	13.326	Benefícios pós-emprego	18	3.441	8.258
Ativo financeiro	9	453.549	501.025	Pesquisa e desenvolvimento	19	6.801	7.582
Outros ativos	10	97.095	81.324	Passivo financeiro	9	162.042	249.336
				Outros passivos	20	80.389	44.888
<b>Total do ativo circulante</b>		1.043.633	1.098.068	<b>Total do passivo circulante</b>		1.725.037	1.523.189
<b>Não circulante</b>				<b>Não circulante</b>			
Contas a receber de clientes	5	173.860	231.405	Financiamentos e empréstimos	14	1.568.655	1.587.569
Tributos a recuperar	6	8.299	8.299	Tributos a recolher	16	284.061	41.442
Cauções e depósitos vinculados	11	30.291	19.734	Provisões para litígios	21	193.864	169.613
Ativo financeiro	9	879.279	-	Adiantamento para futuro aumento de capital	22	358.198	346.357
Ativo financeiro da concessão	9	864.958	854.482	Pesquisa e desenvolvimento	19	77.212	67.279
Outros ativos	10	1.666	1.590	Outros passivos	20	73.915	10.550
Investimentos		146	146				
Imobilizado	12	36.575	38.742	<b>Total passivo não circulante</b>		2.555.905	2.222.810
Intangível	13	81.770	49.066				
<b>Total ativo não circulante</b>		2.076.844	1.203.464	<b>Patrimônio líquido</b>			
				Capital social	23	1.272.747	1.272.747
				Prejuízos acumulados		(2.388.559)	(2.672.561)
				Ajustes de avaliação patrimonial		(44.653)	(44.653)
				<b>Total patrimônio líquido (Passivo a descoberto)</b>		(1.160.465)	(1.444.467)
<b>Total do ativo</b>		<b>3.120.477</b>	<b>2.301.532</b>	<b>Total do passivo e do patrimônio líquido (Passivo a descoberto)</b>		<b>3.120.477</b>	<b>2.301.532</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

# Companhia Energética do Piauí

## Demonstrações do resultado

Períodos de três e seis meses findos em 30 de junho de 2018 e 2017

(Em milhares de Reais)

	Nota	01/01/2018 a 30/06/2018	01/04/2018 a 30/06/2018	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2017 a 30/06/2017
<b>Receita operacional líquida</b>	24	1.595.707	1.190.503	671.080	374.391
<b>Custo operacional</b>					
<b>Custo com energia elétrica</b>	25				
Energia elétrica comprada para revenda		(441.118)	(225.567)	(485.823)	(292.827)
Encargos de uso do sistema de transmissão		(110.397)	(59.049)	(29.110)	(14.458)
		(551.515)	(284.616)	(514.933)	(307.285)
<b>Custo de operação</b>	26				
Pessoal, material e serviços de terceiros		(130.651)	(73.146)	(124.666)	(66.488)
Depreciação e amortização		(23.070)	(11.612)	(22.493)	(12.061)
Outros		(11.432)	(5.921)	(6.472)	(465)
		(165.153)	(90.679)	(153.631)	(79.014)
<b>Custo de construção</b>	26	(76.740)	(47.510)	(57.903)	(35.205)
<b>Lucro (prejuízo) bruto</b>		802.299	767.698	(55.387)	(47.113)
<b>Despesas operacionais</b>	26	(428.516)	(190.147)	(61.951)	(42.537)
<b>Resultado do serviço de energia elétrica</b>		373.783	577.551	(117.338)	(89.650)
<b>Resultado financeiro, líquido</b>	27	87.728	120.842	(213.790)	(149.700)
<b>Resultado antes dos impostos</b>		461.511	698.393	(331.128)	(239.350)
Imposto de renda e contribuição social - corrente		(147.413)	(147.413)	-	-
Imposto de renda e contribuição social - diferidos		-	-	282.543	282.543
<b>Lucro (prejuízo) líquido do período</b>		<b>314.098</b>	<b>550.980</b>	<b>(48.585)</b>	<b>43.193</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

## Companhia Energética do Piauí

### Demonstrações do resultado abrangente

Períodos de três e seis meses findos em 30 de junho de 2018 e 2017

(Em milhares de Reais)

	01/01/2018 a 30/06/2018	01/04/2018 a 30/06/2018	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2017 a 30/06/2017
<b>Lucro (Prejuízo) líquido do período</b>	314.098	550.980	(48.585)	43.193
Outros resultados abrangentes do período, líquido de impostos	-	-	-	-
<b>Total resultado abrangente</b>	<b><u>314.098</u></b>	<b><u>550.980</u></b>	<b><u>(48.585)</u></b>	<b><u>43.193</u></b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

# Companhia Energética do Piauí

## Demonstrações das mutações do patrimônio líquido (passivo a descoberto)

Período de seis meses findo em 30 de junho de 2018 e 2017

(Em milhares de Reais)

	Capital social	Prejuízos acumulados	Ajustes de avaliação patrimonial	Total
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2016</b>	<u>1.272.747</u>	<u>(2.473.292)</u>	<u>(21.193)</u>	<u>(1.221.738)</u>
Prejuízo do período	<u>-</u>	<u>(48.585)</u>	<u>-</u>	<u>(48.585)</u>
<b>Saldo em 30 de junho de 2017</b>	<u><b>1.272.747</b></u>	<u><b>(2.521.877)</b></u>	<u><b>(21.193)</b></u>	<u><b>(1.270.323)</b></u>
Prejuízo do período	<u>-</u>	<u>(150.684)</u>	<u>-</u>	<u>(150.684)</u>
Perda atuarial com benefício pós-emprego	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(23.460)</u>	<u>(23.460)</u>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2017</b>	<u><b>1.272.747</b></u>	<u><b>(2.672.561)</b></u>	<u><b>(44.653)</b></u>	<u><b>(1.444.467)</b></u>
Ajustes de adoção - CPC 48	<u>-</u>	<u>(30.096)</u>	<u>-</u>	<u>(30.096)</u>
<b>Saldo em 01 de janeiro de 2018</b>	<u><b>1.272.747</b></u>	<u><b>(2.702.657)</b></u>	<u><b>(44.653)</b></u>	<u><b>(1.474.563)</b></u>
Lucro do período	<u>-</u>	<u>314.098</u>	<u>-</u>	<u>314.098</u>
<b>Saldo em 30 de junho de 2018</b>	<u><b>1.272.747</b></u>	<u><b>(2.388.559)</b></u>	<u><b>(44.653)</b></u>	<u><b>(1.160.465)</b></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

# Companhia Energética do Piauí

## Demonstrações dos fluxos de caixa

Período de seis meses findo em 30 de junho de 2018 e 2017

(Em milhares de Reais)

	30/06/2018	30/06/2017
<b>Fluxo de caixa das atividades operacionais</b>		
<b>Lucro (prejuízo) do período</b>	<b>314.098</b>	<b>(48.585)</b>
<b>Ajustes de:</b>		
Depreciação do imobilizado	2.489	2.261
Amortização do intangível	21.909	21.357
Provisões para créditos de liquidação duvidosa e perdas comerciais	(19.169)	6.141
Provisões para litígios	41.597	47.070
Juros, encargos, variações monetárias líquidas	101.093	125.125
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	(282.543)
Outros	94.470	-
<i>Impairment</i>	(29.130)	(78.133)
	<b>213.259</b>	<b>(158.722)</b>
<b>Varição de ativos e passivos, circulantes e não circulantes</b>		
Títulos e valores mobiliários	(526)	(17.513)
Clientes	69.928	7.801
Direitos de ressarcimento	2.307	101.415
Tributos a recuperar	3.471	1.088
Almoxarifado	22.291	5.892
Ativo financeiro	(831.803)	(20.550)
Outros ativos	(15.847)	(9.394)
Cauções e depósitos vinculados	(10.557)	(852)
Fornecedores	(10.494)	(103.011)
Encargos setoriais	(4.339)	188
Benefícios pós-emprego	(4.817)	(26.586)
Tributos a recolher	263.154	99.573
Obrigações estimadas	1.520	3.095
Pesquisa e desenvolvimento	7.196	536
Provisões para litígios	(17.346)	(33.083)
Passivo financeiro	(87.294)	(17.403)
Outros passivos	4.396	(3.171)
Caixa utilizado nas atividades operacionais	<b>(608.760)</b>	<b>(11.975)</b>
Juros pagos	(19.465)	(17.616)
<b>Fluxo de caixa utilizado nas atividades operacionais</b>	<b>(100.868)</b>	<b>(236.898)</b>
<b>Fluxos de caixa das atividades de investimentos</b>		
Aquisições do ativo imobilizado	(252)	(710)
Aquisições do ativo intangível	(2.086)	(2.351)
Aquisições do ativo financeiro	(51.283)	(54.842)
<b>Fluxo de caixa utilizado nas atividades de investimentos</b>	<b>(53.621)</b>	<b>(57.903)</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades de financiamento</b>		
Ingressos de empréstimos e financiamentos	179.224	297.109
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	13.576
Amortização de principal de empréstimos e financiamentos	(13.952)	(14.542)
<b>Caixa líquido proveniente das atividades de financiamento</b>	<b>165.272</b>	<b>296.143</b>
<b>Aumento líquido no caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>10.783</b>	<b>1.342</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	11.547	5.200
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	22.330	6.542
<b>Aumento líquido no caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>10.783</b>	<b>1.342</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras intermediárias.

