

# **Demonstrações Contábeis Anuais Completas**

**Enel Distribuição Ceará**  
**COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ**  
**2018**

26 de fevereiro de 2019

**Relatório da Administração**

**Demonstrações Contábeis**

**Notas Explicativas**

**Parecer do Auditor Independente**

**Declaração dos Diretores da Companhia**

**Manifestação do Conselho de Administração**

**Parecer do Conselho Fiscal**

**Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente**

**RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2018**

**Senhores Acionistas,**

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da Companhia Energética do Ceará - Coelce (“Enel Distribuição Ceará”, ou “Companhia”) submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as Demonstrações Contábeis da Companhia, com o relatório dos Auditores Independentes e o parecer do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2018 e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração dados consolidados em relação ao mesmo período de 2017, exceto quando especificado em contrário. Os dados operacionais marcados com (\*) não foram auditados pela auditoria independente BDO RCS Auditores Independentes S.S.

**1 AMBIENTE REGULATÓRIO\***

**Bandeiras Tarifárias**

A partir janeiro de 2015, as contas de energia incorporaram os efeitos do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha, que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. No ano de 2018, as bandeiras tarifárias tiveram os seguintes acréscimos:

**Bandeira verde:** condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.

**Bandeira amarela:** condições de geração menos favoráveis.

De 01/02/2016 à 31/01/2017: A tarifa sofreu acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;

De 01/02/2017 a 30/04/2018: A tarifa sofreu acréscimo de R\$ 2,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.203/2017);

A partir de 01/05/2018: A tarifa amarela sofreu redução e ficou estipulada em R\$ 1,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.392/2018).

**Bandeira vermelha:** condições mais custosas de geração.

De 01/09/2015 à 31/01/2016: A tarifa sofreu acréscimo de R\$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos;

De 01/02/2016 à 31/01/2017: A tarifa passou a ter dois patamares de acréscimo (R\$ 3,00 ou R\$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos);

De 01/02/2017 à 31/10/2017: A tarifa dos dois patamares passou a ser R\$ 3,00 (patamar 1) e R\$ 3,50 (patamar 2) para cada 100 kWh consumidos (REH 2.203/2017)

De 01/11/2017 a 30/04/2018: A tarifa da bandeira patamar 2 passou a ser R\$ 5,00 para cada 100 kWh consumidos (Audiência Pública 061/2017);

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

A partir de 01/05/2018: As tarifas passaram a ser R\$ 3,00 (patamar 1) e R\$ 5,00 (patamar 2) para cada 100 kWh consumidos (REH 2.392/2018).

As bandeiras tarifárias que vigoraram ao longo de 2018 e 2017, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2018	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela	Vermelha (Patamar 2)	Vermelha (Patamar 2)	Vermelha (Patamar 2)	Vermelha (Patamar 2)	Vermelha (Patamar 2)	Amarela	Verde
PLD gatilho - R\$/MWh	189,63	157,28	184,91	40,16	193,36	425,01	505,18	505,18	490,74	377,47	140,51	56,74

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o patamar da Bandeira Tarifária definido pela CCEE.

2017	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária	Verde	Verde	Amarela	Vermelha (Patamar 1)	Vermelha (Patamar 1)	Verde	Amarela	Vermelha (Patamar 1)	Amarela	Vermelha (Patamar 2)	Vermelha (Patamar 2)	Vermelha (Patamar 1)
CVU/PLD gatilho - R\$/MWh	128,65	179,74	279,04	426,99	447,61	155,85	237,71	513,51	411,92	698,14	533,82	201,51

CVU: Custo variável da última térmica despachada, válido de jan/17 a out/17; PLD Gatilho, válido em nov/17 e dez/17.

## Preço-Teto do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

Em 13 de dezembro de 2016, a Resolução Homologatória n.º 2.190 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2017. O PLD máximo foi fixado em R\$ 533,82/MWh e o valor mínimo em R\$ 33,68/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2017.

Em 22 de dezembro de 2017, a Resolução Homologatória n.º 2.364 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2018. O PLD máximo foi fixado em R\$ 505,18/MWh e o valor mínimo em R\$ 40,16/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2018.

Em 18 de dezembro de 2018, a Resolução Homologatória n.º 2.498 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2019. O PLD máximo foi fixado em R\$ 513,89/MWh e o valor mínimo em R\$ 42,35/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2019.

## Reajuste Tarifário Anual

De acordo com seu contrato de concessão, a Companhia teve o reajuste tarifário anual em 18 de abril de 2018. O reajuste tarifário médio foi de 4,96%, conforme homologado na Resolução Homologatória nº 2.383, de 17 de abril de 2018, com vigência até 21 de abril de 2019. Para os consumidores de baixa tensão, o aumento foi em torno de 3,80%. Já para os clientes de média e alta tensão, o reajuste foi em média de 7,96%.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## 2 PRINCIPAIS INDICADORES

Destaques do Período	Em 31 de Dezembro			
	2018	2017	Variação	Var. %
Receita Bruta (R\$ mil)	7.510.323	6.858.949	651.374	9,5%
Receita Líquida (R\$ mil)	5.102.244	4.594.419	507.825	11,1%
EBITDA (1) (R\$ mil)	722.882	792.824	(69.942)	-8,8%
Margem EBITDA (%)	14,17%	17,26%	-	-3,09 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	17,15%	20,33%	-	-3,18 p.p
EBIT (2) (R\$ mil)	517.853	618.449	(100.596)	-16,3%
Margem EBIT (%)	10,15%	13,46%	-	-3,31 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	364.520	435.779	(71.259)	-16,4%
Margem Líquida	7,14%	9,48%	-	-2,34 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	8,65%	11,17%	-	-2,52 p.p
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	11.783	11.462	321	2,8%
CAPEX (R\$ mil)*	911.981	716.401	195.580	27,3%
DEC (12 meses)*	10,14	8,78	1,36	15,5%
FEC (12 meses)*	5,57	5,37	0,20	3,7%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	99,30%	98,86%	-	0,44 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	14,25%	13,95%	-	0,30 p.p
Nº de Consumidores Totais*	4.118.271	4.016.768	101.503	2,5%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.133	1.163	(30)	-2,6%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	1.423	1.540	(117)	-7,6%
PMSO (3)/Consumidor*	152,82	149,95	3	2,0%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	497	540	(42)	-8,0%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros*	8.281	7.444	837	11,2%

(1) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (2) EBIT: Resultado do Serviço e (3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

## 3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Número de Consumidores*	Em 31 de Dezembro			
	2018	2017	Variação	Var. %
	(Unidades)			
Residencial - Convencional	1.880.850	1.839.600	41.250	2,2%
Residencial - Baixa Renda	908.094	853.990	54.104	6,3%
Industrial	5.465	5.876	(411)	-7,0%
Comercial	167.632	175.133	(7.501)	-4,3%
Rural	530.022	554.891	(24.869)	-4,5%
Setor Público	48.205	47.369	836	1,8%
<b>Mercado Cativo</b>	<b>3.540.268</b>	<b>3.476.859</b>	<b>63.409</b>	<b>1,8%</b>
Industrial	108	93	15	16,1%
Comercial	152	121	31	25,6%
Rural	8	8	-	-
<b>Clientes Livres</b>	<b>268</b>	<b>222</b>	<b>46</b>	<b>20,7%</b>
Revenda	2	2	-	-
Consumo Próprio	307	390	(83)	-21,3%
<b>Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados</b>	<b>3.540.845</b>	<b>3.477.473</b>	<b>63.372</b>	<b>1,8%</b>
Consumidores Ativos Não Faturados	577.426	539.295	38.131	7,1%
<b>Total - Número de Consumidores</b>	<b>4.118.271</b>	<b>4.016.768</b>	<b>101.503</b>	<b>2,5%</b>

A Companhia encerrou 2018 com um incremento de 2,5% em relação à quantidade de consumidores registrado em 2017. O acréscimo observado entre os períodos analisados

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda) e setor público, com mais 95.354 e 836 novos consumidores\*, respectivamente.

Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 376 milhões\*.

Venda e Transporte de Energia*	Em 31 de Dezembro			
	2018	2017	Variação	Var. %
	(GWH)			
Mercado Cativo	9.785	9.594	191	2,0%
Cientes Livres	1.998	1.868	130	7,0%
<b>Total - Venda e Transporte de Energia</b>	<b>11.783</b>	<b>11.462</b>	<b>321</b>	<b>2,8%</b>

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Enel Distribuição Ceará no ano de 2018 apresentou um incremento de 321 GWh em relação ao ano de 2017. Este crescimento é resultado de um efeito conjunto da (i) evolução observada no mercado cativo da Companhia de 191 GWh, e de (ii) um maior volume de energia transportada para os clientes livres no ano de 2018, 130 GWh superior ao registrado em 2017. Essa energia transportada gera uma receita para a Companhia através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

Venda de Energia no Mercado Cativo*	Em 31 de Dezembro			
	2018	2017	Variação	Var. %
	(GWH)			
Residencial - Convencional	3.273	3.166	107	3,4%
Residencial - Baixa Renda	1.099	1.025	74	7,2%
Industrial	703	748	(45)	-6,0%
Comercial	1.931	1.923	8	0,4%
Rural	1.239	1.239	0	0,0%
Setor Público	1.540	1.493	47	3,1%
<b>Total - Venda de Energia no Mercado Cativo</b>	<b>9.785</b>	<b>9.594</b>	<b>191</b>	<b>2,0%</b>

A venda de energia no mercado cativo da Companhia apresentou uma evolução de 2,0% no ano de 2018 quando comparado com 2017. O principal fator que ocasionou essa evolução no consumo foi o crescimento vegetativo do mercado cativo que adicionou 63.409 novos consumidores\* à base comercial cativa da Companhia.

Indicadores Operacionais e de Produtividade*	Em 31 de Dezembro			
	2018	2017	Variação	Var. %
DEC 12 meses (horas)	10,14	8,78	1,36	15,5%
FEC 12 meses (vezes)	5,57	5,37	0,20	3,7%
Perdas de Energia 12 meses (%)	14,25%	13,95%	-	0,30 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	99,30%	98,86%	-	0,44 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	1.423	1.540	(117)	-7,6%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	497	540	(42)	-8,0%
PMSO (1)/Consumidor	153	150	3	2,0%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	8.281	7.444	837	11,2%

(1) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia. Ambos os indicadores apresentaram um incremento em 2018 comparado a 2017, explicados, principalmente, por fatores externos, como a interrupção no Sistema Interligado Nacional,

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

que afetou o Norte e Nordeste do País em março/2018 e em função de diversas obras ocorridas no estado do Ceará, que implicaram em desligamentos do sistema para permitir a execução das mesmas. A ocorrência de muitas descargas atmosféricas, observadas principalmente no mês de dezembro/18 também impactaram esses indicadores de qualidade.

A Companhia investiu R\$ 257 milhões\* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses, e segue mantendo os indicadores melhores que os níveis exigidos pela Aneel (10,90 horas para o DEC e 7,79 vezes para o FEC).

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 14,25%\* em 2018, um acréscimo de 0,30 p.p. em relação às perdas registradas em 2017, de 13,95%\*. Este aumento é explicado, principalmente, pela retração da economia do estado que gerou um aumento no furto de energia, em conjunto com o efeito do aumento de perdas técnicas em função da maior carga requerida com o crescimento da demanda.

Em 2018, foi iniciado um plano de combate aos furtos de energia, com o objetivo de reduzir as perdas.

Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 54 milhões\* no combate às perdas.

## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Principais Contas de Resultado e Margens	Em 31 de Dezembro			
	2018	2017	Variação	Var. %
	(R\$ Mil)			
Receita Operacional Bruta	7.510.323	6.858.949	651.374	9,5%
Deduções à Receita Operacional	(2.408.079)	(2.264.530)	(143.549)	6,3%
Receita Operacional Líquida	5.102.244	4.594.419	507.825	11,1%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(4.584.391)	(3.975.970)	(608.421)	15,3%
EBITDA(1)	<b>722.882</b>	<b>792.824</b>	<b>(69.942)</b>	<b>-8,8%</b>
Margem EBITDA	14,17%	17,26%	-	-3,09 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	17,15%	20,33%	-	-3,18 p.p
EBIT(2)	517.853	618.449	(100.596)	-16,3%
Margem EBIT	10,15%	13,46%	-	-3,31 p.p
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(89.790)	(106.702)	16.912	-15,8%
Lucro Líquido	<b>364.520</b>	<b>435.779</b>	<b>(71.259)</b>	<b>-16,4%</b>
Margem Líquida	7,14%	9,48%	-	-2,34 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	8,65%	11,17%	-	-2,52 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)*	4,68	5,60	(0,92)	-16,7%

(1) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (2) EBIT: Resultado do Serviço

### Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia alcançou um incremento de R\$ 651 milhões em relação ao ano de 2017. Excluindo-se o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, em 2018, alcançou o montante de R\$ 6,62 bilhões, o que representa um aumento de 7,4% (R\$ 459 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 6,16 bilhões. Este aumento é o efeito líquido dos seguintes fatores:

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

Receita Operacional Bruta	Em 31 de Dezembro			Var. %
	2018	2017	Variação	
	(R\$ Mil)			
Fornecimento de Energia Elétrica	5.561.762	5.320.535	241.227	4,5%
Ativos e passivos financeiros setoriais	61.725	137.222	(75.497)	-55,0%
Subvenção Baixa Renda	210.102	200.012	10.090	5,0%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	250.483	249.949	534	0,2%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	279.722	183.110	96.612	52,8%
Receita de Construção	885.970	693.883	192.087	27,7%
Outras Receitas	260.559	74.238	186.321	>100,0%
<b>Total - Receita Operacional Bruta</b>	<b>7.510.323</b>	<b>6.858.949</b>	<b>651.374</b>	<b>9,5%</b>

### Variações relevantes

Fornecimento de Energia Elétrica (incremento de R\$ 241 milhões): este aumento está associado, principalmente, aos seguintes fatores: (i) efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2018, aplicado a partir de 22 de abril de 2018, que incrementou as tarifas da Companhia em 4,96% em média; e (ii) aumento de 2,0% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (9.785 GWh em 2018 versus 9.594 GWh em 2017).

Receita de uso da rede elétrica – consumidores livres - revenda (incremento de R\$ 97 milhões): deve-se, principalmente, ao aumento de 7,0% no volume de energia vendida para o mercado livre da Companhia (1.998 GWh em 2018 versus 1.868 GWh em 2017).

Outras Receitas (incremento de R\$ 186 milhões): em função, principalmente, da reclassificação da receita proveniente dos recursos de bandeiras tarifárias, de modo a atender o despacho N° 4.356/2017. No ano anterior esta receita estava registrada na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais, aliado ao aumento dessas receitas para cobrir maiores custos de energia em 2018.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

Ativos e passivos financeiros setoriais (redução de R\$ 75 milhões): esta redução deve-se, principalmente, a reclassificação da receita proveniente dos recursos de bandeiras tarifárias, de modo a atender o despacho N° 4.356/2017.

### Deduções da Receita

As deduções da receita em 2018 apresentaram um incremento de R\$ 144 milhões em relação ao ano anterior. Este aumento é o efeito das seguintes variações:

Deduções da Receita	Em 31 de Dezembro			Var. %
	2018	2017	Variação	
	(R\$ Mil)			
ICMS	(1.382.420)	(1.314.438)	(67.982)	5,2%
COFINS	(502.785)	(474.222)	(28.563)	6,0%
PIS	(109.157)	(102.956)	(6.201)	6,0%
<b>Total - Tributos</b>	<b>(1.994.362)</b>	<b>(1.891.616)</b>	<b>(102.746)</b>	<b>5,4%</b>
P&D	(41.166)	(38.354)	(2.812)	7,3%
Encargo Setorial CDE	(398.235)	(327.710)	(70.525)	21,5%
Outros impostos e contribuições a receita	(7.186)	(6.850)	(336)	4,9%
Ressarcimento P&D	32.870	-	32.870	-
<b>Total - Encargos Setoriais</b>	<b>(413.717)</b>	<b>(372.914)</b>	<b>(40.803)</b>	<b>10,9%</b>
<b>Total - Deduções da Receita</b>	<b>(2.408.079)</b>	<b>(2.264.530)</b>	<b>(143.549)</b>	<b>6,3%</b>

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

### Variações relevantes

Tributos (incremento de R\$ 103 milhões): Esta variação é resultado, principalmente, do aumento da base de cálculo para estes tributos, em função do incremento observado na receita bruta da Companhia entre os períodos analisados.

Encargos Setoriais (incremento de R\$ 40 milhões): Variação decorrente do aumento da quota de CDE, no qual destaca-se o incremento do orçamento da CDE – USO, conforme Resolução Homologatória Nº 2.368, de 9/2/2018, que aprovou as cotas anuais da CDE para o ano de 2018. Este efeito foi parcialmente compensado pela rubrica de Ressarcimento P&D, em função de devolução, pela União, do excedente de arrecadação do adicional de 0,3% sobre a Receita Operacional Líquida – ROL, instituído pela Lei nº 12.111/2009, que foi repassado às tarifas de energia elétrica, e recolhido ao Tesouro Nacional, no período de janeiro de 2010 a dezembro de 2012, visando ressarcir estados e municípios pela eventual perda de recolhimento do ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados na geração de energia elétrica, nos 24 meses seguintes à interligação dos respectivos Sistemas Isolados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

### **Custos e Despesas Operacionais**

Os custos e despesas operacionais em 2018 alcançaram R\$ 4.584 milhões, um incremento de R\$ 608 milhões em relação ao ano de 2017. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos do serviço e despesa operacional da Companhia, em 2018, alcançaram o montante de R\$ 3,70 bilhões, o que representa um aumento de 12,7% (R\$ 416 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 3,28 bilhões. Este incremento é o efeito das seguintes variações:

Custos do Serviço e Despesas Operacionais	Em 31 de Dezembro			Var. %
	2018	2017	Variação	
	(R\$ Mil)			
Energia elétrica comprada para revenda	(2.599.577)	(2.385.638)	(213.939)	9,0%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(278.178)	(144.647)	(133.531)	92,3%
<b>Total - Custos e Despesas Não Gerenciáveis</b>	<b>(2.877.755)</b>	<b>(2.530.285)</b>	<b>(347.470)</b>	<b>13,7%</b>
Pessoal	(167.017)	(161.338)	(5.679)	3,5%
Material e Serviços de Terceiros	(361.955)	(342.888)	(19.067)	5,6%
Depreciação e Amortização	(205.029)	(174.375)	(30.654)	17,6%
Custos de Desativação de Bens	(33.553)	(22.165)	(11.388)	51,4%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(49.429)	(33.044)	(16.385)	49,6%
Custo de Construção	(885.970)	(693.883)	(192.087)	27,7%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	5.342	(2.159)	7.501	<-100,0%
Receita de multas por impontualidade de clientes	47.285	47.034	251	0,5%
Outras Despesas Operacionais	(56.310)	(62.867)	6.557	-10,4%
<b>Total - Custos e Despesas Gerenciáveis</b>	<b>(1.706.636)</b>	<b>(1.445.685)</b>	<b>(260.951)</b>	<b>18,1%</b>
<b>Total - Custos do Serviço e Despesas Operacionais</b>	<b>(4.584.391)</b>	<b>(3.975.970)</b>	<b>(608.421)</b>	<b>15,3%</b>

### Variações relevantes

Custos e despesas não gerenciáveis (incremento de R\$ 347 milhões), considerando as linhas de Energia Elétrica Comprada para Revenda e Encargo do uso do sistema de transmissão, as quais são explicadas principalmente pelos seguintes motivos:

\* Valores não auditados pelos auditores independentes



- Energia Elétrica comprada para Revenda (incremento de R\$ 214 milhões): decorrente da apuração de maiores custos com compra de energia no terceiro trimestre de 2018 em função de maior demanda, reajustes contratuais e entrada de contratos de custo maior.
- Encargos do uso do sistema de transmissão (incremento de R\$ 134 milhões): se explica, basicamente, por incremento na tarifa do custo do uso do sistema de transmissão.

Custos e despesas gerenciáveis (incremento de R\$ 261 milhões). Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, em 2018, alcançaram o montante de R\$ 821 milhões, o que representa um aumento de 9,2% (R\$ 69 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 752 milhões:

(i) Aumento de 5,6% (R\$ 19 milhões) em materiais e serviços de terceiros em razão, basicamente, de aumento da atividade de operação e manutenção para assegurar a qualidade do serviço, além de maiores despesas com plano de combate ao furto de energia lançado em 2018.

(ii) Aumento de 17,6% (R\$ 31 milhões) em depreciação e amortização devido ao aumento da base de intangível e imobilizado, reflexo de maiores investimentos efetuados ao longo dos últimos anos.

(iii) Aumento de 51,4% (R\$ 11 milhões) no custo de desativação de bens em razão, principalmente, de uma maior desativação de bens no período analisado, oriundo do maior volume de investimentos realizados em 2018.

(iv) Aumento de 49,6% (R\$ 16 milhões) na rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, principalmente, para cobrir possíveis perdas com inadimplência de consumidores residenciais que possuem créditos vencidos há mais de 180 dias. Também foram provisionados créditos julgados como de difícil recebimento relativos a contribuição de iluminação pública por parte de algumas prefeituras.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

(v) Redução de R\$ 7 milhões nas Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas em função, principalmente, da avaliação de riscos de alguns processos cíveis, os quais envolviam acidentes na rede elétrica. A avaliação de risco desses processos passaram de provável para possível/remoto.