## **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, detentora de 100% do seu capital social, é concessionária de serviço público de energia elétrica no Estado do Piauí, com sede social na Av. Maranhão, 759/Sul - Teresina-PI.

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 2.065\* empregados (2.048\* em 30 de junho de 2017) para atender a, aproximadamente, 1.281\* mil consumidores (1.247\* mil em 30 de junho de 2017).

(\*) Informações não revisadas por nossos auditores.

A Companhia até 30 de junho de 2018 apurou lucro de R\$ 314.098 (prejuízos de R\$ 48.585 em 30 de junho de 2017) em suas operações, totalizando um montante de prejuízo acumulado de R\$ 2.388.559 (R\$ 2.672.561 em 31 de dezembro de 2017), apresentou excesso de passivo circulante sobre ativo circulante no valor de R\$ 681.404 (R\$ 425.121 em 31 de dezembro de 2017) e passivo a descoberto de R\$ 1.160.465 (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. 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.



Como resultado da Audiência Pública nº 063/2016, em 08/12/2016, a ANEEL publicou a ReN nº 748/2016, que estabelece os termos e condições para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica por Distribuidora Designada, nos termos do art. 9º da Lei n. 12.783, de 11 de janeiro de 2013 e da Portaria nº 388, de 26 de julho de 2016-MME e dá outras providências, além da REH nº 2.184/2016, que estabelece os limites de Perdas, Custos Operacionais, DEC e FEC a serem atingidos ao final do ano de 2017 pelas Distribuidoras Designadas; bem como o valor da Remuneração Adequada de Referência a ser utilizada nos empréstimos da RGR;

Referente ao resultado da referida Audiência Pública, houve alteração do referencial dos indicadores de continuidade, que no Ofício nº 356/2016-DR/ANEEL eram globais e passaram a ser internos, contudo os percentuais de redução aplicáveis aos DEC e FEC continuaram ser os mesmos, respectivamente, 7,6% e 11,0%.

A Administração da Companhia apresentou, em dezembro de 2016, sua proposta do Plano de Prestação Temporária do Serviço de Distribuição, demonstrando as ações necessárias a serem desenvolvidas no Período da Designação, objetivando preservar a continuidade do serviço e a convergência dos indicadores aos referenciais de qualidade e eficiência, expressos no ofício acima mencionado.

Atualmente, a Companhia possui 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.

## **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 Companhia 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.

<b>Concessão</b>	<b>Municípios</b>	<b>Vigência</b>
Distribuição	224	02/2001 a 07/07/2015

***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 37, 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.

***Cenário de Dissolução e Liquidação das Distribuidoras***

A ANEEL poderá realizar a licitação da concessão de distribuição de energia elétrica sem que haja a transferência do controle acionário da pessoa jurídica prestadora de serviço público de energia elétrica, ora prestado pelas Distribuidoras da Eletrobras, tratando-se de um caso de outorga pura da concessão. Caso a Eletrobras, na qualidade de acionista controladora, não tivesse aprovado a

modelagem de desestatização definida pela Resolução CPPI nº20/2017, em 8 de fevereiro de 2018, a referida outorga se concretizaria.

Uma vez que todas as Distribuidoras foram criadas com a finalidade precípua de prestar serviço público de distribuição de energia elétrica mediante concessão, haverá um esvaziamento completo do objeto social dessas sociedades. Cenário que já havia iniciado desde a reprovação da renovação das concessões das distribuidoras por parte da Eletrobras e da posterior designação destas entidades como prestadoras temporárias de serviços de distribuição de energia elétrica.

Desta forma, dada a impossibilidade de cumprimento do objeto social das Distribuidoras, a alienação de seu controle acionário ficará desprovida de qualquer sentido jurídico ou conotação econômica, com o quê, inexoravelmente, só restará à Eletrobras promover a dissolução de tais sociedades, com base na deliberação que já foi tomada na 165ª AGE, realizada em 22 de julho de 2016, inclusive com voto favorável da União, corroborada pelas decisões da 170ª AGE.

A forma de liquidação das Distribuidoras, na qualidade de sociedades de economia mistas federais, contudo, é complexa e controvertida, havendo dúvidas quanto à legislação aplicável e a forma como essa se daria, eis que referidas entidades não podem, por expressa vedação legal, se sujeitarem ao regime de falência e recuperação aplicável às demais sociedades privadas, consoante art. 2º, I, da Lei nº 11.101/2005.

Diante do contexto, conforme apresentado na proposta da Administração para a 170ª AGE, foram contratados juristas cujos pareceres apontam pela incidência da Lei nº 8.029/1990 à hipótese de dissolução e liquidação das Distribuidoras. Essa lei prevê que a União sucederá a entidade, que venha a ser extinta ou dissolvida, nos seus direitos e obrigações decorrentes de norma legal, ato administrativo ou contrato, portanto, seria a União sucessora universal dos direitos e obrigações das Distribuidoras da Eletrobras.

Nesse sentido, todos os ônus da liquidação devem recair sobre a União, não cabendo à Eletrobras, na condição de controladora das Distribuidoras, qualquer responsabilidade por eventual passivo remanescente da liquidação. Contudo, essa posição não é compartilhada pelos advogados da União e no mesmo sentido considerada pela nota Técnica do escritório Loeser e Portela Advogados, integrante do Consórcio Mais Energia B, responsável pela execução da *due diligence* jurídica e pela assessoria jurídica ao processo de desestatização e pelos juristas contratados pelo Conselho de Administração da Eletrobras.

#### ***Estimativa do custo de liquidação***

Para a apuração do eventual custo de liquidação foram consideradas as seguintes premissas:

- Custo de desligamento de pessoal - 2 vezes a folha de pagamento no montante de R\$ 309.169;
- Ativo financeiro em curso, glosa média de 10%;
- Clientes, adicional de glosa de 20% nos créditos vencidos até 90 dias, glosa de 50% nos vencidos a mais de 90 dias e glosa de metade dos valores ora renegociados; e
- Inclusão na base de passivos de 30% das contingências possíveis.

Neste cenário a Eletrobras estimou os custos de uma eventual liquidação da Companhia no montante de R\$ 1.623.106, conforme Informação Técnica DFP/DFC/DDEF n.º 002/2017 (Anexo 11.c).

### **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 n.º 1.174/2009 do Conselho Federal de Contabilidade - CFC e Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

A emissão das demonstrações financeiras intermediárias foi autorizada pela Diretoria em 13 de agosto de 2018. Após a sua emissão, somente os acionistas têm o poder de alterar as demonstrações financeiras.

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.

#### **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 junho 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 junho 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/IFRS 9, 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:

<b>Modelo</b>	<b>Contexto</b>
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:

<b>Classificação e Mensuração - CPC 48</b>	
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
<b>ATIVOS FINANCEIROS</b> (Circulante / Não circulante)			2.070.203	2.070.203
Caixa e equivalentes de caixa	Empréstimos e Recebíveis	Valor Justo por Meio de Resultado	11.547	11.547
Títulos e Valores Mobiliários	Valor Justo por meio do resultado	Valor Justo por Meio de Resultado	761	761
Clientes	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	682.826	682.826
Direitos de ressarcimento	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	19.562	19.562
Ativo Financeiro - Valores a receber Parcela A	Empréstimos e Recebíveis	Custo Amortizado	501.025	501.025
Ativo Financeiro - Distribuição	Empréstimos e Recebíveis	Valor Justo por Meio de Resultado	854.482	854.482
<b>PASSIVOS FINANCEIROS</b> (Circulante / Não circulante)			2.526.160	2.526.160
Empréstimos e financiamentos	Custo Amortizado	Custo Amortizado	2.322.825	2.322.825
Fornecedores	Custo Amortizado	Custo Amortizado	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:

<b>CPC 48</b>	
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	115.663	30.096	145.759

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 junho 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 junho 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)	30/06/2018	31/12/2017
<b>Ativo circulante</b>						
Consumidores						
Faturados	118.848	151.787	92.759	(72.538)	290.856	280.919
Renda não faturada (i)	50.605	-	-	(9)	50.596	57.719
Créditos renegociados (5.b)	76.280	14.165	21.872	(39.888)	72.429	89.185
Iluminação Pública	8.391	573	11.051	(11.076)	8.939	20.221
	<b>254.124</b>	<b>166.525</b>	<b>125.682</b>	<b>(123.511)</b>	<b>422.820</b>	<b>448.044</b>
Concessionárias						
Suprimento	12.394	-	17	(7.120)	5.291	3.377
	12.394	-	17	(7.120)	5.291	3.377
<b>Total</b>	<b>266.518</b>	<b>166.525</b>	<b>125.699</b>	<b>(130.631)</b>	<b>428.111</b>	<b>451.421</b>
<b>Ativo não circulante</b>						
Consumidores						
Créditos renegociados (5.b)	262.498	-	-	(88.638)	173.860	231.405
	<b>262.498</b>	-	-	<b>(88.638)</b>	<b>173.860</b>	<b>231.405</b>
<b>Total</b>	<b>529.016</b>	<b>166.525</b>	<b>125.699</b>	<b>(219.269)</b>	<b>601.971</b>	<b>682.826</b>

- (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.

	<b>30/06/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
<b>Circulante</b>		
Residencial	53.712	51.672
Industrial	4.721	3.065
Comercial	22.371	22.552
Rural	5.064	4.794
Poder público	18.889	16.592
Iluminação pública	4.590	3.897
Serviço público	1.837	1.634
Industrial livre	1.067	1.067
Produtores Independentes de Energia - PIE	66	747
(-) PCLD	<u>(39.888)</u>	<u>(16.835)</u>
<b>Subtotal</b>	<b>72.429</b>	<b>89.185</b>
<b>Não circulante</b>		
Residencial	49.866	46.938
Industrial	2.010	1.919
Comercial	26.470	50.815
Rural	3.435	2.910
Poder público	120.613	112.526
Iluminação pública	46.279	43.154
Serviço público	13.825	13.723
(-) PCLD	<u>(88.638)</u>	<u>(40.580)</u>
Subtotal	<u><b>173.860</b></u>	<u><b>231.405</b></u>
<b>Total</b>	<u><b>246.289</b></u>	<u><b>320.590</b></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:

	<b>30/06/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
<b>Classe de consumidor</b>		
Residencial	44.956	26.277
Industrial	7.055	6.855
Comercial	12.905	17.410
Rural	2.646	1.948
Poder público	3.020	2.082
Iluminação pública	11.076	1.344
Serviço público	1.956	989
Renda não faturada	9	16
Parcelamento de contas de energia	128.526	57.415
Produtores Independentes de Energia - PIE	5.330	-
Industrial livre	<u>1.790</u>	<u>1.327</u>
<b>Total</b>	<b>219.269</b>	<b>115.663</b>
Circulante	130.631	72.509
Não circulante	88.638	43.154

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

	2018	2017
<b>Saldo no início do período/exercício</b>	<b>(115.663)</b>	<b>(115.345)</b>
Constituição adoção - CPC 48	(30.096)	-
Constituição de provisão	(155.529)	(51.717)
Reversão de provisão (*)	82.019	51.399
<b>Saldo no fim do período/exercício</b>	<b>(219.269)</b>	<b>(115.663)</b>

(\*) A Companhia efetuou reversão de baixa de R\$ 92.679 de títulos incobráveis (provisão de R\$ 23.490 em 30 de junho 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

		30/06/2018	31/12/2017
<b>Circulante</b>			
Imposto de renda e Contribuição social sobre o lucro líquido	(i)	3.911	8.933
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	(ii)	9.230	7.494
Programa de integração social - PIS		446	476
Contribuição para o financiamento da seguridade social - COFINS		2.044	2.199
		<b>15.631</b>	<b>19.102</b>
<b>Não circulante</b>			
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	(ii)	<b>8.299</b>	<b>8.299</b>
		<b>23.930</b>	<b>27.401</b>

(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 junho de 2018, a Companhia estima a realização do ativo de acordo com a despesa esperada da seguinte forma:

	<b>30/06/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
2017	-	7.494
2018	4.615	2.766
2019	7.381	2.766
2020	2.766	2.767
2021	2.767	-
	<b>17.529</b>	<b>15.793</b>

## 7 Direito de ressarcimento

	<b>30/06/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
Tarifa social de baixa renda (i)	14.086	15.595
Subvenção CDE descontos tarifários (ii)	3.169	3.967
	<b>17.255</b>	<b>19.562</b>

- (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 junho de 2018 é decorrente da falta de recebimentos dos créditos junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE dos meses de maio e junho 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 2.305 ANEEL, de 26 de setembro de 2017. O saldo apresentado corresponde ao mês de junho de 2018.

## 8 Almojarifado

A composição do saldo está apresentada conforme a seguir:

	<b>30/06/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
Almojarifado de manutenção e operação	4.451	4.722
Transformação, fabricação e reparos de materiais	1.538	1.513
Emprestado	253	220
Destinado a alienação	718	2.036
Resíduos e sucatas	1.415	2.090
Adiantamento a fornecedores	-	2.745
	<b>8.375</b>	<b>13.326</b>

## 9 Ativo financeiro da concessão

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

Mutações Ativo e Passivo Regulatório	Saldo em 31/12/2017	Receita operacional		Resultado financeiro	Recebimento		Saldo em 30/06/2018
		Constituição	Amortização		Bandeira Tarifária	Aporte CCEE	
Parcela "A"							
CVA							
CDE	(7.588)	1.161	1.846	(86)	-	-	(4.667)
Rede básica	37.841	29.929	(13.690)	1.577	-	-	55.657
Custo de aquisição de energia elétrica	337.730	61.074	(137.994)	6.575	-	-	267.385
PROINFA	(443)	1.057	273	(2)	-	-	885
ESS e EER	(77.116)	(33.095)	16.599	(2.476)	-	-	(96.088)
Neutralidade dos encargos setoriais	(21.858)	-	14.208	(509)	-	-	(8.159)
Sobrecontratação	(3.607)	-	2.344	(83)	-	-	(1.346)
Bandeiras tarifárias	(1.226)	491	-	735	-	-	-
Ativo financeiro setorial RGR	-	805.636	-	73.643	-	-	879.279
Outros componentes financeiros	(12.044)	644	89.852	31	(643)	-	77.840
	<b>251.689</b>	<b>866.897</b>	<b>(26.562)</b>	<b>79.405</b>	<b>(643)</b>	<b>-</b>	<b>1.170.786</b>
	<b>2017</b>						<b>2018</b>
Ativo circulante	501.025						453.549
Ativo não circulante	-						879.279
Passivo circulante	(249.336)						(162.042)
	<b>251.689</b>						<b>1.170.786</b>

#### 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 (outubro de 2018).
- **Não circulante** - Representam uma estimativa da formação da CVA a ser homologada nos próximos reajuste tarifário (após outubro 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.

Enquanto não ocorre a transferência do controle acionário dessas Distribuidoras, o período de Designação vem sendo prorrogado, e as Companhias vem, desde então, complementando suas fontes de recursos com remuneração via empréstimos 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 artº 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\$ 879.279 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)*

#### **Repassé 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 (ii)	Valor líquido	Custo	Obrigações especiais (ii)	Valor líquido	
<b>Em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>1.275.478</b>	<b>(562.671)</b>	<b>712.807</b>	<b>280.054</b>	<b>(127.728)</b>	<b>152.326</b>	<b>865.133</b>
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)
<b>Em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>1.312.575</b>	<b>(568.132)</b>	<b>744.443</b>	<b>272.731</b>	<b>(162.692)</b>	<b>110.039</b>	<b>854.482</b>
Adições	-	-	-	96.234	(44.951)	51.283	51.283
Baixas	(6.107)	-	(6.107)	(1.058)	-	(1.058)	(7.165)
Transferências	28.470	7.048	35.518	(28.470)	(7.048)	(35.518)	-
Reclassificação	(27.997)	(9.561)	(37.558)	(9.763)	13.679	3.916	(33.642)
<b>Em 30 de junho de 2018</b>	<b>1.306.941</b>	<b>(570.645)</b>	<b>736.296</b>	<b>329.674</b>	<b>(201.012)</b>	<b>128.662</b>	<b>864.958</b>

- (i) Movimentações no montante de R\$ 40.807 do ativo financeiro da concessão para o Almoarifado, para o qual não há efeito caixa, sendo assim, não há impacto sobre a apresentação das demonstrações dos fluxos de caixa do exercício.
- (ii) 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.