## **EBITDA e Margem EBITDA**

O EBITDA da Companhia em 2018 atingiu o montante de R\$ 723 milhões, o que representa uma redução de R\$ 70 milhões em relação ao ano de 2017. A margem EBITDA da Companhia em 2018 foi de 14,17%, com uma redução de 3,09 p.p. em relação a 2017. A margem EBITDA ex custo de construção da Companhia em 2018 foi de 17,15%, o que representa uma redução de 3,18 p.p. em relação a 2017.

De acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012, a divulgação do cálculo do EBITDA e do EBIT deve ser acompanhada da conciliação dos valores que os

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

compõem, constantes das demonstrações contábeis da companhia. Abaixo demonstra-se a conciliação dos cálculos acima citados:

Conciliação do EBITDA e do EBIT	Em 31 de Dezembro			
	2018	2017	Variação	Var. %
	(R\$ Mil)			
<b>Lucro Líquido do Período</b>	<b>364.520</b>	<b>435.779</b>	<b>(71.259)</b>	<b>-16,4%</b>
(+) Tributo sobre o Lucro (NE 30)	89.790	106.702	(16.912)	-15,8%
(+) Resultado Financeiro (NE 29)	63.543	75.968	(12.425)	-16,4%
<b>(=) EBIT</b>	<b>517.853</b>	<b>618.449</b>	<b>(100.596)</b>	<b>-16,3%</b>
(+) Depreciações e Amortizações (NE 28)	205.029	174.375	30.654	17,6%
<b>(=) EBITDA</b>	<b>722.882</b>	<b>792.824</b>	<b>(69.942)</b>	<b>-8,8%</b>

## Resultado Financeiro

As despesas financeiras líquidas da Companhia encerraram o ano de 2018 em R\$ 64 milhões, uma redução de R\$ 12 milhões em relação ao ano anterior. Esta redução decorre do efeito líquido das seguintes variações:

Resultado Financeiro	Em 31 de Dezembro			
	2018	2017	Variação	Var. %
	(R\$ Mil)			
Renda de aplicação financeira	4.997	9.562	(4.565)	-47,7%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	32.385	31.960	425	1,3%
Receita de ativo indenizável	59.482	41.331	18.151	43,9%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	14.865	-	14.865	-
Variações monetárias de dívida	1.979	2.165	(186)	-8,6%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	26.865	-	26.865	-
Outras receitas financeiras	12.328	8.030	4.298	53,5%
<b>Total - Receitas Financeiras</b>	<b>152.901</b>	<b>93.048</b>	<b>59.853</b>	<b>64,3%</b>
Variações monetárias de Dívida	(21.664)	(10.082)	(11.582)	>100,0%
Encargos de Dívidas	(88.448)	(94.149)	5.701	-6,1%
Encargos fundo de pensão	(8.348)	(10.570)	2.222	-21,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	-	(10.502)	10.502	-100,0%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(26.903)	(14.612)	(12.291)	84,1%
Atualização de Impostos, P&D/PEE	(4.246)	(2.742)	(1.504)	54,9%
Outras Multas	(1.486)	(10.635)	9.149	-86,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(29.691)	-	(29.691)	-
Outras despesas financeiras	(35.658)	(15.724)	(19.934)	>100,0%
<b>Total - Despesas Financeiras</b>	<b>(216.444)</b>	<b>(169.016)</b>	<b>(47.428)</b>	<b>28,1%</b>
<b>Total - Receitas e Despesas Financeiras</b>	<b>(63.543)</b>	<b>(75.968)</b>	<b>12.425</b>	<b>-16,4%</b>

## Variações relevantes

Receita de ativo indenizável (incremento de R\$ 18 milhões): A variação reflete o aumento do IPCA acumulado entre os períodos analisados (3,75% em 2018 versus 2,95% em 2017).

Variações monetárias de ativos e passivos setoriais - receitas/despesas (aumento de receita líquida em R\$ 25 milhões): Esta variação deve-se, principalmente, à constituição de mais ativos regulatórios, o que gerou uma maior receita de atualização financeira sobre esses ativos.

Outras Multas (redução de R\$ 9 milhões): Esta redução é explicada em função do menor registro de penalidades ocorridas em 2018. Em 2017, a companhia sofreu autos de

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

infração que resultou em despesas com multas, embora tenham sido solucionados com acordo entre as partes.

Encargos de Dívidas (redução de R\$ 6 milhões): Deve-se, principalmente, a capitalização de parte dos custos sobre os financiamentos de investimentos em curso em 2018 (R\$ 13 milhões), aliado a redução do CDI (6,47% em 2018 versus 10,05% em 2017). Este efeito foi parcialmente compensado pelo maior saldo médio de dívida entre os períodos analisados.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

Variações Monetárias de Dívida – receita/despesa (incremento de despesa líquida em R\$ 12 milhões): Esta variação é explicada principalmente pelo aumento do IPCA entre os anos comparados (3,75% em 2018 versus 2,95% em 2017).

Instrumento financeiro derivativo – hedge/swap – receita/despesa (incremento da despesa líquida em R\$ 3 milhões): Reflete a variação da marcação a mercado da ponta ativa e passiva dos derivativos (swaps) ocorrida entre os períodos.

Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas (incremento de R\$ 12 milhões): Variação decorrente de maior despesa com atualização monetária das provisões para contingências, principalmente, aquelas atualizadas pelo INPC, cuja variação foi de 3,43% em 2018 versus 2,07% em 2017.

Outras despesas financeiras (incremento de R\$ 20 milhões): Variação em função dos seguintes fatores: (i) aumento no volume e nos custos com prêmios de seguro garantia; (ii) maiores custos de transação e com fee de estruturação de debentures e (iii) aumento das ações de cobrança através de descontos na quitação de dívidas de clientes.

## Tributos e Outros

Tributos (IR/CSLL) e Outros	Em 31 de Dezembro			
	2018	2017	Variação	Var. %
	(R\$ Mil)			
IR e CSLL	(156.970)	(195.839)	38.869	-19,8%
Incentivo Fiscal SUDENE	73.348	95.878	(22.530)	-23,5%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(6.168)	(6.741)	573	-8,5%
<b>Total - Tributos e Outros</b>	<b>(89.790)</b>	<b>(106.702)</b>	<b>16.912</b>	<b>-15,8%</b>

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) em 2018 registraram uma redução de R\$ 17 milhões em relação ao ano de 2017. Esta variação decorre, principalmente, da redução da base de cálculo desses tributos.

## Lucro Líquido e Margem Líquida

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Companhia registrou em 2018 um lucro líquido de R\$ 365 milhões, valor R\$ 71 milhões inferior ao registrado no ano de 2017. A margem líquida em 2018 alcançou 7,14%. Excluindo-se a receita de custo de construção, a margem líquida da Companhia atingiu 8,65% (11,17% em 2017).

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

5 ENDIVIDAMENTO E LIQUIDEZ

Indicadores de Endividamento	Em 31 de Dezembro			Var. %
	2018	2017	Variação	
	(R\$ Mil)			
Dívida Bruta (R\$ mil)	1.888.271	1.291.089	597.182	46,3%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	163.815	236.482	(72.667)	-30,7%
<b>Dívida Líquida (R\$ mil)</b>	<b>1.724.456</b>	<b>1.054.607</b>	<b>669.849</b>	<b>63,5%</b>
Dívida Bruta / EBITDA(1)*	2,61	1,63	1,0	60,4%
EBITDA(1)* / Encargos de Dívida	6,51	7,77	(1,3)	-16,1%
Dívida Bruta / (Dívida Bruta + PL)	0,40	0,33	0,1	19,3%
Dívida Líquida / (Dívida Líquida + PL)	0,38	0,29	0,1	29,7%

(1) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações

A dívida bruta da Companhia encerrou o ano de 2018 em R\$ 1.888 milhões, um incremento de R\$ 597 milhões em relação a 2017. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas (R\$ 310 milhões de debentures, R\$ 150 milhões de Notas Promissórias, R\$ 261 milhões do BNB e R\$ 300 milhões intercompanhia), em conjunto com a correção monetária de 25 milhões e provisão de encargos de R\$ 102 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 450 milhões e R\$ 97 milhões.

A Companhia encerrou 2018 com o custo médio da dívida de 8,77% a.a., ou CDI + 2,16% a.a.

### Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 31 de dezembro de 2018, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 270 milhões em limites abertos de conta garantida e linha comprometida para utilização em operações de curto prazo.

### Classificação de Riscos (Rating)

Em 21 de fevereiro de 2018, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's Rating Services ("S&P") elevou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil de 'brAA-' para 'brAAA'. A perspectiva do rating de longo prazo é estável. A Companhia também possui Rating Nacional de Longo Prazo AAA (bra) atribuído pela Fitch Ratings, com perspectiva Estável, reafirmado em 21 de setembro de 2018. Nesta data, também foi reafirmado o mesmo rating à 6ª emissão de debêntures da Companhia.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

6 INVESTIMENTOS

Investimentos	Em 31 de Dezembro			Variação	Var. %
	2018	2017	(R\$ Mil)		
Novas Conexões	376.483	402.624	(26.141)	-6,5%	
Rede	311.765	185.227	126.539	68,3%	
Combate às Perdas	54.497	33.961	20.537	60,5%	
Qualidade do Sistema Elétrico	257.268	151.266	106.002	70,1%	
Outros	125.125	128.810	(3.685)	-2,9%	
Variação de Estoque	98.608	(259)	98.867	<-100,0%	
<b>Total Investido</b>	<b>911.981</b>	<b>716.401</b>	<b>195.580</b>	<b>27,3%</b>	
Aportes / Subsídios	(39.316)	(37.183)	(2.133)	5,7%	
<b>Investimento Líquido</b>	<b>872.665</b>	<b>679.219</b>	<b>193.447</b>	<b>28,5%</b>	

Os investimentos realizados pela Companhia em 2018 alcançaram R\$ 912 milhões, um incremento de R\$ 196 milhões em relação ao ano anterior. O maior volume de investimentos em 2018 foi direcionado à conexão de novos clientes seguido daqueles relacionados à qualidade do sistema elétrico e ao combate às perdas, que representaram juntos mais de 75% de todo o valor investido no período mencionado.

Excluindo os aportes e subsídios, os investimentos líquidos realizados pela Companhia atingiram R\$ 873 milhões em 2018.

7 RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL\*

Em 2018, a Enel Distribuição Ceará manteve seu compromisso com o desenvolvimento socioeconômico do estado do Ceará, reforçando que a sustentabilidade está na estratégia da empresa. Seu planejamento estratégico e seu Plano de Sustentabilidade estão integrados e são executados a partir das perspectivas dos principais públicos de relacionamento: acionistas, clientes, colaboradores, sociedade e fornecedores. O programa de sustentabilidade da Enel Brasil, Enel Compartilha, vem atuando para promover o consumo consciente e o acesso à energia a todas as pessoas, destacando-se o combate ao desperdício e ao uso irregular de energia. Impulsionar o desenvolvimento socioeconômico local, agregar ferramentas para melhoria da qualidade da educação de crianças e jovens, além de apoiar iniciativas que contribuam para o meio ambiente e o bem-estar das comunidades também são foco de sua atuação. Com estes projetos a empresa busca criar Valor Compartilhado e apoiar o alcance dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Social do ONU (ODS). As empresas Enel têm metas diretas para quatro deles: Educação de Qualidade (ODS 4), Energia Limpa e Acessível (ODS 7), Trabalho Decente e Crescimento Econômico (ODS 8) e Ação Contra a Mudança Global do Clima (ODS 13).

Dentro desse programa, a Enel Distribuição Ceará conta com diversos projetos, todos apoiados pelo Enel Compartilha Liderança em Rede, que atua com líderes comunitários de modo a facilitar o entendimento das necessidades e expectativas locais para o desenvolvimento dos projetos. Com o Enel Compartilha Cultura, a empresa apoia grandes eventos culturais, como feiras literárias e shows de artistas locais e nacionais em todo estado do Ceará. Os 72 projetos executados na Enel Distribuição Ceará beneficiaram mais de 2,4 milhões de pessoas, com um investimento de R\$ 38 milhões, gerando mais de R\$

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

1,7 milhão em renda extra para as comunidades. Com os recursos aplicados, permitiu-se oferecer aos cearenses – clientes e colaboradores, projetos de impacto relevante em suas vidas, especialmente para as comunidades de baixa renda. Também foram trocadas 57.693 lâmpadas ineficientes por lâmpadas mais econômicas e 4.550 refrigeradores antigos por aparelhos com selo A do Procel de forma totalmente gratuita. Entre os projetos realizados no ano, destacam-se:

**Ecoenel:** São realizadas parcerias com recicladores para que os clientes da empresa possam trocar seus resíduos por bônus da conta de luz. O projeto favorece a conscientização sobre o uso adequado dos recursos ambientais, incentivando a reciclagem e o uso consciente da energia. Em 2018, foram arrecadadas 4.7 mil toneladas de resíduos, que geraram um bônus total de cerca de R\$ 1 milhão, distribuídos a 19.510 clientes da Enel Distribuição Ceará.

**Plataforma Sinfonia do Amanhã:** Programa que visa fortalecer a educação musical nas regiões de atuação da Enel no Brasil, por meio de uma plataforma colaborativa entre instituições e projetos com esse foco, proporcionando o desenvolvimento e a conexão entre as 28 escolas participantes. O programa promove ainda o acesso à cultura, fortalecimento da cidadania e inclusão social dos beneficiados. Em 2018, a iniciativa promovida pela Enel Distribuição Ceará beneficiou mais de 156 mil pessoas, entre público das apresentações e alunos.

**Luz Solidária:** É um projeto de *crowdfunding* em que os clientes das empresas de distribuição da Enel recebem um incentivo em desconto nas lojas varejistas parceiras do programa para mudar um equipamento elétrico de sua casa por outro mais eficiente (como ar condicionados, geladeiras, freezer), concordando em entregar o antigo para a reciclagem e em contribuir financeiramente para um projeto social. Em 2018, foram concedidos cerca de R\$ 6,2 milhões em bônus, resultando em R\$ 570 mil em doações, que viabilizaram 18 projetos sociais. Foram beneficiados 4.766 clientes residenciais da Enel Distribuição Ceará com o bônus para troca de eletrodomésticos por modelos mais eficientes.

**Enel Compartilha Consumo Consciente:** Para promover o acesso à energia, o programa vai até a casa das pessoas ou em espaços comunitários para dialogar sobre o uso sustentável da energia elétrica e de outros recursos. Um outro equipamento desse programa que apoia a difusão do consumo consciente de energia, são as carretas customizadas com maquetes, jogos e animação sobre energia e meio ambiente, que ficam abertas ao público em praças públicas, promove concursos e sorteios de troca de equipamentos, como lâmpadas e geladeiras. Em 2018, 33.563 foram beneficiados através das iniciativas do programa.

**Enel Compartilha Oportunidade:** Promove o desenvolvimento social e econômico das regiões onde a empresa atua, desenvolve projetos de capacitação para o mercado de trabalho para jovens e adultos nas comunidades do entorno, cria redes de empregadores com as empresas contratadas em sua cadeia de valor e com outras empresas da região. O programa também emprega alguns desses jovens em suas atividades e identifica outras oportunidades de emprego, encaminhando-os e acompanhando seu desenvolvimento profissional. Em 2018, 1.656 pessoas foram beneficiadas pelo projeto.

**Enel Compartilha Empreendedorismo:** O programa desenvolve e apoia projetos que potencializam o desenvolvimento econômico de pessoas e grupos em comunidades de

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

baixa renda, estimulando a formação de redes e associações produtivas comunitárias, apoiando-os na qualificação de seus produtos, na criação de canais de venda, na formação para gestão e desenvolvimento de mercado, respeito ao meio ambiente e possível aporte de estrutura e insumos.

**Rede do Bem – Programa de Voluntariado Enel Brasil:** Desde 2012 a Rede do Bem promove ações de voluntariado, a fim de estimular a cidadania e criar um ambiente de cooperação entre os colaboradores da empresa com as comunidades. Em 2015 foi lançada a nova plataforma online do programa, que deu aos voluntários mais autonomia e interatividade dentro da Rede do Bem. O ano de 2018 foi marcado pelo lançamento da ação Mulheres de Energia, onde nossas colaboradoras engenheiras voluntárias se encontram com alunas de escolas e faculdades para encorajar as meninas a seguirem carreiras técnicas e de exatas, que são áreas, hoje, predominantemente masculinas e que carecem de mulheres atuantes. Além dessa ação, os voluntários também participaram de doação de alimentos, materiais de limpeza, brinquedos e agasalhos, festas do dia das crianças e de Natal. Na Enel Distribuição Ceará, 28 voluntários engajaram-se em ações que beneficiaram 310 pessoas.

**Programa de Cultura da Sustentabilidade “Ser – Sustentabilidade em Rede”:** Lançado em 2015, com o objetivo de criar e difundir a cultura de sustentabilidade em toda a cadeia de valor, o programa promove ações focadas na transformação dos espaços, dos processos e das pessoas na empresa. Em 2018 temas como direitos humanos, multiculturalidade, educação financeira, ética, voluntariado e cuidados com o meio ambiente, foram abordados nas 32 atividades, durante os quatro meses dedicados aos pilares Ser Humano, Ser Social, Ser Ambiental e Ser Econômico.

Em 2018 a companhia passou por um processo de recertificação das normas ISO 14001, OHSAS 18001 e ISO 9001, com ampliação de escopo nas três normas, acrescentando ainda a nova norma ISO 5001 (Gestão de Eficiência Energética), dentro de um sistema de gestão integrado.

## Sustentabilidade

**Guia Exame de Sustentabilidade 2018 –** A Enel Brasil recebeu dois prêmios oferecidos pela Revista Exame: Empresa Mais Sustentável do Setor Elétrico e Empresa Mais Sustentável do Brasil. O investimento massivo nas fontes renováveis de energia, a preocupação constante com as alterações climáticas e o desenvolvimento de mais de 250 projetos de geração de renda, eficiência energética, educação e reciclagem, levaram a empresa a receber esse reconhecimento.

**Empresa Pró-Ética 2017/2018 -** A Enel Brasil se mantém como uma das 23 empresas reconhecidas pelo Ministério da Transparência, Fiscalização e Controladoria-Geral da União (CGU) como uma empresa referência no questionário Empresa Pró-Ética, em sua segunda participação. A banca avaliadora inclui o Instituto Ethos, B3 (antiga BMF & Bovespa), Instituto ETCO e outras instituições relevantes. A nova avaliação será feita em 2019.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

**Empresa Amiga da Criança:** A Enel Brasil recebeu pelo 3º ano consecutivo este selo concedido pela Fundação Abrinq em reconhecimento ao engajamento no combate ao trabalho infantil em toda a cadeia produtiva e às políticas internas, que incentivam o ingresso de jovens no mercado de trabalho de forma protegida e respeitando a Lei da Aprendizagem.

**Prêmio Abradee 2018** – A Enel Distribuição Ceará ficou em primeiro lugar na categoria Responsabilidade Social na 20ª edição do Prêmio Abradee.

### Qualidade

**Enel Brasil está entre as 35 maiores empresas do país** - continuamos na lista da edição de 2018 do "Valor 1000", ranking elaborado pelo jornal Valor Econômico para classificar as maiores empresas do país, em 25 setores. A Enel avançou 23 posições em relação ao ano passado e ocupa o 35º lugar no ranking das 1000 maiores organizações.

### Cultura e Comunicação

**Prêmio ABERJE** – A Enel Brasil foi vencedora em duas categorias na regional Norte e Nordeste e uma no prêmio nacional da ABERJE (Associação Brasileira de Comunicação Empresarial), o maior reconhecimento de comunicação do país.

- Prêmio Regional Comunicação e Relacionamento com a Sociedade, com o case “Play Energy: corrida por um futuro melhor”;
- Prêmio Regional Comunicação e Organização de Eventos, com o case “Nova Olinda reúne passado, futuro e cultura sertaneja”;
- Prêmio Nacional na categoria Comunicação e Organização de Eventos, com o case “Nova Olinda reúne passado, futuro e cultura sertaneja”.

### Pessoas

**Melhores Empresas Para Trabalhar** – A Enel Brasil ficou entre 150 melhores empresas para se trabalhar no Brasil, em pesquisa feita pela revista Época e Great Place to Work. Ocupamos a posição 74º no ranking Nacional e o 9º lugar no ranking das melhores empresas do Estado do Rio de Janeiro.

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, destacamos que a Companhia firmou contrato com a BDO RCS Auditores Independentes, para prestação de serviços de auditoria de suas Demonstrações Contábeis Anuais, revisões das suas informações trimestrais e a certificação dos valores apresentados nas demonstrações contábeis regulatórias (DCR) para um período de 1 (um) ano, assim como contratou serviços de procedimentos previamente acordados para atender ao Despacho nº 514, da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, relativo ao Relatório de Controle Patrimonial - RCP.