Ao final da 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:

	30/06/2018	31/12/2017
<b>Circulante</b>		
Devedores diversos - Adiantamentos a empregados	1.933	3.258
Despesas antecipadas - Prêmios de seguros e Proinfra	2.960	3.134
Dispêndios a reembolsar em curso	347	2.251
Alienações em curso	1.203	1.895
Desativações em curso (i)	1.091	(755)
Serviços em curso (ii)	63.180	51.468
Outros devedores - Gov. Estado - Inc. Irrigação	1.599	2.213
Uso mútuo de postes	11.023	3.542
Repasse bandeiras tarifárias (iii)	3.103	7.367
Outros	10.656	6.951
	<u>97.095</u>	<u>81.324</u>
<b>Não circulante</b>		
Títulos de créditos a receber	940	940
Outros	726	650
	<u>1.666</u>	<u>1.590</u>

- (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:

	30/06/2018	31/12/2017
Depósitos vinculados - cíveis	9.571	5.204
Depósitos vinculados - tributárias	23	23
Depósitos vinculados - trabalhistas	15.360	9.349
Atualização de depósitos vinculados	5.337	5.158
	<u>30.291</u>	<u>19.734</u>

## 12 Imobilizado

	Saldo em 31/12/2017	Adições	Transferências	Baixas	Reclassificação (i)	Depreciação	Saldo em 30/06/2018
<b>Administração</b>							
Em serviço	49.018	-	-	-	125	-	49.143
Depreciação acumulada	(28.441)	-	-	-	-	(2.489)	(30.930)
Em curso	18.165	252	-	-	(55)	-	18.362
	<b>38.742</b>	<b>252</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>70</b>	<b>(2.489)</b>	<b>36.575</b>
	Saldo em 31/12/2016	Adições	Transferências	Baixas	Reclassificação (i)	Depreciação	Saldo em 31/12/2017
<b>Administração</b>							
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
	<b>33.624</b>	<b>2.590</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>7.300</b>	<b>(4.772)</b>	<b>38.742</b>

(i) Refere-se a entradas no ativo imobilizado decorrentes de transferências do almoxarifado, para o qual não há efeito caixa, sendo assim, não há impacto sobre a apresentação das demonstrações dos fluxos de caixa do exercício.

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 (i)	Saldo em 30/06/2018
<b>Vinculados à Concessão - Distribuição</b>							
<b>Em serviço</b>							
Ativo intangível	289.690	-	(1.270)	-	5.921	11.324	305.665
Amortização acumulada	(248.169)	-	-	(24.468)	-	2.559	(270.078)
Impairment	(29.130)	-	-	-	-	29.130	-
Obrigações especiais	26.696	-	-	-	(55)	9.562	36.203
	39.087	-	(1.270)	(24.468)	5.866	52.575	71.790
<b>Em curso</b>							
Ativo intangível	8.385	2.448	(27)	-	(5.921)	3.500	8.385
Obrigações especiais	1.594	(362)	-	-	55	308	1.595
	9.979	2.086	(27)	-	(5.866)	3.808	9.980
	<b>49.066</b>	<b>2.086</b>	<b>(1.297)</b>	<b>(24.468)</b>	<b>-</b>	<b>56.383</b>	<b>81.770</b>

**Companhia Energética do Piauí**  
Demonstrações financeiras intermediárias em  
30 de junho de 2018

	Saldo em 31/12/2016	Adições	Baixas	Amortizações	Transferências	Reclassificação	Saldo em 31/12/2017
<b>Vinculados à Concessão - Distribuição</b>							
<b>Em serviço</b>							
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
<b>Em curso</b>							
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
	<u>10.279</u>	<u>4.531</u>	<u>(1.605)</u>	<u>(48.057)</u>	<u>-</u>	<u>83.918</u>	<u>49.066</u>

- (i) Saldo de reclassificações no montante de R\$ 52.527 do ativo intangível para o ativo financeiro da concessão, referente à bifurcação do exercício, para o qual não há efeito caixa, sendo assim, não há impacto sobre a apresentação das demonstrações dos fluxos de caixa do exercício.

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	30/06/2018			31/12/2017		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
<b>Moeda nacional</b>						
Eletrobras	845.265	782.171	1.627.436	728.923	860.061	1.588.984
Eletrobras (RGR/ANEEL)	66.621	350.744	417.365	650	401.657	402.307
CCEE/RGR/ANEEL	77.144	385.718	462.862	-	275.026	275.026
Instituições financeiras	5.683	37.190	42.873	5.683	39.816	45.499
	<b>994.713</b>	<b>1.555.823</b>	<b>2.550.536</b>	<b>735.256</b>	<b>1.567.560</b>	<b>2.311.816</b>
<b>Moeda estrangeira</b>						
Instituições financeiras	-	12.832	12.832	-	11.009	11.009
	<b>994.713</b>	<b>1.568.655</b>	<b>2.563.368</b>	<b>735.256</b>	<b>1.587.569</b>	<b>2.322.825</b>

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**

	30/06/2018		31/12/2017	
Moeda nacional	R\$	%	R\$	%
RGR	236.499	9,27	517.743	22,40
RGR - Prest. Serviço	880.227	34,51	402.307	17,40
RO	1.209.250	47,41	1.176.850	50,91
FINEL	18.685	0,73	19.058	0,82
IPCA	163.002	6,39	150.360	6,50
CEF	42.873	1,69	45.498	1,97
	<b>2.550.536</b>	<b>100,00</b>	<b>2.311.816</b>	<b>100,00</b>

	30/06/2018			31/12/2017		
	US\$	R\$	%	US\$	R\$	%
Dólar norte americano	3.604	12.832	100,00	3.377	11.009	100,00

**c. Vencimentos das parcelas do passivo não circulante**

	30/06/2018	31/12/2017
2019	244.887	493.533
2020	460.270	437.107
2021	458.088	382.563
2022	142.210	134.066
2023	112.442	29.253
2024	90.614	39.865
2025 em diante	60.144	71.182
	<b>1.568.655</b>	<b>1.587.569</b>

**d. Movimentação dos financiamentos e empréstimos**

	30/06/2018	31/12/2017
<b>Saldo no início do período/exercício</b>	<b>2.322.825</b>	<b>1.681.228</b>
Captações (*)	186.664	493.377
Pagamentos de principal e juros	(33.417)	(79.540)
Encargos	81.877	223.834
Variação monetária	5.419	3.926
<b>Saldo no fim do período/exercício</b>	<b>2.563.368</b>	<b>2.322.825</b>

(\*) Consta no montante de captações o valor de R\$ 7.440 (R\$ 18.384 em 31 de dezembro de 2017) que não transitou no caixa da Companhia referente a pagamentos de fornecedores realizados pela Eletrobras. Logo, tal valor encontra-se ajustado na apresentação das demonstrações dos fluxos de caixa.

**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 o saldo devedor decorrente 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 junho de 2018 não há descumprimento da Companhia em relação as essas cláusulas.

**15 Fornecedores**

A composição do saldo está demonstrada conforme a seguir:

	30/06/2018	31/12/2017
Fornecedores de materiais e serviços nacionais	54.399	72.433
Fornecedores de energia elétrica	131.002	130.902
	<b>185.401</b>	<b>203.335</b>

## 16 Tributos a recolher

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

	30/06/2018	31/12/2017
<b>Circulante</b>		
Imposto de renda	26.948	24.769
PASEP / COFINS (i)	51.232	46.425
FGTS	3.526	4.648
ISS	3.606	4.328
INSS	11.530	14.048
ICMS (ii)	94.575	66.441
Parcelamento PRT (iii)	42.197	50.340
Parcelamento tributos municipais (iv)	840	-
Outros - Retenção de tributos federais (v)	13.860	16.780
	<b>248.314</b>	<b>227.779</b>
<b>Não circulante</b>		
Imposto de Renda (vi)	102.591	-
Contribuição Social (vi)	36.937	-
PASEP / COFINS (vi)	141.477	21.474
FGTS	3.056	3.188
Parcelamento PRT (iii)	-	16.780
	<b>284.061</b>	<b>41.442</b>
	<b>532.375</b>	<b>269.221</b>

- (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) Redução devido a pagamento de retenções de tributos federais em atraso.
- (vi) 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

Contabilização da estimativa das obrigações em potencial referentes a férias e encargos devidas aos empregados, sem prejuízo da remuneração mensal, na vigência do contrato de trabalho, e dos encargos sociais incidentes sobre as obrigações trabalhistas, provisionadas.

	30/06/2018	31/12/2017
Férias	11.366	12.197
Gratificação de férias	8.222	8.839
13º salário	5.965	-
Contribuições recolhíveis ao INSS	984	981
Imposto de renda	1.752	3.545
Obrigações diversas	11.297	12.504
	<b>39.586</b>	<b>38.066</b>

## 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:

	30/06/2018	31/12/2017
<b>Circulante</b>		
Termo de compromisso (i)	2.539	7.356
Assistência médica PID (iii)	902	902
<b>Total</b>	<b>3.441</b>	<b>8.258</b>

(vii) Termo firmado em 11/12/2000, relativo ao saldamento do plano de benefícios da FACEPI.

(viii) 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\$ 12.696 (2017 - R\$ 29.032).



## 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:

	<b>30/06/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
<b>Circulante</b>		
Pesquisa de Desenvolvimento - P&D	3.955	4.416
Programa de Eficiência Energética - PEE	2.846	3.166
	<b>6.801</b>	<b>7.582</b>
<b>Não circulante</b>		
Pesquisa de Desenvolvimento - P&D	24.722	20.206
Programa de Eficiência Energética - PEE	52.490	47.073
	<b>77.212</b>	<b>67.279</b>
	<b>84.013</b>	<b>74.861</b>

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 nº. 300/2008 e 316/2008.