A política de atuação da Companhia, bem como das demais empresas do Grupo Enel quanto à contratação de serviços não-relacionados à auditoria com o auditor independente, se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor independente.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes



**10 INFORMAÇÕES CORPORATIVAS**

<b>Diretoria Executiva</b>	
<b>Cargo</b>	<b>Diretores</b>
Diretor Presidente	Roberto Zanchi
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	Teobaldo José Cavalcante Leal
Diretor de Recursos Humanos e Organização	Carlos Ewandro Naegele Moreira
Diretor de Relações Institucionais	José Nunes de Almeida Neto
Diretora de Comunicação	Janaina Savino Vilella Carro
Diretor de Regulação	Luiz Antonio Correa Gazulha Junior
Diretora Jurídica	Déborah Meirelles Rosa Brasil
Diretora de Compras	Margot Frota Cohn Pires
Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle	Teobaldo José Cavalcante Leal
Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes	José Távora Batista
Diretor de Planejamento e Engenharia	Fernando Andrade
Diretora de Mercado	Márcia Sandra Roque Vieira Silva

<b>Conselho de Administração</b>	
<b>Cargo</b>	<b>Conselheiros</b>
Presidente	Mário Fernando de Melo Santos
Vice-Presidente	José Nunes de Almeida Neto
Conselheiro Efetivo	Monica Hodor
Conselheiro Efetivo	Ramón Francisco Castañeda Ponce
Conselheiro Efetivo	Francesco Amadei
Conselheiro Efetivo	Cristine de Magalhães Marcondes
Conselheiro Efetivo	Francisco Honório Pinheiro Alves
Conselheiro Efetivo	Fernando Antonio de Moura Avelino
Conselheiro Efetivo	Fernando Augusto Macedo de Melo
Conselheiro Efetivo	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Conselheiro Efetivo	Anna Brogi

<b>Conselho Fiscal</b>	
<b>Cargo</b>	<b>Conselheiros</b>
Conselheiro Efetivo	Antonio Cleber Uchoa Cunha
Conselheiro Efetivo	Jorge Parente Frota Junior
Conselheiro Efetivo	Julio Sergio Cardozo

**Relações com Investidores**

Isabel Regina Barroso de Alcântara

**Contador Responsável**

Franklin Natanael da Silva – CRC RJ 093216/O-0

Fortaleza, 26 de Fevereiro de 2019.  
**A Administração**

# COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

## Balancos patrimoniais Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

	Nota	31/12/2018	31/12/2017
Ativo			
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	95.835	154.276
Títulos e valores mobiliários	6	67.980	82.206
Consumidores e outras contas a receber	7	962.351	885.030
Ativos financeiros setoriais	10	201.567	124.961
Subvenção CDE - desconto tarifário	8	349.452	365.188
Tributos a compensar	9	78.995	74.342
Serviço em curso		20.789	41.618
Instrumentos financeiros derivativos - swap	20	337	-
Outros créditos		104.050	95.925
Total do ativo circulante		1.881.356	1.823.546
Não circulante			
Consumidores e outras contas a receber	7	12.291	7.585
Depósitos vinculados a litígios	24	41.357	41.676
Cauções e depósitos	12	38.564	25.485
Tributos a compensar	9	79.988	51.104
Serviço em curso		42.072	38.534
Tributos diferidos	30	48.029	67.064
Benefício fiscal	11	36.331	42.499
Instrumentos financeiros derivativos - swap	20	-	1.465
Outros créditos		194	194
Ativo indenizável (concessão)	13	1.888.440	1.383.764
Imobilizado	14	46.492	43.247
Intangível	15	2.014.986	1.738.968
Ativos contratuais	16	360.061	434.937
Total do ativo não circulante		4.608.805	3.876.522
Total do ativo		6.490.161	5.700.068

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

# COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

## Balancos patrimoniais Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

	Nota	31/12/2018	31/12/2017
Passivo			
Circulante			
Fornecedores	17	702.597	755.862
Empréstimos e financiamentos	19	673.973	314.375
Debêntures	20	1.761	147.121
Salários, provisões e encargos sociais		53.088	45.774
Obrigações fiscais	18	128.901	133.828
Dividendos a pagar	26	73.357	85.514
Taxas regulamentares	21	377.012	387.223
Benefícios pós-emprego	23	2.377	2.593
Instrumentos financeiros derivativos - swap		251	-
Outras obrigações		45.113	60.330
Total do passivo circulante		2.058.430	1.932.620
Não circulante			
Empréstimos e financiamentos	19	401.243	335.270
Debêntures	20	811.380	495.788
Passivos financeiros setoriais	10	7.010	6.874
Obrigações fiscais	18	8.197	10.052
Taxas regulamentares	21	68.464	85.540
Benefícios pós-emprego	23	112.102	99.047
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	24	160.406	151.655
Outras obrigações		289	308
Total do passivo não circulante		1.569.091	1.184.534
Patrimônio líquido	25		
Capital social		741.046	615.946
Reserva de capital		358.671	358.671
Reserva de lucros		1.689.900	1.607.279
Outros resultados abrangentes		222	1.018
Proposta de distribuição de dividendos adicionais		72.801	-
Total do patrimônio líquido		2.862.640	2.582.914
Total do passivo e patrimônio líquido		6.490.161	5.700.068

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

# COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

## Demonstrações do resultado

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017

(Em milhares de Reais)

	Notas	31/12/2018	31/12/2017
Receita líquida	27	5.102.244	4.594.419
Custo do serviço	28	(4.438.746)	(3.849.470)
Lucro operacional bruto		<u>663.498</u>	<u>744.949</u>
Receitas (despesas) operacionais			
Despesas com vendas	28	(58.405)	(47.767)
Despesas gerais e administrativas	28	(132.072)	(126.424)
Outras despesas operacionais	28	(5.318)	(2.337)
Outras receitas operacionais	28	50.150	50.028
Total de receitas (despesas) operacionais		<u>(145.645)</u>	<u>(126.500)</u>
Resultado do serviço público de energia elétrica		<u>517.853</u>	<u>618.449</u>
Resultado financeiro			
Receitas financeiras	29	152.901	93.048
Despesas financeiras	29	(216.444)	(169.016)
Total resultado financeiro		<u>(63.543)</u>	<u>(75.968)</u>
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social		<u>454.310</u>	<u>542.481</u>
Imposto de renda e contribuição social correntes	30	(137.909)	(174.583)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	30	(25.229)	(27.997)
Incentivo fiscal	30	73.348	95.878
Lucro líquido do exercício		<u>364.520</u>	<u>435.779</u>
Lucro líquido do exercício das operações continuadas		<u>364.520</u>	<u>435.779</u>
Lucro por ação - básico e diluído			
Ação ordinária		4,68202	5,59729
Ação preferencial - Classe A		4,96294	5,93313
Ação preferencial - Classe B		5,15022	6,15702

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

# COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

## Demonstrações do resultado abrangente Exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017 (Em milhares de Reais)

---

	Notas	31/12/2018	31/12/2017
Lucro líquido do exercício		364.520	435.779
Outros resultados abrangentes			
Perda atuarial em benefícios pós-emprego	23	(23.571)	(7.357)
Tributos diferidos sobre perda atuarial em benefícios pós-emprego	30	8.014	2.501
Ganho (perda) em instrumentos financeiros derivativos	29	(1.206)	1.543
Tributos diferidos sobre perda em instrumentos financeiros derivativos	30	410	(525)
Total de outros resultados abrangentes do exercício, líquidos de impostos		<u>348.167</u>	<u>431.941</u>

---

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

---

# COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

## Demonstrações das mutações do patrimônio líquido (Em milhares de Reais)

	Nota	Reservas de capital			Reservas de lucros					Lucros acumulados	Outros resultados abrangentes	Total
		Capital social	Reserva De ágio	Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	Incentivo fiscal- ADENE	Legal	Incentivo fiscal- SUDENE	Reforço de capital de giro	Proposta de distribuição de dividendos adicional			
Saldos em 31 de dezembro de 2016		554.946	221.188	31.160	106.323	48.845	645.387	628.057	77.550	-	-	2.313.456
Aprovação dos dividendos propostos		-	-	-	-	-	-	-	(77.550)	-	-	(77.550)
Aumento de capital	25	61.000	-	-	-	-	-	(61.000)	-	-	-	-
Perda atuarial em benefícios pós-emprego	23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.357)	(7.357)
Tributos diferidos s/ benefícios pós-emprego	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.501	2.501
Transferência para lucros acumulados		-	-	-	-	-	-	-	-	(4.856)	4.856	-
Ganho de instrumentos financeiros derivativos - swap	29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.543	1.543
Tributos diferidos s/ instrumentos financeiros derivativos - swap	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(525)	(525)
Lucro líquido do exercício	25	-	-	-	-	-	-	-	-	435.779	-	435.779
Reserva de lucros-incentivo fiscal-SUDENE	25	-	-	-	-	-	95.878	-	-	(95.878)	-	-
Dividendos expirados		-	-	-	-	-	-	-	-	56	-	56
Proposta da administração para destinação do lucro líquido		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendo mínimo obrigatório		-	-	-	-	-	-	-	-	(84.989)	-	(84.989)
Reserva de reforço de capital de giro	25	-	-	-	-	-	-	250.112	-	(250.112)	-	-
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>		<b>615.946</b>	<b>221.188</b>	<b>31.160</b>	<b>106.323</b>	<b>48.845</b>	<b>741.265</b>	<b>817.169</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.018</b>	<b>2.582.914</b>
Aumento de capital	25	125.100	-	-	-	-	-	(125.100)	-	-	-	-
Perda atuarial em benefícios pós-emprego	23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(23.571)	(23.571)
Tributos diferidos s/ benefícios pós-emprego	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.014	8.014
Transferência para lucros acumulados		-	-	-	-	-	-	-	-	(15.557)	15.557	-
Ganho de instrumentos financeiros derivativos - swap	29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.206)	(1.206)
Tributos diferidos s/ instrumentos financeiros derivativos - swap	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	410	410
Lucro líquido do exercício	25	-	-	-	-	-	-	-	-	364.520	-	364.520
Adoção inicial IFRS 9		-	-	-	-	-	-	-	-	4.330	-	4.330
Reserva de lucros-incentivo fiscal-SUDENE	25	-	-	-	-	-	73.348	-	-	(73.348)	-	-
Dividendos expirados	25	-	-	-	-	-	-	-	-	30	-	30
Proposta da administração para destinação do lucro líquido		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendo mínimo obrigatório	25	-	-	-	-	-	-	-	-	(72.801)	-	(72.801)
Dividendos adicionais propostos	25	-	-	-	-	-	-	-	72.801	(72.801)	-	-
Reserva de reforço de capital de giro	25	-	-	-	-	-	-	134.373	-	(134.373)	-	-
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2018</b>		<b>741.046</b>	<b>221.188</b>	<b>31.160</b>	<b>106.323</b>	<b>48.845</b>	<b>814.613</b>	<b>826.442</b>	<b>72.801</b>	<b>-</b>	<b>222</b>	<b>2.862.640</b>

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

# COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

## Demonstrações dos fluxos de caixa Exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017 (Em milhares de Reais)

	31/12/2018	31/12/2017
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Lucro líquido do exercício	364.520	435.779
Ajustes por		
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	49.429	33.044
Depreciação e amortização	223.400	189.570
Juros e variações monetárias	123.082	104.351
Ativos e passivos financeiros setoriais	(14.865)	10.502
Receita de ativo indenizável	(59.482)	(41.331)
Valor residual de intangível e imobilizado	18.497	26.546
Tributos e contribuições social diferidos	25.229	27.997
Perda de recebíveis de clientes	7.220	13.171
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	21.561	18.375
Benefício fiscal	6.168	6.741
Obrigações com benefício pós-emprego	10.240	13.400
Programas de P&D e de eficiência energética	41.166	38.354
	<u>816.165</u>	<u>876.499</u>
(Aumento) diminuição em ativos operacionais:		
Consumidores	(132.115)	(132.459)
Subvenção CDE - desconto tarifário	15.736	(93.858)
Ativos financeiros setoriais	(61.741)	(45.111)
Tributos a compensar	(33.537)	(11.916)
Cauções e depósitos	(13.079)	(35.753)
Depósitos vinculados a litígios	319	(3.876)
Outros créditos	9.166	(24.360)
Aumento (diminuição) em passivos operacionais:		
Fornecedores	(53.265)	258.555
Salários, provisões e encargos sociais	7.314	(1.975)
Obrigações fiscais	(4.900)	(8.605)
Passivos financeiros setoriais	136	(40.739)
Taxas regulamentares	(69.224)	61.960
Obrigações com benefícios pós-emprego	(20.972)	(8.482)
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(12.810)	(53.502)
Outras obrigações	(15.278)	10.423
Caixa líquido gerado (aplicado) pelas atividades operacionais	<u>(384.250)</u>	<u>(129.698)</u>
Fluxo de caixa das atividades de investimentos		
Aplicações no intangível e imobilizado	(891.473)	(714.817)
Títulos e valores mobiliários	14.226	2.018
Caixa líquido consumido pelas atividades de investimento	<u>(877.247)</u>	<u>(712.799)</u>
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Captação de Debêntures	310.000	495.536
Captação de empréstimos e financiamentos	1.030.904	505.000
Pagamentos de empréstimos e financiamentos	(620.656)	(652.200)
Pagamentos de juros de empréstimos e financiamentos	(43.675)	(75.958)
Pagamentos de debêntures	(149.431)	(142.956)
Pagamentos de juros de debêntures	(53.410)	(19.426)
Parcelamento especial	(1.882)	(2.864)
Pagamento de dividendos	(84.959)	(154.985)
Caixa líquido gerado (consumido) nas atividades de financiamento	<u>386.891</u>	<u>(47.853)</u>
Aumento (redução) líquido(a) de caixa e equivalentes de caixa	<u>(58.441)</u>	<u>(13.851)</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	154.276	168.127
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	<u>95.835</u>	<u>154.276</u>
Aumento (redução) líquido(a) de caixa e equivalentes de caixa	<u>(58.441)</u>	<u>(13.851)</u>

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações contábeis.

# COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

## Demonstrações do valor adicionado Exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016 (Em milhares de Reais)

	Notas	31/12/2018	31/12/2017
Geração de riquezas			
Receitas			
Venda de energia e serviços	27	6.624.353	6.165.066
Outras receitas		98.701	93.621
Receitas relativas à construção de ativos próprios	27	885.970	693.883
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	28	(49.429)	(33.044)
<b>Total de receitas</b>		<b>7.559.595</b>	<b>6.919.526</b>
Insumos adquiridos de terceiros			
Compra de energia	28	(2.599.577)	(2.385.638)
Encargos de uso da rede elétrica	28	(278.178)	(144.647)
Custo de construção	28	(885.970)	(693.883)
Material e serviços de terceiros	28	(361.955)	(342.888)
Outras despesas operacionais	28	(70.798)	(72.787)
<b>Total de insumos adquiridos de terceiros</b>		<b>(4.196.478)</b>	<b>(3.639.843)</b>
( = ) Valor adicionado bruto		3.363.117	3.279.683
( - ) Depreciação e amortização	28	(205.029)	(174.375)
( = ) Valor adicionado líquido		3.158.088	3.105.308
( + ) Valor adicionado recebido em transferência			
Receita financeira	29	152.901	93.048
( = ) Valor adicionado a distribuir		<b>3.310.989</b>	<b>3.198.356</b>
Distribuição do valor adicionado			
Pessoal			
Remunerações		123.675	113.133
FGTS		5.196	5.198
Outros encargos sociais		8.069	10.095
Previdência privada		8.893	9.859
Auxílio-alimentação		10.599	10.788
Convênio assistencial e outros benefícios		17.011	15.382
Participação nos resultados		17.383	16.070
		<b>190.826</b>	<b>180.525</b>
Impostos, taxas e contribuições			
Federal		1.211.997	1.176.013
Estadual		1.382.430	1.314.450
Municipal		2.860	2.358
( - ) Incentivos fiscais		(73.348)	(95.878)
		<b>2.523.939</b>	<b>2.396.943</b>
Remuneração de capitais de terceiros			
Juros e variações monetárias		110.112	104.231
Outras despesas financeiras		106.332	64.785
Aluguéis		15.260	16.093
		<b>231.704</b>	<b>185.109</b>
Remuneração de capitais próprios			
Dividendo mínimo obrigatório	25	72.801	84.989
Dividendos propostos	25	72.801	-
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE	25	73.348	95.878
Reserva de reforço de capital de giro	25	134.343	250.056
Retenção de Lucros	25	11.227	4.856
		<b>364.520</b>	<b>435.779</b>
<b>Total do valor adicionado distribuído</b>		<b>3.310.989</b>	<b>3.198.356</b>
Valor adicionado (médio) por empregado		2.922	2.750

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações contábeis.



# COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

## Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

---

### 1. Informações Gerais

A Companhia Energética do Ceará - Coelce (“Companhia”), sociedade por ações de capital aberto registrada na BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros com sede na Rua Padre Valdevino, nº 150, Fortaleza, Ceará, controlada pela Enel Brasil S.A. é uma concessionária do serviço público de energia elétrica, destinada a pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a distribuição de energia elétrica, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

A Companhia tem como área de concessão 184 municípios cearenses, que é regulada pelo contrato de Concessão de Distribuição nº 01/1998, com vencimento em dezembro de 2028.

Em 19 de fevereiro de 2019, a Diretoria Executiva da Companhia autorizou a conclusão das presentes demonstrações contábeis, submetendo-as nesta data à aprovação do Conselho de Administração e ao exame do Conselho Fiscal.

Com base na proposta do Conselho de Administração e na opinião do Conselho Fiscal, tais demonstrações contábeis serão submetidas à aprovação dos acionistas da Companhia.

### 2. Principais políticas contábeis

#### 2.1. Base de apresentação

As demonstrações contábeis foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”), e as normas internacionais de relatório financeiro (*International Financial Reporting Standards* (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB)), e evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela Administração na sua gestão.

As demonstrações contábeis foram elaboradas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens: Instrumentos financeiros - mensurados a valor justo por meio do resultado; instrumentos financeiros - custo amortizado; contingências e benefício a empregados.

**Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis  
Em 31 de dezembro de 2018  
(Em milhares de Reais)**

---

A preparação de demonstrações contábeis requer o uso de certas estimativas contábeis e também o exercício de julgamento por parte da Administração. Áreas consideradas significativas e que requerem maior nível de julgamento e estão sujeitas a estimativas incluem: receita não faturada, imposto de renda e contribuição social diferidos, perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros, e provisões para riscos tributários, ambientais, cíveis e trabalhistas, benefícios pós-emprego, intangível (amortização) e instrumentos financeiros.

As políticas contábeis significativas adotadas pela Companhia estão descritas nas notas explicativas específicas, relacionadas aos itens apresentados. Aquelas aplicáveis, de modo geral, em diferentes aspectos das demonstrações contábeis, estão descritas a seguir.

A Administração afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão da Companhia.

**2.2. Conversão de saldos e transações em moeda estrangeira**

As demonstrações Contábeis são preparadas em reais (R\$), moeda funcional utilizada pela Companhia.

As transações em moeda estrangeira, ou seja, qualquer moeda diferente da moeda funcional, são registradas de acordo com as taxas de câmbio vigentes na data de cada transação. No final o período a que se refere o relatório, os itens monetários em moeda estrangeira são reconvertidos pelas taxas vigentes no fim do exercício. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado, as exceções são as transações cujos ganhos e perdas são reconhecidas no resultado abrangente.

**2.3. Instrumentos financeiros**

A Companhia adotou o CPC 48/IFRS 9 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. Eventuais diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiro resultantes da adoção inicial do CPC 48/IFRS 9 foram reconhecidas nos lucros acumulados.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

---

#### Classificação - Ativos e passivos financeiros

O CPC 48/IFRS 9 contém três principais categorias de classificação para ativos financeiros: mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA) e ao valor justo por meio do resultado (VJR). A norma elimina as categorias existentes no CPC 38/IAS de mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda.

Os novos requerimentos de classificação produziram impactos na contabilização dos ativos e passivos da Companhia, conforme demonstrado abaixo:

	Valor contábil original de acordo com CPC 38 / IAS39 em 31 de dezembro de 2017	Novo valor contábil de acordo com CPC 48 / IFRS 9 em 1º de janeiro de 2018
	Categoria	Categoria
<b>Ativo</b>		
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	Valor justo por meio de resultado
Titulos e valores mobiliários	Valor justo por meio de resultado	Valor justo por meio de resultado
Cauções e depósitos	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Consumidores	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Consumidores - serviços prestados	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Instrumentos financeiros derivativos - Swap	Empréstimos e recebíveis	Valor justo por meio de resultado
Ativos financeiros setoriais	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Ativo indenizável (concessão)	Disponível para venda	Valor justo por meio de resultado
<b>Passivo</b>		
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Outros passivos financeiros	Custo amortizado
Debêntures em moeda nacional	Outros passivos financeiros	Custo amortizado
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Outros passivos financeiros	Custo amortizado
Passivos financeiros setoriais	Outros passivos financeiros	Custo amortizado
Instrumentos financeiros derivativos - Swap	Outros passivos financeiros	Valor justo por meio de resultado
Fornecedores	Outros passivos financeiros	Custo amortizado

#### Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros

Um ativo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um ativo financeiro ou parte de um grupo de ativos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferiu os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumiu uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de “repasse”; e (i) a Companhia transferiu substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (ii) a Companhia não transferiu nem reteve substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferiu o controle sobre o ativo.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

---

#### Desreconhecimento/(baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro é baixado quando a obrigação for revogada, cancelada ou expirar.

Quando um passivo financeiro existente for substituído por outro do mesmo mutuante com termos substancialmente diferentes, ou os termos de um passivo existente forem significativamente alterados, essa substituição ou alteração é tratada como baixa do passivo original e reconhecimento de um novo passivo, sendo a diferença nos correspondentes valores contábeis reconhecida na demonstração do resultado.