## 20 Outros passivos

	30/06/2018	31/12/2017
<b>Circulante</b>		
Consumidores	5.005	4.516
Multa da ANEEL (i)	13.711	12.946
Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública - COSIP (ii)	18.992	19.769
Programa de Regularização de Débitos Não Tributários - PRD (iii)	567	1.648
Acordo Prefeitura Municipal de Teresina - PMT (iv)	32.700	-
Acordo AGESPISA/ESTADO DO PIAUÍ (v)	3.300	-
Outros	6.114	6.009
	<b>80.389</b>	<b>44.888</b>
<b>Não circulante</b>		
Programa Emergencial Red. Consumo E. Elétrica	504	504
Programa de Regularização de Débitos Não Tributários - PRD (iii)	11.641	10.046
Acordo Prefeitura Municipal de Teresina - PMT (iv)	61.770	-
	<b>73.915</b>	<b>10.550</b>
	<b>154.304</b>	<b>55.438</b>

- (i) Valores provisionados referentes à aplicação de penalidades pela ANEEL pela aplicação do Termo de Compromisso de Ajuste de Conduta nº 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 ° 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.

## 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:

	30/06/2018		31/12/2017	
	Provisão para contingências	Depósitos Judiciais	Provisão para contingências	Depósitos Judiciais
Trabalhistas	108.204	19.929	94.466	13.823
Cíveis	85.633	10.332	57.799	5.882
Tributárias	27	30	17.348	29
	<b>193.864</b>	<b>30.291</b>	<b>169.613</b>	<b>19.734</b>

A movimentação ocorrida durante o período de seis 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 30/06/2018
Trabalhistas	94.466	23.922	-	(10.184)	108.204
Cíveis	57.799	36.014	(1.018)	(7.162)	85.633
Tributárias	17.348	80.933	(98.254)	-	27
	<b>169.613</b>	<b>140.869</b>	<b>(99.272)</b>	<b>(17.346)</b>	<b>193.864</b>

O aumento de R\$ 24.251 decorre, principalmente, do aumento das provisões de processos judiciais cíveis no valor de R\$ 27.834 e de processos judiciais trabalhistas em R\$ 13.738, bem como de redução da provisão de processos tributários em R\$ 17.321.

A Companhia demonstra 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:

	<b>Processos judiciais em 30/06/2018</b>			
	<b>Probabilidade de saída de recursos</b>			
	Provável	Possível	Remota	Total
Trabalhistas	108.204	145.058	1.702	254.964
Cíveis	85.633	889.369	253.252	1.228.254
Tributárias	27	112.899	45	112.971
	<b>193.864</b>	<b>1.147.326</b>	<b>254.999</b>	<b>1.596.189</b>
	<b>Processos judiciais em 31/12/2017</b>			
	<b>Probabilidade de saída de recursos</b>			
	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
	<b>169.613</b>	<b>1.655.323</b>	<b>58.262</b>	<b>1.883.198</b>

### 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:

<b>Contingências trabalhistas (prognóstico provável de perda)</b>	<b>30/06/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
SINTEPI / MPT	67.231	63.038
Ex-empregados da companhia	18.132	10.535
Ex-empregados de empreiteiras	9.404	8.477
Empregados	<u>13.437</u>	<u>12.416</u>
	<b><u>108.204</u></b>	<b><u>94.466</u></b>

<b>Contingências trabalhistas (prognóstico possível de perda)</b>	<b>30/06/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
SINTEPI / MPT	2.617	10.017
Ex-empregados da companhia	71.300	90.326
Ex-empregados de empreiteiras	49.284	44.163
Empregados	<u>21.857</u>	<u>8.754</u>
	<b><u>145.058</u></b>	<b><u>153.260</u></b>

## 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:

<b>Contingências cíveis (prognóstico provável de perda)</b>	<b>30/06/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
Indenização - OFM Sistema Ltda.	19.141	16.047
Ministério Público Estadual	8.693	11.308
SPIC- Sociedade de Projetos Inst. e Comércio (i)	15.512	-
Control Construções Ltda.	3.925	-
Antônia da Silva Morais	3.848	-
Outras	<u>34.514</u>	<u>30.444</u>
	<b><u>85.633</u></b>	<b><u>57.799</u></b>

- (i) 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.

<b>Contingências cíveis (prognóstico possível de perda)</b>	<b>30/06/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
ENGESER	16.889	20.532
Adão Pereira de Moura e outros	76.276	95.816
Eletrobras	20.869	-
Águas e Esgotos do Piauí S/A (ii)	1.557	558.750
Construtora Sucesso S/A	29.496	21.233
Outras	<u>744.282</u>	<u>627.519</u>
	<b><u>889.369</u></b>	<b><u>1.323.850</u></b>

- (ii) 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:

<b>Contingências tributárias (prognóstico provável de perda)</b>	<b>30/06/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
ICMS	27	4.354
ISS/tributos municipais	-	12.994
	<u>27</u>	<u>17.348</u>
<b>Contingências tributárias (prognóstico possível de perda)</b>	<b>30/06/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
ICMS (i)	82.256	152.261
ISS	1.518	1.629
Tributos Federais	20.670	24.323
Outros	8.455	-
	<u>112.899</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 junho de 2018, registrados contabilmente no passivo não circulante alcançaram o montante de R\$ 358.198 (R\$ 346.357 em 31 de dezembro de 2017), conforme composição abaixo:

	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Saldo no início do período/exercício</b>	346.357	295.402
Liberação	-	13.576
Atualização	11.841	37.379
	<u>358.198</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 30 de junho de 2018, o saldo de AFAC ainda não foi convertido em dívida pelo não cumprimento das demais obrigações previstas no contrato original.

## 23 Capital social

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

Espécie/Classe das ações	Ações	
	Quantidade	%
Ordinárias	744.131.334	95,50%
Preferenciais - Classe "A"	19.310.694	2,48%
Preferenciais - Classe "B"	15.781.524	2,02%
	<b>779.223.552</b>	<b>100,00%</b>

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 das seguintes vantagens:

- Prioridade na distribuição e recebimento de dividendos anuais de até 10%, calculados sobre o valor da parcela do capital representado pelas ações preferenciais classe "A";
- Montante de dividendos equivalente no mínimo a 10%, calculados sobre o valor da parcela de capital representado pelas ações preferenciais Classe "B"; e,
- Prioridade no reembolso do capital em caso de liquidação da Companhia.

## 24 Receita operacional líquida

	Nº Consumidores*		MWh*		R\$ mil			
	30/06/2018	30/06/2017	30/06/2018	30/06/2017	01/01/2018	01/04/2018	01/01/2017 a	01/04/2017 a
					a	a	30/06/2017	30/06/2017
<b>Fornecimento</b>								
Residencial	1.126.373	1.097.124	812.769	787.251	628.586	326.572	465.310	239.857
Industrial	3.148	3.314	84.629	97.876	51.951	27.234	46.194	23.155
Comercial	94.268	92.055	356.406	346.842	263.328	136.708	191.314	99.107
Rural	34.072	31.698	74.649	65.328	39.240	22.465	26.746	14.555
Poder público	16.222	15.935	117.400	114.964	78.589	42.789	58.212	32.108
Iluminação pública	487	456	94.144	115.131	42.955	21.912	41.754	24.721
Serviço público	6.482	6.316	81.011	79.030	46.211	24.481	33.413	17.448
Consumo próprio	148	142	1.862	1.872	-	-	-	-
Remuneração do ativo financeiro	-	-	-	-	(28.691)	(14.196)	(29.522)	(15.242)
Receita de distribuição (i)	-	-	-	-	(240.482)	(122.661)	(302.324)	(154.573)
Transferência para obrigações especiais - AIC - Ultrapassagem de demanda e excedente de reativos	-	-	-	-	(5.389)	(2.777)	(3.831)	(2.445)
<b>Total fornecimento</b>	<b>1.281.200</b>	<b>1.247.040</b>	<b>1.622.870</b>	<b>1.608.294</b>	<b>876.298</b>	<b>462.527</b>	<b>527.266</b>	<b>278.691</b>
<b>Outras receitas</b>								
Receita de distribuição (i)					240.482	232.228	302.324	154.573
Disponibilidade da rede elétrica					27.363	18.955	25.383	19.570
Construção					76.740	47.510	57.903	35.205
Remuneração do ativo financeiro					28.691	14.166	29.522	15.242
Parcela A (CVA, itens financeiros e bandeiras tarifárias)					840.335	722.514	68.281	56.649
Outros					42.786	16.409	22.024	9.850
Total outras receitas					<b>1.256.397</b>	<b>1.051.782</b>	<b>505.437</b>	<b>291.089</b>
<b>Total receita operacional</b>					<b>2.132.695</b>	<b>1.514.309</b>	<b>1.032.703</b>	<b>569.780</b>
<b>Deduções</b>								
ICMS					(276.734)	(142.670)	(192.419)	(98.551)
PIS					(33.923)	(24.202)	(16.084)	(8.820)
COFINS					(156.253)	(111.477)	(74.086)	(40.628)
CDE					(53.680)	(33.237)	(54.500)	(25.875)
P&D e PEE					(15.102)	(11.344)	(6.114)	(3.383)
Bandeiras tarifárias					-	-	(17.709)	(17.709)
Outras					(1.296)	(876)	(711)	(423)
Total deduções					<b>(536.988)</b>	<b>(323.806)</b>	<b>(361.623)</b>	<b>(195.389)</b>
<b>Total receita operacional líquida</b>					<b>1.595.707</b>	<b>1.190.503</b>	<b>671.080</b>	<b>374.391</b>

(\*) Informações não revisadas pelos auditores.