#### Redução ao valor recuperável (*impairment*) - Ativos financeiros e ativos contratuais:

O CPC 48/IFRS 9 substitui o modelo de “perdas incorridas” do CPC 38/IAS 39 por um modelo prospectivo de “perdas de crédito esperadas”. O novo modelo de perdas esperadas se aplicará aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado ou ao Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes - VJORA, com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais e ativos contratuais. As provisões para perdas esperadas foram mensuradas com base nas perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro. As perdas estimadas foram calculadas com base na experiência real de perda de crédito nos últimos três anos. A Companhia realizou o cálculo das taxas de perda separadamente para cada segmento de clientes (corporativo, grandes clientes e administração pública). Além disso, quando aplicável, foram consideradas as mudanças no risco de crédito seguindo avaliações de crédito externas publicadas.

	Saldo contábil originalmente apresentado em 31.12.2017	Valor da adoção	Ajuste de transição		Saldo líquido de impostos
			(lucros acumulados)	IR/CS sobre adoção	
PECLD energia	247.244	235.132	(12.112)	(4.118)	(7.994)
PECLD não energia	34.237	39.788	5.551	1.887	3.664
Contas a receber	281.481	274.920	(6.561)	(2.231)	(4.330)

### **Instrumentos financeiros derivativos e contabilidade de hedge**

Inicialmente, os derivativos são reconhecidos pelo valor justo na data em que um contrato de derivativos é celebrado e são, subsequentemente, remensurados ao seu valor justo. O método para reconhecer o ganho ou a perda resultante depende do fato do derivativo ser designado ou não como um instrumento de hedge nos casos de adoção da contabilidade de hedge (hedge accounting). Sendo este o caso, o método depende da natureza do item que está sendo protegido por hedge. A Companhia adota a contabilidade de hedge (hedge accounting) e designa certos derivativos como:

- Hedge do valor justo de ativos ou passivos reconhecidos ou de um compromisso firme (hedge de valor justo);
- Hedge de um risco específico associado a um ativo ou passivo reconhecido ou uma operação prevista altamente provável (hedge de fluxo de caixa);
- Hedge de um investimento líquido em uma operação no exterior (hedge de investimento líquido).

#### **(a) Hedge de valor justo**

As variações no valor justo de derivativos designados e qualificados como hedge de valor justo são registradas na demonstração do resultado, com quaisquer variações no valor justo do ativo ou passivo protegido por hedge que são atribuíveis ao risco protegido. A Companhia só aplica a contabilidade de hedge de valor justo para se proteger contra o risco de juros fixos de empréstimos. O ganho ou perda relacionado com a parcela efetiva de swaps de taxa de juros para proteção contra empréstimos com taxas fixas é reconhecido na demonstração do resultado como "Despesas financeiras". O ganho ou perda relacionado com a parcela não efetiva é reconhecido na demonstração do resultado como "Outros ganhos (perdas), líquidos". As variações no valor justo dos empréstimos com taxas fixas protegidas por hedge, atribuíveis ao risco de taxa de juros, são reconhecidas na demonstração do resultado como "Despesas financeiras".

Se o hedge não mais atender aos critérios de contabilização do hedge, o ajuste no valor contábil de um item protegido por hedge, para o qual o método de taxa efetiva de juros é utilizado, é amortizado no resultado durante o período até o vencimento.

**(b) Hedge de fluxo de caixa**

A parcela efetiva das variações no valor justo de derivativos designados e qualificados como hedge de fluxo de caixa é reconhecida no patrimônio líquido, na conta "Ajustes de avaliação patrimonial". O ganho ou perda relacionado com a parcela não efetiva é imediatamente reconhecido na demonstração do resultado como "Outros ganhos (perdas), líquidos".

A parcela efetiva das variações no valor justo de derivativos designados e qualificados como hedge de fluxo de caixa é reconhecida na reserva de hedge de fluxo de caixa, no patrimônio líquido. Os ganhos ou as perdas relacionadas com a parcela não efetiva são imediatamente reconhecidos no resultado, em outras receitas (despesas).

Quando os contratos a termo são usados como hedge das transações previstas, o grupo geralmente designa apenas a mudança no valor justo do contrato a termo relacionado ao componente à vista como o instrumento de hedge. Os ganhos ou perdas relacionadas à parcela efetiva da mudança no componente à vista dos contratos a termo são reconhecidos no patrimônio líquido como reserva de hedge de fluxo de caixa. A mudança no componente a termo do contrato relacionado ao item protegido é reconhecida, no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes como custos da reserva de hedge. Em alguns casos, a Companhia pode designar toda a mudança no valor justo do contrato a termo (incluindo pontos a termo) como o instrumento de hedge. Nesses casos, os ganhos ou perdas relacionadas à parcela efetiva da mudança no valor justo de todo o contrato a termo são reconhecidos no patrimônio líquido como reserva de hedge de fluxo de caixa.

Os valores acumulados no patrimônio líquido são reclassificados nos períodos em que o item protegido afetar o resultado, conforme segue.

Os ganhos ou perdas relacionadas à parcela efetiva dos swaps de taxa de juros que protegem os empréstimos a taxas variáveis são reconhecidos na Demonstração do resultado como despesas financeiras ao mesmo tempo que as despesas de juros sobre os empréstimos protegidos.

Quando um instrumento de hedge vence, é vendido ou extinto; ou quando um hedge não mais atende aos critérios da contabilidade de hedge, todo ganho ou perda acumulado diferido e os custos de hedge diferidos existentes no patrimônio, naquele momento, permanecem no patrimônio até que a transação prevista ocorra, resultando no reconhecimento de um ativo não financeiro, como um estoque. Quando não se espera mais que uma operação prevista ocorra, o ganho ou a perda cumulativa e os custos de hedge diferidos que haviam sido apresentados no patrimônio líquido são imediatamente reclassificados para o resultado.

#### **(c) Hedge de investimento líquido**

As operações de hedge de investimentos líquidos em operações no exterior são contabilizadas de modo semelhante às de hedge de fluxo de caixa.

Qualquer ganho ou perda do instrumento de hedge relacionado com a parcela efetiva do hedge é reconhecido no patrimônio líquido, na conta "Ajustes de avaliação patrimonial". O ganho ou perda relacionado com a parcela não efetiva é imediatamente reconhecido na demonstração do resultado em "Outros ganhos (perdas), líquidos".

Os ganhos e as perdas acumulados no patrimônio são incluídos na demonstração do resultado quando a operação no exterior for parcial ou integralmente alienada ou vendida.

#### **Ineficácia do hedge**

A eficácia de hedge é determinada no surgimento da relação de hedge e por meio de avaliações periódicas prospectivas de eficácia para garantir que exista uma relação econômica entre o item protegido e o instrumento de hedge.

No caso de hedges de compras em moeda estrangeira, o Grupo contrata operações de hedge quando os termos essenciais do instrumento de hedge correspondem exatamente aos termos do item protegido. Portanto, o Grupo realiza uma avaliação qualitativa de eficácia. Se houver mudanças nas circunstâncias que afetem os termos do item protegido de tal forma que os termos essenciais deixem de corresponder, de forma exata, aos termos essenciais do instrumento de hedge, o Grupo utilizará o método derivativo hipotético para avaliar a eficácia.

Nos hedges de compras em moeda estrangeira, a ineficácia pode ocorrer se o período da transação prevista for alterado em relação ao período estimado originalmente, ou se houver mudanças no risco de crédito ou na contraparte do derivativo.

A ineficácia do hedge de swaps de taxa de juros pode ocorrer devido:

- Ao ajuste do valor de crédito/valor de débito nos swaps de taxa de juros que não é igualado pelo empréstimo;
- Diferenças nos termos essenciais entre os swaps de taxa de juros e os empréstimos.

#### **Compensação de instrumentos financeiros**

Ativos e passivos financeiros são apresentados líquidos no balanço patrimonial se, e somente se, houver um direito legal corrente e executável de compensar os montantes reconhecidos e se houver a intenção de compensação, ou de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

#### **2.4. Ativos e passivos financeiros setoriais**

Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL decidiu aditar os contratos de concessão e permissão, das Companhias de distribuição de energia elétrica brasileiras, com vistas a eliminar eventuais incertezas, até então existentes quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica - Parcela A (CVA) e outros componentes financeiros. No termo de aditivo, o órgão regulador garante que os valores de CVA e outros componentes financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

Como consequência, foi emitido pelo CPC a Orientação Técnica - OCPC08 (“OCPC08”) que teve por objetivo tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação destes ativos ou passivos financeiros que passam a ter a característica de direito (ou obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro a uma contraparte claramente identificada.

De acordo com a OCPC 08, o aditamento aos Contratos de Concessão, representou um elemento novo que eliminou, a partir da adesão (assinatura) das Concessionárias aos referidos contratos, as eventuais incertezas quando à probabilidade de realização do ativo ou exigibilidade do passivo desses itens originados das discussões tarifárias entre as entidades e o regulador, e que até então eram consideradas impeditivas para o reconhecimento desses ativos e passivos.



Por se tratar de evento novo, a Companhia efetuou o reconhecimento dos saldos de CVA e outros componentes financeiros de forma prospectiva, a partir da assinatura dos respectivos aditivos contratuais. O registro dos valores a receber foi efetuado em contas de ativo em contrapartida ao resultado deste exercício na rubrica de receita de vendas de bens e serviços.

## 2.5. Ativo indenizável (concessão)

O ativo financeiro indenizável da concessão corresponde à parcela estimada dos investimentos realizados na infraestrutura do serviço público que não será totalmente amortizada até o final da concessão. A Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público

Os ativos financeiros relacionados ao contrato da concessão são classificados como disponíveis para venda e nos exercícios apresentados, foram valorizados com base na BRR - Base de Remuneração Regulatória, conceito de valor de reposição, que é o critério utilizado pela ANEEL para determinar a tarifa de energia das distribuidoras.

A Companhia classifica a atualização do ativo financeiro indenizável da concessão no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim, por refletir mais apropriadamente o modelo de seu negócio de distribuição de energia elétrica e propiciar uma melhor apresentação quanto a sua posição patrimonial e seu desempenho.

Uso de estimativas:

A Revisão Tarifária da Companhia ocorre a cada 4 anos, e somente nessa data, a Base de Remuneração é homologada pela ANEEL por meio do novo valor de reposição - "VNR" depreciado. Entre os períodos de Revisão Tarifária, a Administração, utilizando o critério determinado pela ANEEL, aplica o IPCA como fator de atualização da Base de Remuneração. O ativo financeiro da concessão é mensurado em função da referida base de remuneração e leva em consideração as alterações no fluxo de caixa estimado, tomando por base principalmente os fatores como novo preço de reposição e atualização pelo IPCA. Cabe lembrar que o critério definido pela ANEEL atribui valor à infraestrutura do concessionário, sendo o valor do ativo financeiro uma representação da parcela dessa infraestrutura que não estará amortizado ao final do prazo da concessão. Portanto, esse ativo financeiro é intrinsecamente vinculado à infraestrutura, por sua vez, tem seus critérios de avaliação definidos pela ANEEL. Esses critérios podem ser modificados pela ANEEL.

A Administração da Companhia considera bastante reduzido o risco de crédito do ativo financeiro da concessão, visto que o contrato firmado assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente. Dessa forma, nenhuma perda para redução ao provável valor de recuperação é necessária.

## **2.6. Intangível**

A Companhia reconhece como um ativo intangível o direito de cobrar dos usuários pelos serviços prestados de distribuição de energia - contratos de concessão.

O ativo intangível é demonstrado ao custo de aquisição e/ou de construção, incluindo a margem de construção. O ativo intangível tem sua amortização iniciada quando este está disponível para uso, em seu local e na condição necessária para que seja capaz de operar da forma pretendida pela Companhia.

As parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados até o final da concessão, são classificadas como um ativo indenizável com base nas características estabelecidas no contrato de concessão, onde a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de Concessão.

A amortização do ativo intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos pela Companhia. O padrão de consumo dos ativos tem relação com sua vida útil econômica nas quais os ativos construídos pela Companhia integram a base de cálculo para mensuração da tarifa de prestação dos serviços de concessão. A amortização é calculada usando o método linear para alocar seus custos aos seus valores residuais durante a vida útil estimada.

## **2.7. Imposto de Renda e Contribuição Social**

O imposto de renda e a contribuição social do exercício corrente e diferido são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real.

A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos correntes e diferidos. Os impostos corrente e diferido são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados à combinação de negócios, ou a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido ou em outros resultados abrangentes.

**a) Imposto corrente**

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber estimado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores. Ele é mensurado com base nas taxas de impostos decretadas na data do balanço.

O imposto corrente ativo e passivo são compensados somente se a Companhia tiver o direito legal executável para compensar os valores reconhecidos e pretender liquidar em bases líquidas ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

**b) Imposto diferido**

O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins de demonstrações contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação.

Um imposto de renda ativo e contribuição social diferido são reconhecidos em relação aos prejuízos fiscais, créditos fiscais e diferenças temporárias dedutíveis não utilizados, na extensão em que seja provável que lucros futuros tributáveis estarão disponíveis, contra os quais serão utilizados. Estes ativos são revisados a cada data de balanço e são reduzidos na extensão em que sua realização não seja mais provável.

O imposto diferido é mensurado com base nas alíquotas que se espera aplicar às diferenças temporárias quando elas forem revertidas, baseando-se nas alíquotas que foram decretadas ou substantivamente decretadas até a data do balanço, de forma a refletir as consequências tributárias que seguiriam a maneira sob a qual a Companhia espera recuperar ou liquidar o valor contábil de seus ativos e passivos.

O imposto diferido ativo e passivo são compensados somente se atenderem os critérios estabelecidos na norma contábil específica.

**2.8. Benefício a empregados - Planos de benefício definido**

A obrigação líquida é calculada separadamente para cada plano por meio da estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados no exercício atual e em exercícios anteriores. Esse benefício é descontado para determinar o seu valor presente. O cálculo da obrigação de plano de benefício definido é realizado anualmente por um atuário qualificado independente utilizando o método de crédito unitário projetado.

Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis  
Em 31 de dezembro de 2018  
(Em milhares de Reais)

---

O déficit/superávit é calculado deduzindo-se o valor justo dos ativos do plano. Quando o cálculo resulta em um potencial ativo, o ativo a ser reconhecido é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições ao plano. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos são levadas em consideração quaisquer exigências de custeio mínimas aplicáveis, incluindo contratos de dívidas assumidas pela Companhia com os planos.

As remensurações da obrigação líquida de benefício definido, que incluem: ganhos e perdas atuariais sobre as obrigações, o retorno dos ativos do plano (excluindo os valores considerados no custo dos juros líquidos) e o efeito do teto do ativo (se houver, excluindo os valores considerados no custo dos juros líquidos), são reconhecidos em outros resultados abrangentes. Os juros líquidos sobre o passivo de benefício definido e o custo do serviço são reconhecidos na demonstração do resultado do exercício. A Companhia determina os juros líquidos sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido no período com base na taxa de desconto utilizada na mensuração da obrigação de benefício definido e no passivo de benefício definido, ambos conforme determinados no início do exercício a que se referem as demonstrações contábeis, levando em consideração quaisquer mudanças no valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido durante o período em razão de pagamentos de contribuições e benefícios.

O custo do serviço é calculado de acordo com o método de crédito unitário projetado, adotado no cálculo da obrigação atuarial, líquido de contribuições realizadas por participantes.

Quando os benefícios de um plano são incrementados, a porção do benefício incrementado relacionada a serviços passados prestados pelos empregados é reconhecida imediatamente no exercício em que ocorrem no resultado, como parcela do custo do serviço, bem como os ganhos e perdas anteriormente reconhecidos em outros resultados abrangentes são reconhecidos no resultado do exercício na liquidação do respectivo plano.

## **2.9. Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas**

As provisões para contingências (trabalhista, cíveis e tributárias) são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente ou não formalizada como resultado de eventos passados; é provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação e o valor tiver sido estimado com segurança.

As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, usando uma taxa antes de impostos, a qual reflita as avaliações atuais de mercado do valor temporal do dinheiro e dos riscos específicos da obrigação. O aumento da obrigação em decorrência da passagem do tempo é reconhecido como despesa *financeira*.

#### 2.10. Subvenções governamentais

Subvenções governamentais são reconhecidas quando houver certeza de que o benefício será recebido e que todas as correspondentes condições serão satisfeitas. Quando o benefício se refere a um item de despesa, é reconhecido como receita ao longo do período do benefício, de forma sistemática em relação aos custos cujo benefício objetiva compensar. Quando o benefício se referir a um ativo, é reconhecido como receita diferida e registrada no resultado em valores iguais ao longo da vida útil esperada do correspondente ativo.

A Companhia goza de incentivo fiscal (benefício SUDENE) de redução de 75% do imposto de renda e adicionais não restituíveis, calculado sobre o lucro da exploração, referente à atividade de distribuição até o ano-base de 2018. Os valores correspondentes à redução do imposto de renda são contabilizados como redução das correspondentes despesas de impostos no resultado do exercício e posteriormente transferido para o patrimônio líquido na conta “Reserva de Incentivo Fiscal”.

#### 2.11. Receita de contratos com clientes

A Companhia adotou o CPC 47/IFRS 15 usando o método de efeito cumulativo, com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018. O princípio básico da norma estabelece um novo modelo para reconhecimento de receitas originadas de contratos com clientes, composto por cinco passos, cujos valores devem refletir a contraprestação à qual a entidade espera ter direito em troca da transferência de bens e serviços a um cliente.

A Companhia avaliou os cinco passos para reconhecimento e mensuração da receita, conforme requerido pelo CPC 47/IFRS 15:

- 1- Identificar os tipos de contratos firmados com seus clientes;
- 2- Identificar as obrigações presentes em cada tipo de contrato;
- 3- Determinar o preço de cada tipo de transação;
- 4- Alocar o preço às obrigações contidas nos contratos;
- 5- Reconhecer a receita quando (ou na medida em que) a entidade satisfaz cada obrigação do contrato.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis  
Em 31 de dezembro de 2018  
(Em milhares de Reais)

---

A Companhia analisou as seguintes receitas de contratos com clientes:

- Receita de fornecimento de energia;
- Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD);
- Receita de venda de Energia na Câmara de Comercialização de Energia - CCEE;
- Receita de construção da infraestrutura da concessão;
- Receita de aluguel de postes;
- Outras receitas.

Após análise detalhada dessas receitas, a Companhia concluiu que as mesmas são reconhecidas conforme contratos firmados, cuja obrigação de desempenho é atendida ao longo do tempo e o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que os serviços são efetivamente transferidos ao cliente. No caso da receita de construção da infraestrutura da concessão, a obrigação de desempenho está atrelada à evolução financeira da obra, onde os benefícios das melhorias são transferidos para a concessão à medida que os custos são incorridos.

Adicionalmente, o pronunciamento determina que a Companhia reconheça a receita originada de um contrato com cliente quando a possibilidade de recebimento for provável, considerando a capacidade e a intenção de pagamento do cliente. Sendo assim, havendo a expectativa de não recebimento, a respectiva receita será apresentada líquida, por meio de uma conta redutora de fornecimento de energia. A Companhia avaliou os clientes com longo histórico de inadimplência que, por diversos motivos, não tiveram seu fornecimento de energia suspenso e concluiu que o impacto não é significativo. Dessa forma, a Companhia monitora mensalmente tais recebíveis e os mesmos continuam a ser objeto de constituição de perda esperada de acordo com as políticas da Companhia.

Com base nas análises realizadas, a Companhia concluiu que a adoção desse pronunciamento não impactou as suas demonstrações contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2017, exceto por:

- (i) Penalidades de seus indicadores individuais de desempenho (DIC, FIC, DMIC e DICRI) que foram reclassificadas de despesa operacional para receita operacional (reduzora da receita de TUSD)

De acordo com o pronunciamento, as receitas devem ser reconhecidas de forma líquida de contraprestação variável, como por exemplo eventuais descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares. Dessa forma, como os indicadores individuais de desempenho refletem a qualidade da infraestrutura da rede de energia elétrica de distribuição, as compensações financeiras ocorridas, em função do não cumprimento das metas estabelecidas pela ANEEL, devem ser deduzidas da própria receita gerada pela TUSD.

- (ii) Ativo contratual representado pelos bens vinculados à concessão, durante o período de construção ou de melhoria, que foram reclassificados da rubrica de ativo intangível da concessão para ativo contratual

Conforme ICPC 01 Contratos de Concessão, o concessionário constrói ou melhora, opera e mantém a infraestrutura da concessão para prestação de um serviço público, durante prazo determinado, sendo bifurcados entre:

- Ativos financeiros: corresponde à parcela estimada dos investimentos que não será totalmente amortizada até o final da concessão, em que a Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público;
- Ativos intangíveis: representam o direito da Companhia de cobrar os consumidores à medida que a infraestrutura do serviço público é utilizada ao longo do contrato da concessão.

Desta forma, ao longo da concessão tais ativos são remunerados por meio do WACC regulatório (juros remuneratórios sobre o investimento realizado), que de acordo com o CPC 47, devem ser classificados como ativo de contrato durante o período de construção ou de melhoria.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

---

Tendo em vista os fatos supracitados, os ativos contratuais em construção ou de melhoria, registrados sob o escopo do ICPC 01 (R1) - Contratos da Concessão, foram reclassificados da rubrica de ativo intangível da concessão para ativo contratual, pois a Companhia até a conclusão da construção não tem o direito de (i) cobrar pelos serviços prestados aos consumidores dos serviços públicos (ii) receber dinheiro ou outro ativo financeiro, incondicionalmente, pela reversão da infraestrutura do serviço público. No exercício findo em 31 de dezembro de 2018 e 2017, a Companhia reclassificou os montantes abaixo:

	31/12/2017		31/12/2017
	Publicado	Reclassificação	Reclassificado
Intangível	2.173.905	(434.937)	1.738.968
Ativos contratuais	-	434.937	434.937
	2.173.905	-	2.173.905

#### a) Receitas financeiras

As receitas financeiras abrangem receitas de juros sobre fundos investidos e variações no valor justo de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado. A receita de juros é reconhecida no resultado conforme o prazo decorrido pelo regime de competência, usando o método da taxa efetiva de juros sobre o montante do principal em aberto.