- (i) De acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (versão 2015), 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.

### **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).

<b>Reajuste tarifário em</b>	<b>2017</b>
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:

	<u>Cor da bandeira</u>	
	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Jan	Verde	Verde
Fev	Verde	Verde
Mar	Verde	Amarela
Abr	Verde	Vermelha Patamar 1
Mai	Amarela	Vermelha Patamar 1
Jun	Vermelha Patamar 2	Verde

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 e Ofício Circular n.º 178/2016 - SFF/ANEEL, de 13 de abril de 2016.

#### **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 30/06/2018</u>			<u>01/01/2017 a 30/06/2017</u>		
	Nº Clientes *	GWh *	R\$ mil	Nº Clientes *	GWh *	R\$ mil
Contratos de compra de energia	1.281.200	3.627	409.041	1.247.040	2.327	427.368
Uso da rede de transmissão	-	-	110.397	-	-	29.110
Comercialização CCEE - curto prazo	-	-	20.940	-	-	48.019
PROINFA	-	-	11.137	-	-	10.436
	<u>1.281.200</u>	<u>3.627</u>	<u>551.515</u>	<u>1.247.040</u>	<u>2.327</u>	<u>514.933</u>

  

	<u>01/04/2018 a 30/06/2018</u>			<u>01/04/2017 a 30/06/2017</u>		
	Nº Clientes *	GWh *	R\$ mil	Nº Clientes *	GWh *	R\$ mil
Contratos de compra de energia	7.239	2.521	199.375	19.707	1.202	241.474
Uso da rede de transmissão	-	-	59.049	-	-	14.458
Comercialização CCEE - curto prazo	-	-	20.623	-	-	46.144
PROINFA	-	-	5.569	-	-	5.209
	<u>7.239</u>	<u>2.521</u>	<u>284.616</u>	<u>19.707</u>	<u>1.202</u>	<u>307.285</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 a redução em 2018 origina-se da queda do valor do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD por submercado e por patamar de carga devido, principalmente, as influências acima da média refletidas até o mês de maio de 2018.

## 26 Custo de operação, de construção e despesas operacionais

01/01/2018 a 30/06/2018				
	Custo de Operação	Custo de Construção	Despesas Operacionais	Total
Pessoal	97.486	-	29.492	126.978
Material	1.584	-	2.982	4.566
Serviços de terceiros (i)	31.581	-	20.160	51.741
Depreciação e amortização	23.070	-	1.328	24.398
Arrendamentos e aluguéis	3.562	-	907	4.469
Provisões operacionais (ii)	-	-	73.510	73.510
Provisões <i>impairment</i> (iii)	-	-	(29.130)	(29.130)
Provisões para litígios (iv)	-	-	41.597	41.597
Construção	-	76.740	-	76.740
(-) Recuperação de despesas	(989)	-	-	(989)
Perdas comerciais (v)	-	-	(92.679)	(92.679)
Outros (vi)	8.859	-	380.349	389.208
	<b>165.153</b>	<b>76.740</b>	<b>428.516</b>	<b>670.409</b>

  

01/04/2018 a 30/06/2018				
	Custo de Operação	Custo de Construção	Despesas Operacionais	Total
Pessoal	50.932	-	14.234	65.166
Material	1.091	-	1.585	2.676
Serviços de terceiros	21.123	-	10.191	31.314
Depreciação e amortização	11.612	-	667	12.279
Arrendamentos e aluguéis	1.897	-	421	2.318
Provisões operacionais	-	-	(2.225)	(2.225)
Provisões <i>impairment</i>	-	-	(16.645)	(16.645)
Provisões para litígios	-	-	(77.327)	(77.327)
Construção	-	47.510	-	47.510
(-) Recuperação de despesas	(492)	-	-	(492)
Perdas comerciais	-	-	(116.625)	(116.625)
Outros	4.516	-	375.871	380.387
	<b>90.679</b>	<b>47.510</b>	<b>190.147</b>	<b>328.336</b>

  

01/01/2017 a 30/06/2017				
	Custo de Operação	Custo de Construção	Despesas Operacionais	Total
Pessoal	98.503	-	32.950	131.453
Material	1.344	-	2.720	4.064
Serviços de terceiros (i)	24.819	-	21.291	46.110
Depreciação e amortização	22.493	-	1.125	23.618
Arrendamentos e aluguéis	3.303	-	1.178	4.481
Provisões operacionais (ii)	-	-	6.141	6.141
Provisões <i>impairment</i> (iii)	-	-	(78.133)	(78.133)
Provisões para litígios (iv)	-	-	47.070	47.070
Construção	-	57.903	-	57.903
(-) Recuperação de despesas	(403)	-	-	(403)
Perdas comerciais (v)	-	-	23.490	23.490
Outros (vi)	3.572	-	4.119	7.691
	<b>153.631</b>	<b>57.903</b>	<b>61.951</b>	<b>273.485</b>

**Companhia Energética do Piauí**  
**Demonstrações financeiras intermediárias em**  
**30 de junho de 2018**

	Custo de Operação	Custo de Construção	Despesas Operacionais	Total
Pessoal	49.389	-	19.556	68.945
Material	700	-	2.345	3.045
Serviços de terceiros	16.399	-	11.221	27.620
Depreciação e amortização	12.061	-	659	12.720
Arrendamentos e aluguéis	1.838	-	507	2.345
Provisões operacionais	-	-	(2.014)	(2.014)
Provisões <i>impairment</i>	-	-	(39.066)	(39.066)
Provisões para litígios	-	-	32.938	32.938
Construção	-	35.205	-	35.205
(-) Recuperação de despesas	(4)	-	-	(4)
Perdas comerciais	-	-	13.333	13.333
Outros	(1.369)	-	3.058	1.689
	<b>79.014</b>	<b>35.205</b>	<b>42.537</b>	<b>156.756</b>

- (i) Variação decorrente do aumento dos serviços de manutenção e conservação de rede de distribuição, corte e religação, abertura e conservação de faixa e despesas legais e judiciais.
- (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 e com a Companhia e águas e Esgotos do Piauí S/A - AGESPISA (Nota 20 iv, v)

## 27 Resultado financeiro

	01/01/2018 a 30/06/2018	01/04/2018 a 30/06/2018	01/01/2017 a 30/06/2017	01/04/2017 a 30/06/2017
<b>Receitas</b>				
Rendimento de aplicações financeiras	32	15	16	16
Acréscimos moratórios (i)	84.454	61.521	41.753	15.829
Variações monetárias ativas	87.620	81.493	5.608	2.764
Descontos financeiros	(8.986)	(9.606)	5.407	4.709
CVA (ii)	79.405	75.490	1.563	326
Total receitas	<b>242.525</b>	<b>208.913</b>	<b>54.347</b>	<b>23.644</b>
<b>Despesas</b>				
Encargos de dívida (iii)	(94.117)	(57.695)	(128.467)	(64.498)
Juros PEE e P&D	(1.956)	(985)	(2.941)	(1.372)
Multas	(4.265)	(4.265)	(753)	(164)
Variações monetárias passivas (iv)	(39.178)	(17.526)	(121.723)	(101.452)
Juros	(15.281)	(7.600)	(14.253)	(5.858)
Total despesas	<b>(154.797)</b>	<b>(88.071)</b>	<b>(268.137)</b>	<b>(173.344)</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>87.728</b>	<b>120.842</b>	<b>(213.790)</b>	<b>(149.700)</b>

- (i) Receita de acréscimos moratórios 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\$ 73.643 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*		Empresas geradoras do Grupo Eletrobras	Demais empresas geradoras	Totais
Gerador da energia				
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:

<b>Em 30 de junho de 2018</b>	<b>Menos de 1 ano</b>	<b>Entre 1 e 2 anos</b>	<b>Entre 2 e 5 anos</b>	<b>Acima de 5 anos</b>
Empréstimos e financiamentos	994.713	705.157	712.740	150.758
Fornecedores	185.401	-	-	-