#### b) Receitas de construção

A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é registrada no resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.



## 2.12. Resultado por ação de capital

A Companhia efetua os cálculos do lucro por ação básico e diluído utilizando a quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais totais em circulação, durante o período correspondente ao resultado conforme pronunciamento técnico CPC 41/IAS 33. O lucro básico por ação é calculado pela divisão do lucro líquido do exercício pela média ponderada da quantidade de ações emitidas. O lucro básico por ação equivale ao lucro por ação diluído, haja vista que não há instrumentos financeiros com potencial dilutivo. Os resultados por ação de exercícios anteriores são ajustados retroativamente, quando aplicável, para refletir eventuais capitalizações de bônus, agrupamentos ou desdobramentos de ações.

## 2.13. Pronunciamentos emitidos, mas que não estavam em vigor em 31 de dezembro de 2018

A seguinte nova norma foi emitida pelo IASB mas não está em vigor para o exercício de 2018. A adoção antecipada de normas, embora encorajada pelo IASB, não é permitida, no Brasil, pelo Comitê de Pronunciamento Contábeis (CPC).

- **IFRS 16 - "Operações de Arrendamento Mercantil":** com essa nova norma, os arrendatários passam a ter que reconhecer o passivo dos pagamentos futuros e o direito de uso do ativo arrendado para praticamente todos os contratos de arrendamento mercantil, incluindo os operacionais, podendo ficar fora do escopo dessa nova norma determinados contratos de curto prazo ou de pequenos montantes. Os critérios de reconhecimento e mensuração dos arrendamentos nas demonstrações contábeis dos arrendadores ficam substancialmente mantidos. O IFRS 16 entra em vigor para exercícios iniciados em ou após 1o de janeiro de 2019 e substitui o IAS 17/CPC 06 - "Operações de Arrendamento Mercantil" e correspondentes interpretações.

A Companhia definiu uma equipe para o projeto que revisou todos os contratos de arrendamento do Grupo durante o último ano em face das novas regras contábeis de arrendamento no IFRS 16. A norma irá afetar, em especial, a contabilização dos arrendamentos operacionais do grupo.

Com relação aos compromissos de arrendamento remanescentes, o grupo espera reconhecer ativos e passivos de arrendamento no valor aproximado de R\$ 19.006 em 1o de janeiro de 2019.

A Companhia estima que o lucro líquido após os impostos irá diminuir, aproximadamente, em R\$ 391 em 2019, como resultado da adoção das novas regras. Espera-se que o EBITDA ajustado utilizado para mensurar os resultados de segmentos aumente em aproximadamente R\$ 9.239, já

**Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis  
Em 31 de dezembro de 2018  
(Em milhares de Reais)**

---

que os pagamentos dos arrendamentos operacionais serão substituídos contabilmente por amortização dos ativos de direito de uso.

Os fluxos de caixa operacionais irão aumentar e os fluxos de caixa de financiamento irão diminuir aproximadamente R\$ 7.535, pois a amortização da parcela do principal dos passivos de arrendamento será classificada como fluxos de caixa de atividades de financiamento.

A Companhia pretende aplicar a abordagem de transição simplificada e não irá rerepresentar os valores comparativos para o ano anterior à primeira adoção. Ativos de direito de uso relativos a arrendamentos de propriedades serão mensurados na transição como se as novas regras sempre tivessem sido aplicadas. Todos os outros ativos de direito de uso serão mensurados ao valor do passivo de arrendamento no momento da adoção (ajustado em relação a quaisquer despesas de arrendamento pagas antecipadamente ou acumuladas).

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

- **IFRIC 23/ICPC 22 Incerteza sobre Tratamentos de Tributos sobre o Lucro**

**Interpretação IFRIC 23 - Incerteza sobre o tratamento do imposto de renda**

A Interpretação (ainda sem correspondência equivalente emitida pelo CPC no Brasil, mas que será emitida como ICPC 22) trata da contabilização dos tributos sobre o rendimento nos casos em que os tratamentos tributários envolvem incerteza que afeta a aplicação da IAS 12 (CPC 32) e não se aplica a tributos fora do âmbito da IAS 12 nem inclui especificamente os requisitos referentes a juros e multas associados a tratamentos tributários incertos. A Interpretação aborda especificamente o seguinte:

- ✓ Se a entidade considera tratamentos tributários incertos separadamente;
- ✓ As suposições que a entidade faz em relação ao exame dos tratamentos tributários pelas autoridades fiscais;
- ✓ Como a entidade determina o lucro real (prejuízo fiscal), bases de cálculo, prejuízos fiscais não utilizados, créditos tributários extemporâneos e alíquotas de imposto;
- ✓ Como a entidade considera as mudanças de fatos e circunstâncias.

Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis  
Em 31 de dezembro de 2018  
(Em milhares de Reais)

---

A entidade deve determinar se considera cada tratamento tributário incerto separadamente ou em conjunto com um ou mais tratamentos tributários incertos. Deve-se seguir a abordagem que melhor prevê a resolução da incerteza. A interpretação vigora para períodos anuais iniciados a partir de 1º de janeiro de 2019, mas são disponibilizadas determinadas isenções de transição. A Companhia adotará a interpretação a partir da data em que entrar em vigor. Não há expectativa que a interpretação impacte as demonstrações financeiras da Companhia.

▪ **Características de Pré-Pagamento com Remuneração Negativa (Alterações na IFRS9).**

De acordo com o CPC 48 (IFRS 9), um instrumento de dívida pode ser mensurado ao custo amortizado ou pelo valor justo por meio de outros resultados abrangentes, desde que os fluxos de caixa contratuais sejam “somente pagamentos de principal e juros sobre o principal em aberto” (critério de SPPI) e o instrumento for mantido no modelo de negócio adequado para esta classificação. As alterações ao CPC 48 esclarecem que um ativo financeiro cumpre o critério de SPPI independentemente do evento ou circunstância que cause a rescisão antecipada do contrato e independentemente da parte que paga ou recebe uma compensação razoável pela rescisão antecipada do contrato.

As alterações devem ser aplicadas retrospectivamente e entram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2019, sendo permitida sua aplicação antecipada. Estas alterações não impactam as demonstrações contábeis da Companhia.

▪ **Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto (Alterações no CPC 18(R2) / IAS 28)**

Não aplicável à Companhia.

▪ **Alterações no Plano, Reduções ou Liquidação do Plano (Alterações no CPC 33/IAS19)**

As alterações ao CPC 33 (R1) abordam a contabilização quando de alteração, redução ou liquidação de um plano durante o período-base. As alterações especificam que quando ocorre alteração, redução ou liquidação do plano durante o período base anual, a entidade deve:

- Determinar o custo do serviço atual para o período remanescente após a alteração, redução ou liquidação do plano, usando as premissas atuariais utilizadas para reavaliar o passivo (ativo) líquido do benefício definido refletindo os benefícios oferecidos pelo plano e os ativos do plano após aquele evento;

Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis  
Em 31 de dezembro de 2018  
(Em milhares de Reais)

---

- Determinar os juros líquidos para o período remanescente após alteração, redução ou liquidação do plano, usando o passivo (ativo) líquido do benefício definido refletindo os benefícios oferecidos pelo plano e os ativos do plano após aquele evento, bem como a taxa de desconto usada para reavaliar este passivo (ativo) líquido do benefício definido.

As alterações esclarecem ainda que a entidade deve determinar primeiramente qualquer custo com serviços passados, ou ganho ou perda na liquidação, sem considerar o efeito do asset ceiling. Este valor deve ser reconhecido no resultado. A entidade determina então o efeito do asset ceiling após alteração, redução ou liquidação do plano. Qualquer alteração neste efeito, excluindo os valores incluídos nos juros líquidos, é reconhecida em outros resultados abrangentes.

As alterações aplicam-se às alterações, reduções ou liquidações ocorridas a partir do início do primeiro período anual com início a partir de 1º de janeiro de 2019, sendo permitida sua aplicação antecipada. Estas alterações aplicam-se apenas às alterações, restrições ou liquidações futuras do plano da Companhia.

- **Ciclo de melhorias anuais nas normas IFRS 2015-2017 - várias normas**
  - ✓ CPC 15 (R1) - Combinações de negócios;
  - ✓ CPC 19 (R2) - Negócios em conjunto;
  - ✓ CPC 20 (R1) - Custos de empréstimos.
- **IFRS 17 Contratos de Seguros**

Não aplicável a Companhia.

Não há outras normas IFRS ou interpretações IFRIC que ainda não entraram em vigor que poderiam ter impacto significativo sobre as demonstrações contábeis da Companhia.

Não há outras normas IFRS ou interpretações IFRIC que ainda não entraram em vigor que poderiam ter impacto significativo sobre as demonstrações contábeis da Companhia.

### 3. Reajuste tarifário anual

Os reajustes tarifários ocorrem anualmente, exceto nos anos em que ocorrem revisões tarifárias periódicas (geralmente a cada 4 anos). O mecanismo de Reajuste Tarifário Anual tem como objetivo restabelecer o poder de compra da receita obtida por meio das tarifas praticadas pela concessionária.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

---

De acordo com seu contrato de concessão, a Companhia teve o reajuste tarifário em 22 de abril de 2018. O reajuste tarifário médio foi de 4,96%, conforme homologado na Resolução Homologatória nº 183, de 17 de abril de 2018, com vigência até 21 de abril de 2019. Para os consumidores de baixa tensão, houve um aumento em torno de 3,80%. Já para os clientes de média e alta tensão, o reajuste foi cerca de 7,96%, sendo o principal efeito, a atualização do preço da tarifa de transmissão de energia das transmissoras que tiveram suas concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/12. Adicionalmente, a Parcela B foi atualizada pela inflação acumulada no período (IGP-M).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), órgão regulador nacional do setor elétrico, definiu em 22 de janeiro de 2019 a abertura da Audiência Pública para colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta referente à revisão tarifária periódica da Enel Distribuição Ceará, que vai vigorar a partir do dia 22 de abril. Os percentuais propostos pela Aneel poderão sofrer atualizações até a aprovação em definitivo. A Companhia reforça que o ajuste proposto pelo regulador na revisão tarifária se deve, em grande parte, a fatores externos não gerenciados pela distribuidora, como custo de compra energia e encargos setoriais.

Realizada a cada quatro anos, como estabelecido na regulamentação, a revisão tarifária visa estabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, além de considerar na definição da tarifa os custos de geração da energia, os de transporte até o consumidor (transmissão e distribuição) e os encargos setoriais.

Do ajuste médio em discussão, a maior parte cerca de 75% é destinada a cobrir a elevação dos custos de transmissão, compra de energia, encargos setoriais e impostos. Esses fatores são definidos por lei e regulamentação, sem gestão da distribuidora. Houve aumento principalmente dos encargos setoriais principalmente a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) - fundo administrado pelo Governo para custear alguns subsídios às tarifas e nas tarifas de transmissão. A Companhia arrecada esses valores por meio da tarifa de energia e os repassa integralmente às empresas de geração, transmissão e ao Governo Federal.

Cerca de 25% do ajuste em discussão corresponde à parcela destinada à Coelce para cobrir os custos da distribuição de energia, destinados à distribuidora para operação, expansão e manutenção da rede de energia, além de sustentar o forte volume de investimentos que a Companhia vem realizando no estado de Ceará.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

---

#### 4. Alterações e atualizações na legislação regulatória

##### a) Bandeiras tarifárias

Em 2018, vigoraram as bandeiras tarifárias verde nos meses de janeiro a abril e dezembro, amarela em maio e novembro e vermelha, patamar 2, de junho a outubro de 2018. Em 2017, vigoraram as bandeiras tarifárias verde nos meses de janeiro e junho, amarela nos meses de fevereiro, março, julho e setembro e vermelha nos meses de abril, maio, agosto, outubro, novembro e dezembro.

#### 5. Caixa e equivalentes de caixa

Descrição	31/12/2018	31/12/2017
Caixa e contas correntes bancárias	31.965	78.505
Aplicações financeiras		
CDB (Aplicações diretas)	416	42
Operações compromissadas	63.420	75.600
	63.836	75.642
Fundos exclusivos		
Operações compromissadas (Fundos exclusivos)	34	129
	34	129
Aplicações financeiras	63.870	75.771
Total	95.835	154.276

O excedente de caixa da Companhia é aplicado de forma conservadora em ativos financeiros de baixo risco, com alta liquidez, sendo prontamente conversíveis em recursos disponíveis de acordo com as necessidades de caixa da Companhia em um valor conhecido e com risco insignificante de perda. As aplicações financeiras da Companhia buscam rentabilidade compatível às variações do CDI. Dada à natureza e característica das aplicações financeiras, estas já estão reconhecidas pelo seu valor justo por meio do resultado.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

#### 6. Títulos e valores mobiliários

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Fundos de investimentos não exclusivos	<b>67.810</b>	82.142
Fundos de investimentos exclusivos	<b>170</b>	64
Títulos públicos	<b>170</b>	61
LF - Letra Financeira	-	3
<b>Total</b>	<b><u>67.980</u></b>	<b><u>82.206</u></b>

Nenhum desses ativos está vencido nem apresenta problemas de recuperação ou redução ao valor recuperável no encerramento do período.

#### 7. Consumidores e outras contas a receber

	A vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	Provisão Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa	31/12/2018	31/12/2017
<b>Circulante</b>							
Fornecimento faturado	318.125	259.522	337.749	915.396	(234.262)	681.134	605.630
Receita não faturada	207.649	-	-	207.649	(2.542)	205.107	184.429
Consumidores baixa renda	35.129	-	-	35.129	-	35.129	34.613
Parcelamento de débitos	1.433	21.004	18.966	41.403	(9.771)	31.632	42.537
Outros contas a receber	3.709	8.372	54.929	67.010	(57.661)	9.349	17.821
<b>Total do circulante</b>	<b><u>566.045</u></b>	<b><u>288.898</u></b>	<b><u>411.644</u></b>	<b><u>1.266.587</u></b>	<b><u>(304.236)</u></b>	<b><u>962.351</u></b>	<b><u>885.030</u></b>
<b>Não circulante</b>							
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	-	-	15.289	15.289	(15.289)	-	-
Parcelamento de débitos	-	-	12.291	12.291	-	12.291	7.585
<b>Total não circulante</b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>-</u></b>	<b><u>27.580</u></b>	<b><u>27.580</u></b>	<b><u>(15.289)</u></b>	<b><u>12.291</u></b>	<b><u>7.585</u></b>

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa é a seguinte:

	<u>31/12/2017</u>	Adições	Baixas	Adoção Inicial	<u>31/12/2018</u>
Provisão Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa	<b><u>(281.481)</u></b>	<b><u>(49.429)</u></b>	<b><u>4.824</u></b>	<b><u>6.561</u></b>	<b><u>(319.525)</u></b>

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

---

A provisão Estimada em crédito de liquidação duvidosa (PECLD) é constituída com base nos valores a receber dos consumidores, segregando em grandes clientes (alta tensão), clientes corporativos (baixa tensão) e administração pública. Considera também, uma análise coletiva e/ou individual, quando aplicável, dos títulos a receber ou do saldo da dívida parcelada, de forma que se obtenha um julgamento apropriado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, considerando um novo modelo de avaliação a fim de apurar as perdas esperadas. No que tange à abordagem coletiva, a Companhia utilizou uma matriz de provisão, conforme previsto na norma, que reflete a experiência de perda de crédito histórica para classe que foi agrupada. A matriz de provisão estabelece percentuais dependendo do aging das contas a receber. Na abordagem individual a Companhia considerou o comportamento específico de determinados clientes em função do histórico de inadimplência e as informações disponíveis sobre as contrapartes.

#### 8. Subvenção CDE - desconto tarifário

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Resolução homologatória 1.711/2014	74.489	74.489
Resolução homologatória 1.882/2015	90.419	90.419
Resolução homologatória 2.065/2016	152.659	152.659
Resolução homologatória 2.223/2017	-	28.791
Resolução homologatória 2.383/2018	24.300	-
Parcela de ajuste	925	12.170
Atualização monetária	6.660	6.660
	<u>349.452</u>	<u>365.188</u>

Valor a ser repassado pela CCEE, para cobertura de descontos incidentes sobre as tarifas de energia de classes específicas de consumidores. Os recursos são oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”), e são homologados pela ANEEL no processo de reajuste anual das distribuidoras.



## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

---

#### a) Compensação da obrigação Encargo CDE x Valores a receber subsidio baixa renda - CDE

Os valores em aberto de novembro de 2014 até a presente data (Resoluções Homologatórias nos 1.711/14, 1882/15, 2.065/16 e 2.223/17), foram objeto de compensação integral com os valores devidos à Eletrobrás/CCEE relativos a Encargos CDE, por força de decisão liminar proferida em favor da Companhia em 08 de julho de 2015. Em função da decisão ser liminar, a Companhia mantém registrado no passivo circulante, em taxas regulamentares, o montante de R\$ 337.125 (R\$ 338.159 em 2017), correspondente à parcela a repassar a CCEE decorrente da subvenção CDE, que será compensado quando a decisão transitar em julgado.

#### 9. Tributos a compensar

	31/12/2018		31/12/2017	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Imposto de renda e contribuição social	7.205	-	16.918	-
ICMS (a)	59.555	68.932	47.273	40.048
ICMS parcelamento	-	11.056	-	11.056
PIS e COFINS	3.776	-	9.200	-
INSS Patronal	-	-	821	-
Outros tributos	8.459	-	130	-
<b>Total</b>	<b>78.995</b>	<b>79.988</b>	<b>74.342</b>	<b>51.104</b>

- a) Do total de crédito de ICMS, R\$ 107.449 em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 67.202 em 31 de dezembro de 2017) referem-se aos créditos vinculados à aquisição de bens do ativo permanente, os quais estão sendo compensados mensalmente à razão de 1/48 avos, e o valor de R\$ 21.038 (R\$ 20.119 em 31 de dezembro de 2017) refere-se a créditos de compra de energia e incentivos culturais os quais são compensados no mês seguinte.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

#### 10. Ativo e passivos financeiros setoriais

##### Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A - CVA

Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os custos efetivamente incorridos e os custos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais, sendo estas variações atualizadas monetariamente pela taxa SELIC.

	31/12/2018		31/12/2017	
	Ativo circulante	Passivo não circulante	Ativo circulante	Passivo não circulante
Compra de energia	149.249	(70.662)	91.352	(43.342)
Encargo de serviço do sistema - ESS	(57.903)	6.513	26.619	(14.019)
Conta de desenvolvimento Energético - CDE	(4.844)	(2.395)	(32.302)	13.524
Uso da rede básica	42.809	(10.556)	14.343	(5.883)
Outros	989	(332)	(440)	-
Conta de compensação de variação de custos da Parcela A	130.300	(77.432)	99.572	(49.720)
Repasse de sobrecontratação de energia	(14.462)	(4.166)	2.093	1.321
Recomposição de ICMS	(12.257)	(4.317)	26.381	(4.815)
Bandeira não faturada	-	-	(11.250)	-
Neutralidade	(638)	2.396	7.948	(3.068)
Outros	98.624	90.529	217	63.156
Demais ativos e passivos financeiros setoriais	71.267	84.442	25.389	56.594
Total dos ativos e passivos financeiros setoriais	201.567	7.010	124.961	6.874

#### 11. Benefício fiscal

##### Ágio de incorporação da controladora

O ágio oriundo da operação de incorporação de sua controladora Distriluz Energia Elétrica S.A., está fundamentado nos resultados futuros durante o prazo de concessão e vem sendo amortizado no prazo compreendido entre a data da incorporação (27 de setembro de 1999) até 31 de dezembro de 2027, em proporções mensais a sua rentabilidade projetada.

Conforme instrução normativa CVM nº 319, de 3 de dezembro de 1999, o registro contábil consistiu na constituição de uma provisão sobre o ágio a amortizar em contrapartida da reserva de ágio (reserva de capital) no montante que não se constitui benefício fiscal para a Companhia. Para recompor o resultado de cada período, será feita reversão da provisão na mesma proporção da amortização da parcela do ágio do respectivo período.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

<u>Benefício fiscal - ágio incorporado</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Ágio da incorporação	775.960	775.960
Amortização acumulada	(668.368)	(650.226)
Provisão sobre o ágio	(429.365)	(429.365)
Reversão da provisão sobre o ágio	358.104	346.130
<b>Saldo</b>	<b>36.331</b>	<b>42.499</b>

A seguir o cronograma de realização do benefício fiscal:

	<u>31/12/2018</u>	<u>Percentual</u>
Em 2019	5.646	16%
Em 2020	5.166	14%
Em 2021	4.728	13%
2022 em diante	20.791	57%
	<b>36.331</b>	<b>100%</b>

## 12. Cauções e depósitos

A Companhia possui saldos de caução e depósito que garantem: Bradesco (leilões de energia), BNB (dívida) e Banco do Brasil aplicações feitas como cláusula de garantia da concessão e estão apresentados nos montantes apresentados abaixo:

<u>Instituição</u>	<u>Tipo de Aplicação</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
		<u>Não Circulante</u>	<u>Não Circulante</u>
Bradesco	CDB	17	7
BNB	CDB	29.347	17.605
Banco do Brasil	Título do Tesouro EUA	9.200	7.873
<b>Total</b>		<b>38.564</b>	<b>25.485</b>

## 13. Ativo indenizável (concessão)

O cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, para fins de indenização, deve utilizar como base a metodologia do Valor Novo de Reposição (VNR), aplicado sobre o saldo residual dos ativos que compõem a Base de Remuneração Regulatória (BRR) ao final do prazo contratual da concessão.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

Desta forma, o ativo financeiro da concessão é composto pelo valor residual dos ativos da BRR do 3º Ciclo de Revisão Tarifária, devidamente movimentado por adições, baixas, transferências, depreciações e atualizações.