### ***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 junho de 2018 se tal alta ocorresse:

Instrumentos financeiros Financiamentos e empréstimos	Valor 30/06/2018	Provável 2018 (% a.a.)	Índice (%)		Valor	
			Cenário I (+ 25%)	Cenário I (+ 50%)	Cenário I (+ 25%)	Cenário I (+ 50%)
FINEL	18.685	6,50	8,13	9,75	23.356	28.028
IPCA	163.002	3,89	4,86	5,84	203.753	244.503
RO/SELIC	1.209.250	6,60	8,25	9,90	1.511.563	1.813.875
DÓLAR	12.832	3,56	4,45	5,34	16.040	19.248
	<u>1.403.769</u>				<u>1.754.711</u>	<u>2.105.654</u>

### 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).

<b>Ativos financeiros (Circulante/Não circulante)</b>	<b>30/06/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
<b>Valor justo por meio de resultado</b>		
Caixa e equivalentes de caixa	22.330	11.547
Títulos e valores mobiliários	1.287	761
Ativo financeiro - concessões de serviço público	864.958	854.482
<b>Custo amortizado</b>		
Clientes	601.971	682.826
Direito de ressarcimento	17.255	19.562
Ativo financeiro (Parcela "A")	1.332.828	501.025
	<b><u>2.840.629</u></b>	<b><u>2.070.203</u></b>
<b>Passivos financeiros (Circulante/Não circulante)</b>		
<b>Mensurados ao custo amortizado</b>		
Financiamentos e empréstimos	2.563.368	2.322.825
Fornecedores	185.401	203.335
	<b><u>2.748.769</u></b>	<b><u>2.526.160</u></b>

### *Qualidade do crédito dos ativos financeiros*

<b>Recebíveis por classe</b>	<b>30/06/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
<b>Grupo I</b>		
Residencial	-	146.772
Rural	16.752	14.632
Poder público	14.187	22.675
Iluminação pública	-	20.221
Serviço público	32.315	25.333
	<b><u>63.871</u></b>	<b><u>229.633</u></b>
<b>Grupo II</b>		
Residencial	172.937	-
Industrial	8.050	13.047
Comercial	15.408	58.472
Iluminação Pública	39.529	-
Suprimento	5.291	3.377
Parcelamentos líquidos de PCLD	246.289	320.590
	<b><u>487.504</u></b>	<b><u>395.486</u></b>
<b>Grupo III</b>		
Renda não faturada (*)	50.596	57.719
	<b><u>601.971</u></b>	<b><u>682.826</u></b>

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 30/06/2018</u>		<u>01/01/2017 a 30/06/2017</u>	
	<b>Imposto de Renda</b>	<b>Contribuição Social</b>	<b>Imposto de Renda</b>	<b>Contribuição Social</b>
<b>Lucro (prejuízo) do exercício</b>	<b>461.511</b>	<b>461.511</b>	<b>(331.128)</b>	<b>(331.128)</b>
<b>Despesas não dedutíveis para fins fiscais</b>	<b>429.300</b>	<b>429.300</b>	<b>220.383</b>	<b>220.383</b>
Ações cíveis, fiscais e trabalhistas	140.869	140.869	57.485	57.485
Auto de infração ANEEL	4.035	4.035	2.220	2.220
Provisão para devedores duvidosos	155.529	155.529	26.988	26.988
Custo de construção - IFRIC 12	76.740	76.740	57.903	57.903
Prorrogação do salário maternidade	33	33	16	16
Multa por infração à legislação fiscal	2.136	2.136	19.551	19.551
Perdas não técnicas	49.958	49.958	56.220	56.220

**Companhia Energética do Piauí**  
 Demonstrações financeiras intermediárias em  
 30 de junho de 2018

	<u>01/01/2018 a 30/06/2018</u>		<u>01/01/2017 a 30/06/2017</u>	
	<b>Imposto de Renda</b>	<b>Contribuição Social</b>	<b>Imposto de Renda</b>	<b>Contribuição Social</b>
<b>Receitas não tributáveis para fins fiscais</b>	<b>304.507</b>	<b>304.507</b>	<b>270.225</b>	<b>270.225</b>
Reversão/pagamento de provisões	116.618	116.618	43.498	43.498
Receita de construção	76.740	76.740	57.903	57.903
Reversão de provisão para devedores duvidosos	82.019	82.019	20.847	20.847
Provisão <i>Impairment</i>	29.130	29.130	78.133	78.133
CVA	-	-	68.281	68.281
CVA - outras receitas financeiras	-	-	1.563	1.563
<b>Lucro (prejuízo) fiscal</b>	<b>586.304</b>	<b>586.304</b>	<b>(380.970)</b>	<b>(380.970)</b>
Compensação (30% do lucro fiscal)	(175.891)	(175.891)	-	-
Base de cálculo para IRPJ e CSLL	410.413	410.413	-	-
<b>Imposto de Renda (25%) e Contribuição Social (9%)</b>	<b>102.591</b>	<b>36.937</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
	<u>01/04/2018 a 30/06/2018</u>		<u>01/04/2017 a 30/06/2017</u>	
	<b>Imposto de Renda</b>	<b>Contribuição Social</b>	<b>Imposto de Renda</b>	<b>Contribuição Social</b>
<b>Lucro (Prejuízo) do exercício</b>	<b>698.393</b>	<b>698.393</b>	<b>(239.350)</b>	<b>(239.350)</b>
<b>Despesas não dedutíveis para fins fiscais</b>	<b>166.726</b>	<b>166.726</b>	<b>162.075</b>	<b>162.075</b>
Ações cíveis, fiscais e trabalhistas	18.161	18.161	43.241	43.241
Auto de infração ANEEL	539	539	2.220	2.220
Provisão para devedores duvidosos	70.839	70.839	5.630	5.630
Custo de construção - IFRIC 12	47.510	47.510	35.205	35.205
Prorrogação do salário maternidade	18	18	8	8
Multa por infração à legislação fiscal	2.136	2.136	19.551	19.551
Perdas não técnicas	27.523	27.523	56.220	56.220
<b>Receitas não tributáveis para fins fiscais</b>	<b>241.866</b>	<b>241.866</b>	<b>166.766</b>	<b>166.766</b>
Reversão/pagamento de provisões	104.647	104.647	27.876	27.876
Receita de construção	47.510	47.510	35.205	35.205
Reversão de provisão para devedores duvidosos	73.064	73.064	7.644	7.644
Provisão <i>Impairment</i>	16.645	16.645	39.066	39.066
CVA	-	-	56.469	56.469
CVA - outras receitas financeiras	-	-	326	326
<b>Lucro (Prejuízo) fiscal</b>	<b>623.253</b>	<b>623.253</b>	<b>(244.041)</b>	<b>(244.041)</b>

### 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:

	<b>30/06/2018</b>	<b>30/06/2017</b>
Prejuízos fiscais	1.139.316	2.287.976
Base negativa de contribuição social	1.004.180	2.130.744
	<b>2.143.496</b>	<b>4.418.720</b>

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:

	<b>01/01/2018 a 30/06/2018</b>	<b>01/01/2017 a 31/12/2017</b>	<b>01/01/2018 a 30/06/2018</b>	<b>01/01/2017 a 30/06/2017</b>	<b>01/04/2018 a 30/06/2018</b>	<b>01/04/2017 a 30/06/2017</b>
	<b>Ativo (Passivo)</b>	<b>Ativo (Passivo)</b>	<b>Receitas (Despesas)</b>	<b>Receitas (Despesas)</b>	<b>Receitas (Despesas)</b>	<b>Receitas (Despesas)</b>
<b>ELETROBRAS</b>						
Financiamentos e empréstimos	(2.044.801)	(1.991.292)	(80.272)	(120.061)	(47.948)	(59.821)
Adiantamento para futuro aumento de capital	(358.198)	(346.357)	(11.842)	-	(6.479)	-
Outros	140	1.150	410	438	221	220
	(2.402.859)	(2.336.499)	(91.704)	(119.623)	(54.206)	(59.601)
<b>CHESF</b>						
Energia comprada	(1.450)	(1.516)	(10.179)	(9.254)	(4.665)	(4.618)
Uso do sistema	(11.462)	(10.802)	(38.566)	(9.910)	(20.674)	(6.080)
Fornecimento	11	28	65	50	33	26
Dispêndios a reembolsar em curso	26	147	104	103	45	51
	(12.875)	(12.143)	(48.576)	(19.011)	(25.261)	(10.621)
<b>FURNAS</b>						
Energia comprada	(3.749)	(6.301)	(25.496)	(36.346)	(11.348)	(22.487)
Uso do sistema	(4.618)	(4.582)	(12.339)	(1.284)	(6.762)	(791)
	(8.368)	(10.883)	(37.835)	(37.630)	(18.110)	(23.278)
<b>CELG</b>						
Energia comprada	-	-	-	(8)	-	-
	-	-	-	(8)	-	-
<b>CGTEE</b>						
Energia comprada	(267)	(55)	(2.086)	(2.468)	(1.031)	(1.260)
Uso do sistema	(49)	(47)	(1)	(2)	-	(1)
	(316)	(102)	(2.087)	(2.470)	(1.031)	(1.261)
<b>ELETRONORTE</b>						
Energia comprada	(608)	(651)	(5.569)	(3.586)	(2.082)	(1.830)
Uso do sistema	(2.545)	(2.454)	(7.271)	(1.329)	(3.990)	(802)
Dispêndios a reembolsar em curso	-	204	-	-	-	-