Em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017 a movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável da Concessão está assim apresentada:

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Saldo Inicial	<u>1.383.764</u>	1.103.190
Transferências do ativo intangível	<u>445.194</u>	239.243
Marcação a mercado - ativo indenizável	<u>59.482</u>	41.331
Saldo Final	<u><u>1.888.440</u></u>	<u><u>1.383.764</u></u>

A concessão de distribuição da Companhia não é onerosa. Desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente. O valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para fins de indenização, está registrado com base no Valor Novo de Reposição (VNR), conforme critérios estabelecidos em regulamento pelo poder concedente.

#### 14. Imobilizado

O imobilizado da distribuidora refere-se a bens que não estão vinculados a atividade de distribuição de energia elétrica, segue demonstrado abaixo a movimentação destes ativos:

	Saldo em				Saldo em	
	31/12/2017	Depreciação	Adição	Transferência	Reclassificação	31/12/2018
<b>Imobilizado em serviço</b>						
Terrenos	-	-	-	19	11	30
Edif. Ob. Cívicas e benfeitorias	-	-	-	-	9	9
Máquinas e equipamentos	55.705	-	-	4.662	1.987	62.354
Móveis e utensílios	45.865	-	-	1.747	3.053	50.665
<b>Subtotal</b>	<b>101.570</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6.428</b>	<b>5.060</b>	<b>113.058</b>
<b>Depreciação acumulada</b>						
Máquinas e equipamentos	(39.825)	(4.437)	-	-	(255)	(44.517)
Móveis e utensílios	(27.088)	(2.624)	-	-	-	(29.712)
<b>Subtotal</b>	<b>(66.913)</b>	<b>(7.061)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(255)</b>	<b>(74.229)</b>
<b>Imobilizado em curso</b>						
Terrenos	-	-	-	(19)	-	(19)
Máquinas e equipamentos	4.784	-	4.037	(4.662)	-	4.159
Móveis e utensílios	3.806	-	1.464	(1.747)	-	3.523
<b>Subtotal</b>	<b>8.590</b>	<b>-</b>	<b>5.501</b>	<b>(6.428)</b>	<b>-</b>	<b>7.663</b>
<b>Total do imobilizado</b>	<b>43.247</b>	<b>(7.061)</b>	<b>5.501</b>	<b>-</b>	<b>4.805</b>	<b>46.492</b>

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

As principais taxas de depreciação que refletem a vida útil, de acordo com a Resolução Aneel nº 674 de 11 de agosto de 2015, são as seguintes:

Administração	%
Equipamento geral	6,25
Equipamento geral de informática	16,67

### 15. Intangível

	31/12/2018			31/12/2017	
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações Especiais	Valor Líquido	Valor Líquido
<b>Em Serviço</b>					
Direito de uso da concessão	4.688.885	(2.448.956)	(320.602)	1.919.327	1.663.747
Software	234.929	(139.270)	-	95.659	75.221
<b>Total</b>	<b>4.923.814</b>	<b>(2.588.226)</b>	<b>(320.602)</b>	<b>2.014.986</b>	<b>1.738.968</b>

	Em Serviço			
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2016	4.112.574	(2.165.644)	(379.005)	1.567.925
Baixas	(67.006)	40.460	-	(26.546)
Amortização	-	(217.032)	33.369	(183.663)
Transferência dos ativos contratuais	623.108	-	(21.495)	601.613
Transferências para ativo indenizável	(251.874)	-	12.631	(239.243)
(-) Reversão de provisão para desativação de bens	35.839	(17.195)	-	18.644
Reclassificação Bens de Renda Imobilizado	937	(699)	-	238
Saldo em 31 de dezembro de 2017	4.453.578	(2.360.110)	(354.500)	1.738.968
Baixas	(40.356)	21.859	-	(18.497)
Amortização	-	(250.230)	33.898	(216.332)
Transferência dos ativos contratuais	960.846	-	-	960.846
Transferências para ativo indenizável	(445.194)	-	-	(445.194)
Reclassificação do ativo imobilizado	(5.060)	255	-	(4.805)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	4.923.814	(2.588.226)	(320.602)	2.014.986

A Administração da Companhia entende que a amortização do ativo intangível deve respeitar a vida útil estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, de acordo com as regras definidas pela ANEEL para fins tarifários e de determinação da indenização dos bens reversíveis à concessão. Como resultado da utilização desse critério de amortização, o total do ativo intangível será amortizado de forma linear e limitado ao término do contrato de concessão da Companhia. Esse intangível é avaliado pelo custo de aquisição, deduzido de amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo de vencimento da concessão está alocado como ativo indenizável nos moldes da Lei nº 12.783/13.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

As principais taxas de amortização que refletem a vida útil, de acordo com a Resolução ANEEL nº 674 de 11 de agosto de 2015, são as seguintes:

Distribuição	%
Condutor de tensão inferior a 69kv	3,57
Estrutura poste	3,57
Transformador de distribuição aéreo	4,00
Medidor eletrônico	7,69
Medidor eletromecânico	4,00
Condutor de tensão superior a 69kv	2,70
Transformador de força	2,86
Conjunto de medição (tp e tc)	4,35
Painel	3,57
Regulador de tensão inferior a 69kv	4,35
Software	20,00

#### 16. Ativos contratuais

A Companhia agrega, mensalmente, os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos ao custo de construção da infraestrutura registrada no ativo contratual, considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) os juros são capitalizados durante a fase de construção da infraestrutura; (b) os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) os juros totais capitalizados mensalmente não excedem o valor do total das despesas mensais de juros; e (d) os juros capitalizados são amortizados considerando os mesmos critérios e vida útil determinados para o ativo intangível aos quais foram incorporados. Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 6,55% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

	31/12/2018			Saldo inicial em
	Custo	Obrigações Especiais	Valor Líquido	01/01/2018 Valor Líquido
<b>Em Curso</b>				
Direito de uso da concessão	544.787	(249.005)	295.782	370.252
Software	64.279	-	64.279	64.685
<b>Total</b>	<b>609.066</b>	<b>(249.005)</b>	<b>360.061</b>	<b>434.937</b>

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

	Em Curso		
	Custo	Obrigações especiais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2016	535.265	(193.999)	341.266
Adições	731.066	(37.183)	693.883
Transferências	(623.108)	21.495	(601.613)
Reclassificação Bens de Renda Imobilizado	5.506	-	5.506
Reclassificação do ativo imobilizado	(4.105)	-	(4.105)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	644.624	(209.687)	434.937
Adições	906.623	(39.318)	867.305
Capitalização de juros de empréstimos	18.665	-	18.665
Transferências	(960.846)	-	(960.846)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	609.066	(249.005)	360.061

#### 17. Fornecedores e outros contas a pagar

	31/12/2018	31/12/2017
Suprimento de energia		
Compra de Energia	361.882	353.577
Encargo de Uso da Rede	39.818	31.918
Partes relacionadas (vide nota 22)	34.222	126.653
Materiais e serviços	266.675	243.714
Total	702.597	755.862
Circulante	702.597	755.862

#### 18. Obrigações fiscais

	31/12/2018			31/12/2017		
	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
Imposto de renda - IRPJ e contribuição social - CSLL	3.298	-	3.298	1.370	-	1.370
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	91.035	-	91.035	96.462	-	96.462
REFIS IV - Federal (Previdenciário)	1.696	8.197	9.893	1.723	10.052	11.775
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	17.644	-	17.644	18.751	-	18.751
Programa de integração social - PIS	3.816	-	3.816	4.061	-	4.061
Imposto sobre serviços - ISS	2.356	-	2.356	3.218	-	3.218
PIS/COFINS/IRRF/CSRF (Retidos na Fonte)	7.094	-	7.094	6.727	-	6.727
Outros tributos e contribuições	1.962	-	1.962	1.516	-	1.516
Total	128.901	8.197	137.098	133.828	10.052	143.880

# COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

## Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

### 19. Empréstimos e financiamentos

Moeda estrangeira:	31/12/2018	31/12/2017	Início	Vencimento	Tipo de Amortização	Garantias	Encargos Financeiros
União Federal - Bônus de Desconto	4.455	3.794	15/08/1997	11/04/2024	Ao Final	Recebíveis e conta reserva	USD + Libor + 1,0125% a.a.
União Federal - Bônus ao Par	6.419	5.481	15/08/1997	11/04/2024	Ao Final	Recebíveis e conta reserva	USD + 6,2% a.a.
<b>Total moeda estrangeira</b>	<b>10.874</b>	<b>9.275</b>					
<b>Moeda nacional:</b>							
<b>Financiamentos</b>							
Eletrobras	21.413	29.130	03/03/2000	30/09/2023	Mensal	Recebíveis e nota promissória	6,95% a.a.
Banco do Nordeste - FNE	5.327	26.635	29/12/2004	15/03/2019	Mensal	Recebíveis, fiança bancária e conta reserva	10% a.a.
BNDES FINAME (Capex 2012-2013)	18.567	22.697	28/08/2013	15/06/2023	Mensal	Recebíveis	3,00% a.a.
BNDES FINEM (Capex 2012-2013) A	20.208	33.493	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	Recebíveis	TJLP + 2,8% a.a.
BNDES FINEM (Capex 2012-2013) B	20.215	33.504	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	Recebíveis	TJLP + 3,8% a.a.
BNDES FINEM (Capex 2012-2013) F	499	743	28/08/2013	15/12/2020	Mensal	Recebíveis e conta reserva	TJLP
BNDES (Capex 2014-2015) A	53.181	68.576	28/12/2015	15/12/2021	Mensal	Recebíveis	TJLP + 3,1% a.a.
BNDES (Capex 2014-2015) B	64.887	78.905	28/12/2015	15/12/2021	Mensal	Recebíveis	SELIC + 3,18% a.a.
BNDES (Capex 2014-2015) FINAME	10.832	16.827	28/12/2015	15/12/2023	Mensal	Recebíveis	9,50% a.a.
<b>Empréstimos</b>							
Itaú CCB	50.946	102.225	20/03/2014	20/03/2019	Anual	-	112% CDI
Banco do Brasil (BB Agropecuário)	75.670	227.635	12/11/2014	07/11/2019	Semestral	-	107% CDI
Nota Promissória -9ª emissão	157.909	-	15/03/2018	15/03/2019	Bullet	-	104,9% CDI
BNB II	264.061	-	29/03/2018	15/04/2028	Mensal	Fiança bancária, conta reserva e cessão Fiduciária	IPCA + 2,18% a.a.
Enel Finance International N.V.	300.627	-	18/12/2018	18/12/2019	Bullet	-	8,05% a.a.
<b>Total moeda nacional</b>	<b>1.064.342</b>	<b>640.370</b>					
<b>Total de empréstimos e financiamentos</b>	<b>1.075.216</b>	<b>649.645</b>					
<b>Resultado das operações de Swap</b>	<b>(86)</b>	<b>(1.465)</b>					
	<b>1.075.130</b>	<b>648.180</b>					
Circulante	673.973	314.375					
Não circulante	401.243	335.270					
	<b>1.075.216</b>	<b>649.645</b>					

Segue a movimentação dos empréstimos e financiamentos:

	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Saldo em 31 de dezembro de 2017	314.285	326.085	90	9.185
Captações	769.998	260.906	-	-
Encargos provisionados	49.504	-	515	-
Encargos pagos	(43.185)	-	(490)	-
Varição monetária e cambial	5.492	2.153	-	1.574
Transferências	198.660	(198.660)	-	-
Amortizações	(620.656)	-	-	-
Juros incorporados ao principal	(240)	-	-	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>673.858</b>	<b>390.484</b>	<b>115</b>	<b>10.759</b>



# COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

## Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

Abaixo seguem as condições contratuais:

Contratos	Objeto	Valor contratado	Plano de Investimento	Desembolsado	Garantias
<b>Financiamentos</b>					
BNDES (Capex 2012-2013)	Financiamento do CAPEX	217.185	2012/2013	89%	Recebíveis
BNDES (Capex 2014-2015)	Financiamento do CAPEX	215.126	2014/2015	92%	Recebíveis
Eletrobras	Luz Para Todos	134.085	2004	86%	Recebíveis e nota promissória
Banco do Nordeste - FNE	FNE/PROINFRA	106.187	2011	100%	Recebíveis, fiança bancária e conta reserva
<b>Empréstimos</b>					
Bônus de Desconto e Bônus ao Par	Refinanciamento dívida	* 3.001	-	100%	Recebíveis e conta reserva
Itaú CCB	Capital de giro	150.000	-	100%	-
BB Agropecuário e Aditivo II	Capital de giro	300.000	-	100%	-
Nota Promissória - 9ª emissão	Financiamento do CAPEX	150.000	2018	100%	-
BNB II	Financiamento de projetos de ampliação e modernização	260.906	2018/2019	77%	Fiança bancária, conta reserva e cessão Fiduciária
SAFRA CCB	Capital de giro	90.000	-	100%	-
Bradesco Conta Garantida III	Capital de giro	79.628	-	100%	-
Enel Finance Internation N.V.	Capital de giro	300.000	-	100%	-

Nas operações de financiamento com recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES e nos empréstimos com Itaú CCB, Eletrobrás, Banco do Brasil Agropecuário e Nota Promissória - 9ª emissão, a Companhia comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações, durante a vigência dos contratos, as quais foram atendidas de forma apropriada em 31 de dezembro de 2018:

Contratos	Obrigações Especiais Financeiras	Periodicidade de	
		Limite	Apuração dos Índices
BNDES / Itaú CCB	Endividamento financeiro líquido / LAJIDA (máximo)	3,50	Anual
BNDES / Itaú CCB	Endividamento financeiro líquido / Endividamento financeiro líquido + Patrimônio líquido (máximo)	0,60	Anual
BB Agropecuário	Dívida financeira líquida / EBITDA (máximo)	3,00	Anual
Eletrobrás	Dívida financeira líquida / EBITDA (máximo)	3,00	Trimestral
Nota Promissória - 9ª emissão	Dívida financeira líquida / EBITDA (máximo)	3,50	Trimestral

### BNDES e Itaú CCB

- LAJIDA é o lucro líquido antes do resultado financeiro, Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro, depreciação e amortização;
- Endividamento Financeiro Líquido é o Endividamento bancário de curto prazo mais Endividamento Bancário Longo Prazo menos o Disponível e Aplicações Financeiras (caixa e equivalente e títulos e valores mobiliários).

### BB Agropecuário

- Dívida Financeira Líquida considera o endividamento total;
- EBITDA para fins de cálculo dessa obrigação significa o lucro líquido antes do resultado financeiro, Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro, depreciação e amortização.

### Eletrobrás e Nota Promissória - 9ª emissão

- Dívida Financeira Líquida considera o endividamento total;

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

- EBITDA para fins de cálculo dessa obrigação significa Lucro antes do resultado financeiro, impostos, depreciação, amortização, provisões para contingências e para devedores duvidosos.

A curva de amortização dos empréstimos e financiamentos do passivo não circulante se apresenta da seguinte forma:

		31/12/2018			
2020	2021	2022	Após 2022	Total não Circulante	
87.037	82.602	41.342	190.262	401.243	

## 20. Debêntures

	31/12/2018	31/12/2017	Emissão	Vencimento		Remuneração	Tipo de amortização	Quantidade de títulos
				Inicial	Final			
2ª Série 3ª emissão	-	146.086	17/10/2011	15/10/2016	17/10/2018	IPCA + 6,85% a.a.	Anual	29.600
1ª Série 5ª emissão	350.876	350.934	15/12/2017	22/12/2017	15/12/2022	CDI+0,80% a.a.	Anual	350.000
2ª Série 5ª emissão	155.835	150.511	15/12/2017	22/12/2017	15/12/2024	IPCA + 6,001% a.a.	Anual	150.000
1ª Série 6ª emissão	40.102	-	15/06/2018	15/06/2018	15/06/2023	CDI+0,95% a.a.	Bullet	40.000
2ª Série 6ª emissão	277.416	-	15/06/2018	15/06/2018	15/06/2025	IPCA + 6,20% a.a.	Anual	270.000
(-) Custo de transação	(11.088)	(4.622)						
Total sem efeito de swap	813.141	642.909						
Resultado das operações de swap	-	-						
Total de debêntures	813.141	642.909						
Circulante	1.761	147.121						
Não circulante	811.380	495.788						
	813.141	642.909						

Em 31 de dezembro de 2018 as debêntures são simples e não conversíveis em ações.

Abaixo segue disposta a movimentação das debêntures no período:

	Circulante	Não circulante	Total
Em 31 de dezembro de 2017	147.121	495.788	642.909
Atualização monetária	5.493	12.061	17.554
Captações	-	310.000	310.000
Amortizações	(149.431)	-	(149.431)
Transferências	(276)	276	-
Encargos provisionados	51.985	-	51.985
Encargos pagos	(53.410)	-	(53.410)
Constituição custo de transação	(1.124)	(6.745)	(7.869)
Apropriação custo de transação	1.403	-	1.403
Em 31 de dezembro de 2018	1.761	811.380	813.141

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

---

Em 15 de junho de 2018, a Companhia realizou a 6ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária dividida em 2 (duas) séries: 1ª emissão, de R\$ 40 milhões e 2ª emissão de R\$ 270 milhões, totalizando R\$ 310 milhões, destinadas, exclusivamente a implementação do programa de investimentos da Companhia.

De acordo com a escritura de emissão das debêntures, a Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados trimestralmente, com base em suas Demonstrações contábeis. Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia cumpriu com os referidos índices.

2ª Série 3ª emissão		
Obrigações especiais financeiras		Limite (%)
Dívida financeira líquida / EBITDA (máximo)		2,50
EBITDA/Despesa financeira líquida (mínimo)		2,75
1ª Série e 2ª Série (5ª emissão)		Limite (%)
Obrigações especiais financeiras		Limite (%)
Dívida financeira líquida / EBITDA (máximo)		3,50

- Dívida Financeira Líquida considera o endividamento total;
- EBITDA para fins de cálculo dessa obrigação significa Lucro antes do resultado financeiro, impostos, depreciação, amortização, provisões para contingências e para devedores duvidosos.

A curva de amortização das debentures do passivo não circulante se apresenta da seguinte forma:

	2020	2021	Após 2021	Total
1ª Série 5ª emissão	-	175.000	175.000	350.000
2ª Série 5ª emissão	-	-	155.697	155.697
1ª Série 6ª emissão	-	-	40.000	40.000
2ª Série 6ª emissão	-	-	276.771	276.771
(-) Custo de transação	(2.087)	(2.087)	(6.914)	(11.088)
<b>Total a amortizar</b>	<b>(2.087)</b>	<b>172.913</b>	<b>640.554</b>	<b>811.380</b>

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis  
Em 31 de dezembro de 2018  
(Em milhares de Reais)

---

### 21. Taxas regulamentares

	31/12/2018	31/12/2017
Conta de desenvolvimento energético - CDE (Vide nota 9)	337.125	338.159
Encargos emergenciais	2.467	2.467
P&D e Eficiência Energética	78.823	92.325
Conta centralizadora de recursos de bancaria tarifária - CCRBT	25.598	38.302
Outros	1.463	1.510
<b>Total</b>	<b>445.476</b>	<b>472.763</b>
Circulante	377.012	387.223
Não Circulante	68.464	85.540

#### (a) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica.

#### (b) Programas de Eficiência Energética (PEE) - Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT)

O contrato de concessão estabelece a obrigação da Companhia de aplicar 1% da receita operacional líquida regulatória em Programas de Eficiência Energética e de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), sendo que parte deve ser recolhida ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e, também ao Ministério de Minas e Energia (MME). A partir de 03 de maio de 2016, por meio da lei nº 13.280, foi definido que 80% do percentual destinado ao Programa de Eficiência Energética será aplicado pelas próprias concessionárias conforme regulamentos estabelecidos pela ANEEL, e os demais 20% serão destinados ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). A atualização das parcelas referentes a PEE e P&D é efetuada mensalmente pela taxa de juros da SELIC.

Os valores apresentados no não circulante, são exclusivamente do programa de pesquisa e desenvolvimento e programa de eficiência energética.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

#### (c) Conta centralizadora de recursos de bandeira tarifária

A partir de 2015, os custos variáveis da energia do mercado regulado passaram a ser cobertos pelos adicionais das Bandeiras Tarifárias, que têm como objetivo sinalizar aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica. Nesse sentido, o Decreto nº 8.401, de 5 fevereiro de 2015, criou a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, sob a gestão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, com o objetivo de administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias.

As faixas de acionamento e os valores para as bandeiras tarifárias foram estabelecidos pela Aneel por meio da Resolução Homologatória nº 1.859/15, de 3 de março de 2015. As bandeiras são divididas em verde, quando há condições favoráveis para a geração de energia e não há necessidade de cobrança adicional; amarela, quando as condições tornam-se menos favoráveis e a tarifa passa a sofrer um acréscimo a cada quilowatt-hora (kWh) consumido; e vermelha, quando a produção de energia é mais custosa e a tarifa sofre um acréscimo maior.

## 22. Partes relacionadas

Empresas	Ref	Natureza da operação	31/12/2018					31/12/2017			31/12/2017		
			Ativo circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Receita/ (Despesa)	Intangível	Ativo circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Receita/ (Despesa)	Intangível	
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. - CGTF	(a)	Compra de energia	-	-	-	(1.022.944)	-	-	111.387	-	-	(1.002.576)	-
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. - CGTF	(a)	Serviços	-	23	-	80	-	-	-	-	-	90	-
Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.	(b)	Compra de energia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(251)	-
Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.	(b)	Serviços	-	23	-	135	-	-	136	-	-	102	-
Enel Cien S.A.	(c)	Encargo de Uso	-	496	-	(3.899)	-	-	435	-	-	(2.857)	-
Enel Cien S.A.	(c)	Serviços	-	58	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fundação Coelce de Seguridade Social - FAELCE	(d)	Plano de pensão	-	2.377	112.102	(10.240)	1.251	-	2.593	99.047	-	(13.400)	799
Enel Soluções S.A.	(e)	Agente de Arrecadação	109	3.333	-	(10.529)	-	100	2.467	-	-	(9.590)	-
Enel Green Power	(f)	Compra de energia	-	85	-	(1.073)	-	-	86	-	-	(1.100)	-
Enel Green Power	(f)	Serviços	-	213	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Itália	(g)	Serviços	-	3.546	-	-	-	-	9.527	-	-	(7.800)	-
Enel distribuzione SPA	(g)	Serviços	-	2.616	-	-	-	-	2.615	-	-	-	-
Enel Iberoamérica	(g)	Serviços	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(16)	-
Enel Brasil S.A.	(h)	Dividendos	-	53.910	-	-	-	-	63.323	-	-	-	-
Enel Brasil S.A.	(i)	Serviços	-	22.773	-	(12.148)	-	1.242	-	-	-	-	-
Enel Green Power Projetos I S.A.	(j)	Compra de energia	-	576	-	(7.503)	-	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power Projetos I S.A.	(j)	Serviços	178	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel SPA	(k)	Serviços	442	-	-	443	-	-	-	-	-	-	-
Celg Distribuição S.A. - CELG D.	(l)	Serviços	-	1.225	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ampla Energia e Serviços S.A.	(m)	Serviços	698	407	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Finance International N.V.	(n)	Mútuos	-	300.627	-	(627)	-	-	-	-	-	-	-
			<b>1.427</b>	<b>392.293</b>	<b>112.102</b>	<b>(1.068.305)</b>	<b>1.251</b>	<b>1.342</b>	<b>192.569</b>	<b>99.047</b>	<b>(1.037.398)</b>	<b>799</b>	
(-) Plano de pensão			-	2.377	112.102	(10.240)	-	-	2.593	99.047	(13.400)	-	
Parte relacionadas			<b>1.427</b>	<b>389.916</b>	-	<b>(1.058.065)</b>	<b>1.251</b>	<b>1.342</b>	<b>189.976</b>	-	<b>(1.023.998)</b>	<b>799</b>	

As principais condições relacionadas às transações entre as partes relacionadas estão descritas a seguir:

- a) **Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (CGTF): (Compra de Energia)** decorre substancialmente de operações de compra de energia por parte da Companhia cujo preço normativo é estabelecido pela ANEEL reajustável anualmente por uma cesta de indicadores composta pelas variações do IGP-M, do Dólar norte-americano e do gás natural contratado;

Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis  
Em 31 de dezembro de 2018  
(Em milhares de Reais)

---

- (Serviços) é decorrente de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016.
- b) **Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A. (Compra de Energia)** Até 11 de julho de 2017, os saldos contábeis refletem as operações de compra de energia por parte da Companhia oriundos de leilão CCEAR 15º LEE 2015 ou MCS D 15º LEE 2015. A partir desta data, a movimentação contábil decorre dos efeitos da compensação financeira, celebrada nos moldes da Resolução Normativa nº 711/2016 da Aneel, correspondente a rescisão bilateral do contrato de comercialização de energia elétrica; (Serviços) é decorrente de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016.
- c) **Enel Cien S.A.: (Encargo de Uso)** despesas com a Rede Básica no período, esses contratos são homologados pela ANEEL mediante despacho; (Serviços) é decorrente de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016.
- d) **FAELCE - Fundação Coelce de Seguridade Social - Plano de pensão:** A Companhia realiza repasses mensais destinados à manutenção financeira e aportes para reserva atuarial dos planos previdenciários dos funcionários da Companhia, classificados como “Benefício Definido” e “Contribuição Definida”;
- e) **Enel Soluções S.A.:** decorre substancialmente de contratos para a cobrança na fatura de energia elétrica de valores referentes aos serviços e/ou produtos ofertados por esta aos clientes da Companhia;
- f) **Enel Green Power: (Compra de Energia)** decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL, com Enel Green Power Paranapanema e Enel Green Power Mourão; (Serviços) é decorrente de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016.
- g) **Enel Itália, Enel Distribuzione SPA:** tem como objeto das operações a manutenção de licenças dos sistemas Nostrum, Oracle, SAP e também serviços associados ao projeto de telemando LATAM encerrando o período de dezembro de 2018 com um passivo em aberto de R\$ 6.162;
- h) **Enel Brasil S.A.:** decorre dos dividendos a pagar referentes ao último exercício social. Do total, registrado no passivo circulante de R\$ 73.357 em 31 de dezembro de 2018, R\$ 19.447 em dezembro de 2018, é referente aos dividendos a pagar para terceiros;

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis  
Em 31 de dezembro de 2018  
(Em milhares de Reais)

- i) **Enel Brasil S.A.:** decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, registrado pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 547, DE 12 DE MARÇO DE 2018.
- j) **Enel Green Power Projetos I S.A.: (Compra de Energia)** decorre de operações de compra de energia por parte da Companhia cujo preço normativo é estabelecido pela ANEEL reajustável anualmente por uma cesta de indicadores composta pelas variações do IGP-M, do Dólar norte-americano e do gás natural contratado; **(Serviços)** decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, registrado pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 547, DE 12 DE MARÇO DE 2018.
- k) **Enel S.P.A.:** decorre de compartilhamento de recurso especializado para gerenciamento e apoio operacional.
- l) **Celg Distribuição S.A. - CELG D.:** decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 547, DE 12 DE MARÇO DE 2018.
- m) **Ampla Energia e Serviços S.A.:** decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 547, DE 12 DE MARÇO DE 2018.
- n) **Enel Finance International N.V.:** mútuos contratados em dezembro de 2018 devido à necessidade de capital de giro da Companhia (Vide Nota 19);

Segue detalhe abaixo dos mútuos que foram referenciados nas letras (n):

	31/12/2018		
	Circulante		Não
	Encargo	Principal	circulante
Empréstimos com partes relacionadas			
Enel Finance International N.V.	627	300.000	-
<b>Total de Empréstimos com partes relacionadas</b>	<b>627</b>	<b>300.000</b>	<b>-</b>
	<b>31/12/2018</b>	<b>31/12/2017</b>	<b>12 meses</b>
Encargos de empréstimos com partes-relacionadas			
Enel Finance International N.V.	627	-	627
<b>Total de Encargos de empréstimos com parte relacionada</b>	<b>627</b>	<b>-</b>	<b>627</b>

Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis  
Em 31 de dezembro de 2018  
(Em milhares de Reais)

---

**Remuneração da Administração**

A remuneração total do Conselho de Administração e dos administradores da Companhia no período findo em 31 de dezembro de 2018 segue no quadro abaixo. A Companhia não possui remuneração baseada em ações e mantém, ainda, benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Benefícios de curto prazo a empregados e administradores	1.004	1.813
Benefícios pós-emprego	188	130
Outros benefícios de longo prazo	402	1.403
Salários e encargos	5.030	4.707
<b>Total</b>	<u><u>6.624</u></u>	<u><u>8.053</u></u>

**23. Obrigações com benefícios pós-emprego**

A Companhia é patrocinadora de fundo de pensão, administrado pela Fundação Coelce de Seguridade Social - FAELCE, entidade fechada de previdência privada complementar, pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos. Os planos administrados pela Companhia têm as seguintes principais características:

**a) Plano de Contribuição Definida (CD)**

A Companhia contribui mensalmente na mesma proporção do participante. O valor da contribuição varia em função da remuneração, tendo seu cálculo definido com base nas alíquotas 2,5%, 4,0% e 9,0%, aplicadas “em cascata”.

**b) Plano de Benefício Definido (BD)**

Tem o regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e auxílios.

O custeio do plano de benefícios é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. Para o Plano BD a Companhia contribui mensalmente com a taxa de 4,45% da folha de remuneração de todos os seus empregados e dirigentes participantes, para cobertura do custo normal e com taxa de 2,84% sobre o quociente (não inferior à unidade) entre o número de empregados e dirigentes participantes da FAELCE, existentes em 31 de julho de 1997, e o número de empregados participantes existentes no mês de competência da contribuição suplementar amortizante, estando prevista a vigência dessa contribuição suplementar durante 22 anos e seis meses, a contar de julho de 1997. Além desse percentual, a patrocinadora é responsável pelo pagamento das despesas administrativas da atividade previdenciária da referida entidade.



**Os benefícios do plano compreendem:**

- Complementação de aposentadoria por invalidez, tempo de contribuição, idade, aposentadoria especial, auxílio reclusão, pensão por morte e abono anual.

**c) Plano de assistência médica**

O plano de saúde, administrado pela Unimed Fortaleza, é regido por contrato que prevê cláusula de reajuste periódico das contribuições ao plano em função da sinistralidade do grupo. O custeio é determinado per capita com base em tabela, segregada em 10 faixas etárias, de acordo com o critério permitido pela Agencia Nacional de Saúde Suplementar (ANS).

**O plano pode ser segregado em 3 grupos distintos e que compartilham a mesma apólice:**

- Ativos - o plano é extensivo aos empregados e seus dependentes. O custo cobrado pela administradora do plano é parcialmente coberto pela empresa, observada a proporção contributiva estipulada em função de faixa salarial atingida. Pelo fato de serem contributivos por empregado, geram benefício de permanência vitalícia após 10 anos de vínculo, conforme Lei nº 9.656/1998;
- Aposentados Lei nº 9.656/1998 - grupo que exerceu o direito de permanência no plano, desde que mantido às próprias expensas, conforme Lei nº 9.656/1998. O custo é cobrado diretamente pela Unimed, administradora do plano, conforme as regras do plano;
- Aposentados Especiais - grupo fechado de aposentados e seus dependentes, custeados parcialmente pela empresa (60%), decorrente de negociação, ratificada através de acordo coletivo.

**d) Benefício de pagamento da multa do FGTS na aposentadoria**

Nos casos de aposentadoria em qualquer das categorias, havendo extinção do contrato de trabalho, fica assegurado ao empregado o recebimento da multa equivalente a 40% do saldo do FGTS para fins rescisórios nos termos dos Atos das Disposições Constitucionais Transitórias.

Atualmente os planos BD e CD apresentaram um superávit atuarial total de R\$ 83.184 em 31 de dezembro de 2018.

Os planos de assistência médica e FGTS para dezembro de 2018 apresentaram um passivo total de R\$ 114.479 (R\$ 101.640 em 31 de dezembro de 2017) atestado por avaliação independente.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

---

#### Análise da obrigação atuarial

#### Conciliação dos saldos de abertura e fechamento do valor presente da obrigação

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	1.133.948	1.088.550
Custo dos serviços correntes	2.044	3.079
Contribuição dos participantes	1.972	2.166
Custos dos juros	105.387	126.865
Benefícios pagos pelo plano	(93.665)	(80.217)
Perdas (ganhos) atuariais sobre a obrigação atuarial	45.483	(6.495)
Valor presente da obrigação atuarial ao final do exercício	<u>1.195.169</u>	<u>1.133.948</u>

#### Conciliação dos saldos de abertura e fechamento do valor justo dos ativos dos planos

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	1.191.046	1.100.703
Retorno esperado dos ativos do plano	113.146	130.284
Contribuições recebidas de participantes do plano	1.972	2.166
Contribuições recebidas do empregador	20.970	15.841
Benefícios pagos pelo plano	(93.665)	(80.217)
Ganhos (perdas) atuarias sobre os ativos do plano	(69.595)	22.269
Valor justo dos ativos do plano ao final do exercício	<u>1.163.874</u>	<u>1.191.046</u>

#### Conciliação de abertura e fechamento do efeito de teto do ativo de benefício definido

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Efeito do teto de ativo não reconhecido no início do exercício	158.738	108.875
Juros sobre o efeito do teto de ativo não reconhecido	15.955	13.741
Variação no teto de ativo não reconhecido no exercício corrente	(91.509)	36.122
	<u>83.184</u>	<u>158.738</u>

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

#### Conciliação do valor presente da obrigação e do valor dos ativos dos planos, com os ativos e os passivos reconhecidos no balanço patrimonial

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Valor presente das obrigações atuariais	1.195.169	1.133.948
Valor justo dos ativos	<u>(1.163.874)</u>	<u>(1.191.046)</u>
Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos	31.295	(57.098)
Efeito do limite para reconhecimento do ativo	<u>83.184</u>	<u>158.738</u>
(Ativo) passivo atuarial líquido	114.479	101.640
(Ativo) passivo atuarial líquido apurado	<u>114.479</u>	<u>101.640</u>
Circulante	2.377	2.593
Não Circulante	112.102	99.047

#### Despesa reconhecida nas demonstrações do resultado

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Custo do serviço corrente bruto	4.016	5.244
Contribuições de participante	<u>(1.972)</u>	<u>(2.166)</u>
Custo do serviço líquido	<u>2.044</u>	<u>3.078</u>
Juros sobre a obrigação atuarial	105.387	126.865
Rendimento esperado dos ativos no ano	<u>(113.146)</u>	<u>(130.284)</u>
Juros sobre o efeito do teto de ativo não reconhecido	15.955	13.741
Juros líquidos sobre o passivo	<u>8.196</u>	<u>10.322</u>
Total reconhecido na DRE	<u>10.240</u>	<u>13.400</u>

#### Categoria principal de ativos que cada plano representa do valor justo do total dos ativos dos planos

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Renda fixa	965.069	987.334
Renda variável	57.054	65.083
Investimentos imobiliários	99.397	113.105
Outros	42.354	25.524
Total do valor justo dos ativos do plano	<u>1.163.874</u>	<u>1.191.046</u>

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

#### Valores totais reconhecidos em outros resultados abrangentes

	31/12/2018	31/12/2017
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais	45.483	(6.495)
(Ganho)/Perda sobre os ativos	69.595	(22.269)
Varição na restrição de reconhecimento do ativo	(91.507)	36.121
Montante reconhecido no exercício em ORA	23.571	7.357

#### Retorno real dos ativos dos planos

	31/12/2018	31/12/2017
Retorno esperado sobre os ativos do plano	113.146	130.284
Ganho (Perda) atuarial sobre os ativos do plano	(69.595)	22.269
Retorno real sobre os ativos dos planos	43.551	152.553

#### Premissas biométricas adotadas

As principais premissas adotadas pelo atuário independente para a realização do cálculo foram:

Especificação	Planos BD	Plano CD	Plano Médico	Plano FGTS
Taxa de desconto	9,04%	8,63%	9,10%	7,90%
Taxa de rendimento esperado dos ativos	9,04%	8,63%	N/A	N/A
Taxa de crescimento salarial	5,04%	5,04%	N/A	5,04%
Taxa de inflação esperada	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Reajuste de benefício concedidos de prestação continuada	4,00%	4,00%	N/A	N/A
Tábua de mortalidade geral	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000
Tábua de entrada em invalidez	Light-Média	Light-Média	Light-Média	Light-Média
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 + 6anos	AT-49 + 6anos	AT-49 + 6anos	N/A

#### 24. Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

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

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

---

#### Provisões com risco provável

	31/12/2017	Adições	Reversões	Atualização Monetária	Pagamentos	31/12/2018
Trabalhistas	37.662	11.692	(16.490)	2.989	(4.271)	31.582
Cíveis	92.629	39.745	(33.497)	23.803	(8.531)	114.149
Fiscais	1.991	114	(2.208)	111	(8)	-
Regulatório	19.373	-	(4.698)	-	-	14.675
Total	<u>151.655</u>	<u>51.551</u>	<u>(56.893)</u>	<u>26.903</u>	<u>(12.810)</u>	<u>160.406</u>

#### a) Riscos trabalhistas

Estão relacionados à indenização por acidentes, responsabilidade solidária, adicional de periculosidade, verbas rescisórias, reintegração, abono salarial, diferenças salariais, horas extras, e outros processos trabalhistas.

#### b) Riscos cíveis

Engloba processos relacionados a pedidos de ressarcimento por reajuste tarifário supostamente ilegal, indenização por acidentes/morte com energia elétrica e por danos causados em razão de oscilação na tensão do fornecimento de energia elétrica, desapropriações, ações de menor complexidade com trâmite nos juizados especiais, suspensão do fornecimento e cobranças indevidas de valores.

#### c) Riscos regulatórios

O processo punitivo regulatório é disciplinado pela Resolução Normativa nº 063/2004 da ANEEL. As penalidades previstas pelo regulamento vão desde advertência até a caducidade da concessão ou da permissão. Estas penalidades são aplicáveis a todos os agentes do setor elétrico e calculadas com base no valor de faturamento.

#### Contingências passivas com risco possível

A Companhia possui, basicamente, ações de natureza trabalhista, cível e fiscal, que não estão provisionadas, pois envolvem risco de perda classificado pela Administração e por seus advogados e consultores legais como possível. As contingências passivas possíveis estão assim representadas:

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

---

	31/12/2018	31/12/2017
Trabalhistas	81.538	62.126
Cíveis	996.567	872.532
Fiscais	584.575	515.739
Juizados especiais	3.483	3.798
	<u>1.666.163</u>	<u>1.454.195</u>

Apresentamos, a seguir, os processos relevantes cujos consultores jurídicos estimam a probabilidade de perda como sendo possível e que não requerem constituição de provisão:

- a) No âmbito estadual, a Companhia discute substancialmente: (i) regime especial originado do termo de acordo nº 035/91; (ii) base cadastral de consumidores isentos, imunes e não tributáveis; (iii) crédito oriundo da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado; transferência de créditos; (iv) cancelamento de faturas; (v) estorno de crédito - consumidor baixa renda; (vi) imposto em determinadas operações; e (vii) energia adquirida para consumo próprio e (viii) diferença entre valores contabilizados e valores informados nas declarações fiscais. Os montantes envolvidos totalizam R\$ 488.364 em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 426.523 em 31 de dezembro de 2017);
- b) No âmbito municipal, a Companhia possui processos judiciais e administrativos com os Municípios de Fortaleza e Iguatu referentes ao ISS no valor atualizado de R\$ 44.657 e R\$ 4.328 em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 42.847 e R\$ 4.125 em 31 de dezembro de 2017).
- c) Em relação aos tributos federais, a Companhia possui processos administrativos e judiciais referentes a IRPJ, CSLL e COFINS que totalizam o valor de R\$ 34.338 em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 32.971 em 31 de dezembro de 2017);
- d) No âmbito cível, refere-se à responsabilidade solidária com prestadores de serviços e danos materiais e morais, além disso, engloba processos relacionados a pedidos de ressarcimento por reajuste tarifário supostamente ilegal, indenização por acidentes/morte com energia elétrica e por danos causados em razão de oscilação na tensão do fornecimento de energia elétrica, desapropriações, ações de menor complexidade com trâmite nos juizados especiais, suspensão do fornecimento e cobranças indevidas de valores.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

#### Depósitos vinculados a litígios

A Companhia possui alguns depósitos vinculados a ações judiciais, os quais estão apresentados a seguir:

	31/12/2018	31/12/2017
Trabalhistas	15.920	16.650
Cíveis	21.394	21.091
Fiscais	4.043	3.935
<b>Total</b>	<b>41.357</b>	<b>41.676</b>

## 25. Patrimônio líquido

### a) Capital social

O capital social é composto de ações sem valor nominal e assim distribuídas:

	Ações ordinárias (em unidade)		Ações preferenciais (em unidade)				Total (em unidades)			
	Total (I)		Classe A		Classe B	Total (II)	(I) + (II)			
Enel Brasil S.A.	47.064.245	97,91%	10.588.006	37,48%	424	0,03%	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
Eletrobrás	-	0,00%	3.967.756	14,04%	1.531.141	99,77%	5.498.897	18,46%	5.498.897	7,06%
Fundos e Clubes de Investimento	4.710	0,01%	5.807.898	20,56%	-	0,00%	5.807.898	19,50%	5.812.608	7,47%
Fundo de Pensão	919.403	1,91%	3.087.589	10,93%	-	0,00%	3.087.589	10,37%	4.006.992	5,15%
Outros	79.579	0,17%	4.801.451	16,99%	3.097	0,20%	4.804.548	16,13%	4.884.127	6,28%
<b>Total de Ações</b>	<b>48.067.937</b>	<b>100,00%</b>	<b>28.252.700</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.534.662</b>	<b>100,00%</b>	<b>29.787.362</b>	<b>100,00%</b>	<b>77.855.299</b>	<b>100,00%</b>

Em reunião do Conselho de Administração, realizada em 23 de novembro de 2017, a acionista Enel Brasil S.A aprovou, dentro do limite de seu capital autorizado, aumento de capital social. Em decorrência do referido aumento de capital foram emitidas novas ações, as quais foram integralmente subscritas e integralizadas pela Enel Américas S.A. Parte do aumento aqui tratado foi integralizado mediante contribuição e transferência para a Enel Brasil S.A de 3.002.812 ações ordinárias, 8.818.006 ações preferenciais classe A, e 424 ações preferenciais classe B de emissão da Companhia Energética do Ceará - Coelce ("Coelce"), as quais foram devidamente avaliadas, conforme laudos de avaliação elaborados pelo BBVA Brasil Banco de Investimento S.A., na forma do artigo 8º da Lei no 6.404/76.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

---

As ações de emissão da Coelce transferidas à Enel Brasil S.A como parte da integralização do aumento de capital social mencionado acima representam a totalidade das ações que a Enel Américas S.A detinha na Coelce, de modo que a Enel Américas S.A, com a referida integralização, ocorrida em 23 de novembro de 2017, deixou de ser acionista da Coelce, tendo todas as suas ações passado para a titularidade da Enel Brasil S.A, que passou a deter 57.652.675 ações de emissão a Coelce, sendo 47.064.245 ordinárias e 10.588.430 preferenciais, correspondentes a 74,05% do capital total da Coelce.