**Companhia Energética do Piauí**  
*Demonstrações financeiras intermediárias em*  
*30 de junho de 2018*

	<b>01/01/2018 a 30/06/2018</b>	<b>01/01/2017 a 31/12/2017</b>	<b>01/01/2018 a 30/06/2018</b>	<b>01/01/2017 a 30/06/2017</b>	<b>01/04/2018 a 30/06/2018</b>	<b>01/04/2017 a 30/06/2017</b>
	<b>Ativo (Passivo)</b>	<b>Ativo (Passivo)</b>	<b>Receitas (Despesas)</b>	<b>Receitas (Despesas)</b>	<b>Receitas (Despesas)</b>	<b>Receitas (Despesas)</b>
Pessoal cedido	-	-	-	(48)	-	(48)
ELETROSUL	(3.153)	(2.901)	(12.840)	(4.963)	(6.072)	(2.680)
Energia comprada	(1.332)	(1.085)	(4.589)	(4.638)	(2.370)	(2.364)
Uso do sistema	(863)	(875)	(4.646)	(950)	(2.553)	(600)
ELETRONUCLEAR	(2.195)	(1.960)	(9.235)	(5.588)	(4.923)	(2.964)
Energia comprada	(2.205)	(2.053)	(13.579)	(12.367)	(6.812)	(6.223)
CEAL	(2.205)	(2.053)	(13.579)	(12.367)	(6.812)	(6.223)
Material emprestado	21	21	-	-	-	-
GCEN	(126)	(126)	-	-	-	-
Pessoal cedido	-	-	-	(119)	-	(119)
	(105)	(105)	-	(119)	-	(119)
AMAZONAS ENERGIA DISTRIBUIÇÃO						
Dispêndios a reembolsar em curso	69	185	182	164	98	83
Pessoal cedido	-	-	-	(243)	-	(243)
TV corporativa - LUME	(60)	(180)	(30)	(108)	(30)	(108)
	9	5	152	(187)	(68)	(268)
AMAZONAS GT	(87)	(90)	(483)	-	(264)	-
Uso do sistema	(87)	(90)	(483)	-	(264)	-
CERON						
Compartilhamento de despesas	(7)	(7)	-	(333)	-	(246)
Material emprestado	(1.187)	(1.448)	-	-	-	-
Pessoal cedido	-	(24)	(127)	(756)	-	(756)
	(1.194)	(1.479)	(127)	(1.089)	-	(1.002)
ELETROACRE						
Compartilhamento de Despesas	-	-	-	(20)	-	-
Material emprestado	(135)	(135)	-	-	-	-
Pessoal cedido	-	-	-	(20)	-	(20)
	(135)	(135)	-	(40)	-	(20)
SANTA VITÓRIA DO PALMAR						
Energia Comprada	(226)	-	(1.752)	-	(931)	-
	(226)	-	(1.752)	-	(931)	-
BOA VISTA ENERGIA S/A						
Material emprestado	17	17	-	-	-	-
Compartilhamento de Despesas	(187)	(187)	-	(62)	-	-
	(170)	(170)	-	(62)	-	-
	-	-	-	-	-	-
	<b>(2.433.879)</b>	<b>(2.368.514)</b>	<b>(218.065)</b>	<b>(203.157)</b>	<b>(117.541)</b>	<b>(108.037)</b>

### 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 30/06/2018	01/04/2018 a 30/06/2018	01/01/2017 a 30/07/2017	01/04/2017 a 30/06/2017
<b>Diretoria Executiva</b>				
Remunerações	389	194	488	238
Encargos sociais	142	69	69	14
Provisões e Gratificações	102	51	129	95
Outras	32	15	380	264
	<b>665</b>	<b>329</b>	<b>1.066</b>	<b>611</b>
<b>Conselho de Administração</b>				
Remunerações	42	21	37	16
Encargos sociais	9	5	8	4
Provisões e Gratificações	4	2	3	1
	<b>55</b>	<b>28</b>	<b>48</b>	<b>21</b>
<b>Conselho Fiscal</b>				
Remunerações	42	21	37	21
Encargos sociais	10	5	9	5
Provisões e Gratificações	4	2	4	2
	<b>56</b>	<b>28</b>	<b>50</b>	<b>28</b>

## 36 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 - Subestações	11/02/2017 a 11/02/2018	128.045	525
Riscos Nomeados - Almoxarifado Central	11/02/2017 a 11/02/2018	45.891	188
Riscos Nomeados - Prédios Administrativos e Conteúdos	11/02/2017 a 11/02/2018	32.945	135
Riscos Nomeados - Prédios Sistema Operacional	11/02/2017 a 11/02/2018	20.147	83
Riscos Nomeados - Equipamentos Eletrônicos e Informática	11/02/2017 a 11/02/2018	26.653	109
		<b>253.681</b>	<b>1.040</b>

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.

A Companhia mantinha o contrato de seguro patrimonial com as especificações acima e, considerando que o mesmo ainda tinha lastro temporal para prorrogação da sua vigência por mais dois períodos de 12 meses, a partir de 11/02/2018, optou-se por fazer aditamento de prazo por novo período. No entanto, a empresa contratada recusou-se formalmente a aceitar a prorrogação

da vigência alegando motivos de natureza técnica (rejeição motivada pelos sinistros ocorridos nos anos de 2015 e 2016 nas Subestações de Macaúba e de São João do Piauí e no almoxarifado central). Considerando a obrigatoriedade de se manter apólice de seguros dos ativos que, por razões de ordem técnica são essenciais à garantia e confiabilidade do sistema elétrico, encontra-se em andamento a realização de licitação na modalidade pregão eletrônico visando viabilizar a pretendida contratação de seguro patrimonial.

## **37 Eventos subsequentes**

### **Portaria MMM nº 301/2018**

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, definindo que na hipótese de alienação do controle societário não ocorrer até 31 de dezembro de 2018 e a empresa ser encaminhada para liquidação, ficando assegurada a neutralidade econômica das despesas totais incorridas pela empresa, entre 1º de agosto de 2018 e 31 de dezembro de 2018. Com base nesta prerrogativa, foi utilizada a data base de 31/12/2018 para fins de cálculo da parte do ativo financeiro rebifurcada para ativo intangível, bem como para projeção do fluxo de caixa na apuração do valor recuperável dos bens não vinculados à concessão.

### **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.

Esta operação está condicionada à homologação do resultado do referido leilão pela comissão de licitação em 20 de setembro de 2019.

**Processo judicial 0006403-92.2011.8.18.0140 - OFM SISTEMAS LTDA**

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.

**Postergação do Prazo de transferência do controle acionário das Distribuidoras Eletrobrás**

Em 30 de julho de 2018 foi realizada a 171ª Reunião da Assembleia Geral Extraordinária da Eletrobrás, onde aprovou a retificação do item 13 da decisão da 170ª Assembleia Geral Extraordinária, de 8 de fevereiro de 2018, naquilo que se refere ao prazo estabelecido pela 169ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 28 de dezembro de 2017, alterando para que a data da transferência do controle da Companhia Energética do Piauí ocorra até 31 de dezembro de 2018 observada a Resolução CPPI número 20/2017, alterada pelas Resoluções CPPI números 28, 29 e 36, e em atendimento à Portaria MME número 423/2016, alterada pela Portaria MME número 246/2018, a postergação do prazo de transferência do controle acionário da Distribuidora Companhia Energética do Piauí - CEPISA, implica que até a transferência da distribuidora para o novo controlador, todos os recursos necessários para operar, manter e fazer investimentos relacionados aos serviços públicos da respectiva distribuidora sejam providos pela tarifa, pela União ou pelos Fundos Setoriais, mantendo o equilíbrio econômico e financeiro das Distribuidoras, sem qualquer aporte de recursos, a qualquer título, pela Eletrobrás.

\* \* \*

Arquelau Siqueira Amorim Junior  
Diretor Presidente

Anthony Mercury Rosado Leitão  
Diretor de Gestão

Ronaldo Ferreira Braga  
Diretor Financeiro e Comercial

Cláudio Rubens Pinho Nilo  
Diretor de Regulação e Projetos  
Especiais

Hildegardo Santos Araújo  
Diretor de Operação e Expansão

Alexandra Furtado Freire Paes Landim  
Contadora CRC PI - 007971/O-6  
CPF 827.592.783-87