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 26 de abril de 2018, foi aprovado o aumento de capital da Companhia no valor de R\$125.100.000,00 (cento e vinte e cinco milhões e cem mil reais), sem emissão de novas ações, decorrente da capitalização do saldo da Reserva de Capital de Giro. Em função do dito aumento, o capital social da Companhia passou a ser de R\$741.046.885,77 (setecentos e quarenta e um milhões, quarenta e seis mil, oitocentos e oitenta e cinco reais e setenta e sete centavos).

#### **b) Capital social Autorizado**

Na forma do disposto no artigo 168 da Lei nº 6.404/76, o Estatuto Social, em seu artigo 5º, parágrafo primeiro, prevê que a Companhia poderá, por deliberação do Conselho de Administração, aumentar o seu capital social em até 300.000.000.000 (trezentos bilhões) de ações sem valor nominal, sendo 100.000.000.000 (cem bilhões) ações ordinárias, 193.352.996.180 (cento e noventa e três bilhões, trezentos e cinquenta e dois milhões, novecentos e noventa e seis mil, cento e oitenta) ações preferenciais Classe A e 6.647.003.820 (seis bilhões, seiscentos e quarenta e sete milhões, três mil, oitocentas e vinte) ações preferenciais Classe B. Salvo deliberação em contrário do Conselho de Administração, os acionistas não terão direito de preferência em qualquer emissão de ações, notas promissórias para distribuição pública, debêntures conversíveis em ações, ou bônus de subscrição, cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa de valores, subscrição pública ou permuta por ações em oferta de aquisição de controle, nos termos do artigo 172 da Lei nº 6.404/76.

#### **c) Reserva legal**

O estatuto social da Companhia prevê que do lucro líquido anual serão deduzidos 5% para constituição de reserva legal, a qual não poderá exceder 20% do capital social.



**d) Reserva de reforço de capital de giro**

É composto pela parcela de lucros não distribuídos aos acionistas. A reserva de reforço de capital de giro é criada somente depois de considerados os requisitos de dividendo mínimo e seu saldo não pode exceder o montante do capital subscrito, conforme os termos do artigo 29, (ii), alínea d, do estatuto social da Companhia. A reserva de reforço de capital de giro pode ser usada na absorção de prejuízos, se necessário, para capitalização, pagamento de dividendos ou recompra de ações.

Em 26 de abril de 2018, por meio de Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, a Companhia aprovou a capitalização parcial do Saldo da Reserva de Reforço de Capital de Giro, no valor de R\$125.100.000,00 (cento e vinte e cinco milhões e cem mil reais)) sem a emissão de novas ações.

A Companhia excedeu o limite das suas reservas de lucros e encaminhará o assunto para Assembleia Geral Ordinária, que deverá deliberar sobre a capitalização ou distribuição do excesso, de acordo com o estatuto social e artigo 199 da Lei nº 6.404/76.

**e) Reserva de incentivo fiscal**

O saldo da reserva de incentivo fiscal apurado até 31 de dezembro de 2007 no montante de R\$ 106.323 foi mantido como reserva de capital e somente poderá ser utilizado conforme previsto na Lei no 12.973/2014.

Em 14 de dezembro de 2016, a Companhia renovou o benefício fiscal da Sudene - Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste, que reduz 75% do imposto de renda e adicionais não restituíveis, calculado sobre o lucro da exploração, referente à atividade de distribuição de energia.

O processo de modernização foi comprovado perante à SUDENE, por meio de documentação e verificação pela visita técnica que a Companhia recebeu dos analistas da SUDENE.

Projeto Atendido: Modernização Total na área de atuação da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE). Início do prazo de fruição do benefício: 01 de janeiro de 2016 a 31 de dezembro de 2025; Prazo total de fruição: 10 anos; Término do prazo de fruição do benefício: ano-calendário de 2025.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

---

O valor do imposto que deixar de ser pago em virtude da redução pelo benefício fiscal, não poderá ser distribuído aos sócios ou acionistas, sob pena de perda do incentivo e da obrigação de recolher, com relação a importância distribuída, o imposto que a Companhia tiver deixado de pagar, sem prejuízo da incidência do imposto sobre o lucro distribuído como rendimento e das penalidades cabíveis. Conforme determina o artigo 19, §§ 3º e 5º, do decreto - lei nº 1.598/77.

O valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da lei foi contabilizado no resultado do período, em 31 de dezembro de 2018 o montante foi de R\$ 73.348 (31 de dezembro de 2017: R\$ 95.878).

#### f) Reserva especial de ágio

A reserva de R\$ 221.188 foi constituída em função da reestruturação societária da Companhia, que resultou no reconhecimento do benefício fiscal diretamente no patrimônio, quando o ágio foi transferido para a Companhia por meio de incorporação, vide Nota 11.

#### g) Dividendos

De acordo com o estabelecido no estatuto social da Companhia e em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, o dividendo mínimo não será inferior a 25% do lucro líquido ajustado.

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Lucro do exercício	364.520	435.779
(-) Incentivo fiscal - SUDENE	(73.348)	(95.878)
(+) Reversão de dividendos prescritos	30	56
Lucro ajustado	<u>291.202</u>	<u>339.957</u>
Dividendo mínimo obrigatório	(72.801)	(84.989)
Dividendo adicional proposto	(72.801)	-
	<u>145.600</u>	<u>254.968</u>
Adoção inicial IFRS 9	4.330	-
Outros resultados abrangentes (benefícios pós-emprego)	(15.557)	(4.856)
Reserva reforço de capital de giro	<u>134.373</u>	<u>250.112</u>

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

Os dividendos mínimos, por classe de ação estão demonstrados a seguir:

Tipo de Aplicação	25% sobre o lucro líquido ajustado		Dividendos mínimos sobre capital social		Dividendos mínimos obrigatórios	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Ações Ordinárias	44.947	52.472	1.461	-	44.947	52.472
Ações Preferenciais A	26.419	30.842	13.411	13.411	26.419	30.842
Ações Preferenciais B	1.435	1.675	1.214	1.214	1.435	1.675
Total	72.801	84.989	16.086	14.625	72.801	84.989

#### h) Outros resultados abrangentes

A Companhia reconhece como outros resultados abrangentes a parte eficaz dos ganhos ou perdas dos instrumentos financeiros derivativos classificados como *hedge* de fluxo de caixa, bem como os ganhos e perdas atuariais oriundos de alterações nas premissas ou nos compromissos dos planos de benefício definido.

## 26. Lucro por ação

	31/12/2018	31/12/2017
<b>Numerador (em R\$ mil)</b>		
Lucro líquido do período atribuído aos acionistas da Companhia		
Lucro disponível aos acionistas ordinários	225.055	269.050
Lucro disponível aos acionistas preferenciais - Classe A	132.280	158.139
Lucro disponível aos acionistas preferenciais - Classe B	7.185	8.590
	364.520	435.779
<b>Denominador (em unidades de ações)</b>		
Número de ações ordinárias	48.067.937	48.067.937
Número de ações preferenciais - Classe A	28.252.700	28.252.700
Número de ações preferenciais - Classe B	1.534.662	1.534.662
	77.855.299	77.855.299
<b>Percentual por ação</b>		
Ações ordinárias	61,7401%	61,7401%
Ações preferenciais - classe A	36,2887%	36,2887%
Ações preferenciais - classe B	1,9712%	1,9712%
<b>Resultado básico e diluído por ação (em R\$)</b>		
Ação ordinária	4,6820	5,5973
Ação preferencial - Classe A	4,9629	5,9331
Ação preferencial - Classe B	5,1502	6,1570

Não há diferença significativa entre o lucro por ação básico e o cálculo de lucro por ação diluído, uma vez que a Companhia não possui instrumentos patrimoniais emitidos com realização no período.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

A cada ação ordinária corresponde um voto nas deliberações da Assembleia Geral.

As ações preferenciais não têm direito a voto, nem são conversíveis em ações ordinárias. Entretanto, gozam de prioridade no reembolso do capital, tendo o direito a dividendos mínimos não cumulativos de 6% ao ano para as ações de classe "A" e 10% para as ações de classe "B", calculados sobre o valor proporcional do capital social atribuído à respectiva classe, corrigido ao término de cada exercício social.

As ações preferenciais de classe "B" poderão ser convertidas em ações preferenciais de classe "A", a requerimento do interessado.

#### 27. Receita líquida

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Fornecimento faturado	5.354.113	5.136.106
Fornecimento não faturado	207.649	184.429
Consumidores	<u>5.561.762</u>	<u>5.320.535</u>
Ativos e passivos financeiros setoriais	61.725	137.222
Subvenção baixa renda	210.102	200.012
Subvenção CDE - desconto tarifário	250.483	249.949
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	279.722	183.110
Receita de construção	885.970	693.883
Outras receitas	260.559	74.238
Receita operacional bruta	<u>7.510.323</u>	<u>6.858.949</u>
(-) Deduções da receita		
ICMS	(1.382.420)	(1.314.438)
COFINS	(502.785)	(474.222)
PIS	(109.157)	(102.956)
P&D	(41.166)	(38.354)
Ressarcimento P&D (a)	32.870	-
Encargo setorial CDE	(398.235)	(327.710)
Taxa de fiscalização	(5.644)	(5.785)
Outros impostos e contribuições sobre a receita	(1.542)	(1.065)
Total de deduções de receita	<u>(2.408.079)</u>	<u>(2.264.530)</u>
Total	<u><u>5.102.244</u></u>	<u><u>4.594.419</u></u>

- (a) Em abril de 2018, a Companhia recebeu crédito bancário de R\$ 32.870 correspondente ao ressarcimento de P&D oriundo do ressarcimento do adicional de 0,3% sobre a Receita Operacional Líquida, instituído pela Lei 12.111/2009.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

#### 28. Receitas (custos/despesas) operacionais

Descrição	31/12/2018					31/12/2017				
	Custo do serviço	Despesa de vendas	Despesas gerais e Administrativas	Outras	Total	Custo do serviço	Despesa de vendas	Despesas gerais e Administrativas	Outras	Total
Pessoal	(120.066)	-	(46.951)	-	(167.017)	(114.230)	-	(47.108)	-	(161.338)
Material	(16.990)	-	(474)	-	(17.464)	(17.604)	-	(492)	-	(18.096)
Serviços de terceiros	(293.473)	(1.756)	(49.262)	-	(344.491)	(281.306)	(1.552)	(41.934)	-	(324.792)
Energia elétrica comprada para revenda	(2.599.577)	-	-	-	(2.599.577)	(2.385.638)	-	-	-	(2.385.638)
Encargos do uso do sistema de transmissão	(278.178)	-	-	-	(278.178)	(144.647)	-	-	-	(144.647)
Depreciação e amortização	(191.891)	-	(13.138)	-	(205.029)	(160.913)	-	(13.462)	-	(174.375)
Custo na desativação de bens	(33.553)	-	-	-	(33.553)	(22.165)	-	-	-	(22.165)
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	-	(49.429)	-	-	(49.429)	-	(33.044)	-	-	(33.044)
Custo de construção	(885.970)	-	-	-	(885.970)	(693.883)	-	-	-	(693.883)
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	-	-	5.342	-	5.342	-	-	(2.159)	-	(2.159)
Indenizações DIC / FIC	-	-	-	-	-	(11.050)	-	-	-	(11.050)
Perda de recebíveis de clientes	-	(7.220)	-	-	(7.220)	-	(13.171)	-	-	(13.171)
Outras despesas operacionais	(19.048)	-	(27.589)	(5.318)	(51.955)	(18.034)	-	(21.269)	(2.337)	(41.640)
Receita de multas por impontualidade de clientes	-	-	-	47.285	47.285	-	-	-	47.034	47.034
Outras receitas operacionais	-	-	-	2.865	2.865	-	-	-	2.994	2.994
<b>Total</b>	<b>(4.438.746)</b>	<b>(58.405)</b>	<b>(132.072)</b>	<b>44.832</b>	<b>(4.584.391)</b>	<b>(3.849.470)</b>	<b>(47.767)</b>	<b>(126.424)</b>	<b>47.691</b>	<b>(3.975.970)</b>

A energia elétrica comprada para revenda foi impactada pelo aumento de 4,63% no custo médio de compra em relação ao mesmo período do ano anterior. Na linha de encargos de uso do sistema de transmissão houve um aumento nos contratos em especial nas transações com as empresas do grupo que entraram em operação e também o próprio aumento do custo devido condições de mercado.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

#### 29. Resultado financeiro

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Receitas financeiras		
Renda de aplicação financeira	4.997	9.562
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	32.385	31.960
Receita de ativo indenizável	59.482	41.331
Variação monetária de ativos financeiros setoriais	14.865	-
Variações monetárias de dívidas	1.979	2.165
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	26.865	-
Juros fundo de pensão	152	248
Outras receitas financeiras	12.176	7.782
Total das receitas financeiras	<u>152.901</u>	<u>93.048</u>
Despesas financeiras		
Variações monetárias de dívidas	(21.664)	(10.082)
Encargos de dívidas	(88.448)	(94.149)
Encargos fundo de pensão	(8.348)	(10.570)
Variação monetária de passivos financeiros setoriais	-	(10.502)
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(26.903)	(14.612)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(29.691)	-
Atualizações de impostos	(3.475)	(1.258)
Atualização P&D/PEE	(771)	(1.484)
IOF/IOC	(2.124)	(1.416)
Outras multas	(1.486)	(10.635)
Outras despesas financeiras	(33.534)	(14.308)
Total das despesas financeiras	<u>(216.444)</u>	<u>(169.016)</u>
Resultado financeiro	<u>(63.543)</u>	<u>(75.968)</u>

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

#### 30. Imposto de Renda e Contribuição Social

A reconciliação da provisão para o Imposto de Renda e Contribuição Social, calculada pelas alíquotas fiscais vigentes, com os valores constantes na demonstração do resultado é apresentada abaixo:

	31/12/2018		31/12/2017	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	454.310	454.310	542.481	542.481
Alíquota nominal dos tributos	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 20/mês	10%	-	10%	-
	(113.554)	(40.888)	(135.596)	(48.823)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo				
Incentivos fiscais	73.348	-	95.878	-
Permanentes - despesas e multas	(5.976)	(2.720)	(12.945)	(5.216)
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(46.182)	(43.608)	(52.663)	(54.039)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(100.935)	(36.974)	(127.908)	(46.675)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(18.595)	(6.634)	(20.633)	(7.364)
Incentivo fiscal	73.348	-	95.878	-
Total	(46.182)	(43.608)	(52.663)	(54.039)

Conforme o artigo 228 do Regulamento do Imposto de Renda, a alíquota do IRPJ é de 15% (quinze por cento) sobre o lucro apurado, com adicional de 10% sobre a parcela do lucro que exceder R\$20 / mês.

A seguir a composição dos tributos diferidos:

	Balanços Patrimoniais		Demonstrações do resultado e resultado abrangente	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
IR e CS sobre diferenças temporárias	92.973	96.390	(3.417)	(15.659)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	36.334	27.644	8.690	(17.833)
Provisão para ações judiciais e regulatórias	54.538	63.495	(8.957)	(11.462)
Provisão para obsolescência de estoque	-	38	(38)	(977)
Outras	2.101	5.213	(3.112)	14.613
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado	(104.996)	(83.184)	(21.812)	(12.338)
Ativo indenizável (concessão)	(105.213)	(84.989)	(20.224)	(14.052)
Correção monetária especial (CME) e complementar (CMC)	(1.588)	-	(1.588)	1.714
Diferido perdas de bens	1.805	1.805	-	-
Subtotal - impacto no resultado do período	(12.023)	13.206	(25.229)	(27.997)
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado abrangente	60.052	53.858	6.194	1.976
Plano de pensão	62.397	54.383	8.014	2.501
Instrumentos financeiros derivativos	(115)	(525)	410	(525)
IFRS 9	(2.230)	-	(2.230)	-
Total	48.029	67.064	(19.035)	(26.021)

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

---

Os valores dos ativos fiscais diferidos sobre diferenças temporárias, que poderão ser compensados com lucros tributáveis futuros, serão realizados pela Companhia em um prazo não superior a 5 anos, considerando as melhores estimativas da Administração.

#### 31. Objetivos e políticas para a gestão de risco financeiro

##### Considerações gerais

A Companhia possui políticas de mitigação de riscos financeiros e adota estratégias operacionais e financeiras visando manter a liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Com essa finalidade, mantém sistemas gerenciais de controle e acompanhamento das suas transações financeiras e seus respectivos valores, com o objetivo de monitorar os riscos e oportunidades/condições de cobertura no mercado.

##### Fatores de risco

A linha de negócio principal da Companhia está concentrada na distribuição de energia elétrica em toda a área de concessão do Estado do Ceará. Sua estratégia está sintonizada com a gestão financeira que aplica melhores práticas para minimização de riscos financeiros, observando também os aspectos regulatórios. A Companhia identifica os seguintes fatores de riscos que podem afetar seu negócio:

##### a) Risco de crédito

Esse risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes ou de uma contraparte, em um instrumento financeiro, não cumprir com suas obrigações contratuais. Esses riscos são avaliados como de baixa probabilidade, considerando a pulverização do número de clientes, o comportamento estatístico dos níveis de arrecadação e as políticas que estabelecem regras e limites para realizar operações com contrapartes. No caso de transações financeiras, essas políticas levam em consideração, dentre outras variáveis, a classificação de risco de crédito (*rating*) e valor do patrimônio líquido da contraparte.

	31/12/2018	31/12/2017
Caixa e equivalentes de caixa	95.835	154.276
Títulos e valores mobiliários	67.980	82.206
Instrumentos financeiros derivativos - swap	86	1.465
Consumidores e outras contas a receber	974.642	892.615
Ativos financeiros setoriais	201.567	124.961
Ativo indenizável (concessão)	1.888.440	1.383.764
	<b>3.228.550</b>	<b>2.639.287</b>



## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

---

No caso dos créditos com Consumidores, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento de energia caso o cliente deixe de realizar o pagamento de suas faturas, dentro de parâmetros e prazos definidos pela legislação e regulamentação específicas. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida em montante julgado suficiente, pela Administração da Companhia, para cobrir prováveis riscos de realização das contas a receber.

Os riscos relativos aos créditos setoriais e indenizáveis são considerados como bastante reduzidos, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente a custos não recuperados por meio de tarifa.

Em 31 de dezembro de 2018, para o saldo de caixa e equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários e instrumentos financeiros derivativos, a Companhia possuía a seguinte exposição de ativos com as seguintes classificação de risco realizada pela Agência Standard & Poor's (escala nacional):

<u>Instrumentos Financeiros Derivativos</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
AA-	86	1.465
<b>Total geral</b>	<b>86</b>	<b>1.465</b>

<u>Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
AA-	-	133.398
AAA	114.790	78
AA+	36.294	100.934
Banco Central do Brasil	356	479
Numerário em trânsito	12.375	1.433
Não avaliado	-	160
<b>Total geral</b>	<b>163.815</b>	<b>236.482</b>

#### **b) 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 podem afetar a tarifa de energia e consequentemente, a receita oriunda do fornecimento de energia da Companhia e ainda, o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis  
Em 31 de dezembro de 2018  
(Em milhares de Reais)

---

No caso de desequilíbrio econômico-financeiro da concessão, a Companhia pode requerer ao regulador a abertura de uma revisão tarifária extraordinária, ficando a realização desta a critério do regulador. A ANEEL também poderá proceder com revisões extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para repasse dos mesmos às tarifas. Os processos de reajuste e revisão tarifária de todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica são efetuados segundo metodologia elaborada e publicada pela ANEEL e submetidos à avaliação pública. Alterações de metodologia nos reajustes ou nas revisões tarifárias propostos pelo regulador podem impactar de forma significativa a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia.

**c) Risco de câmbio**

Este risco é proveniente da possibilidade de flutuações na taxa de câmbio, que possam acarretar em perdas para Companhia, como por exemplo, a valorização de moedas estrangeiras frente ao real, que aumentaria as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos indexados ao dólar. De forma a evitar este risco, sempre que aplicável, a Companhia contrata instrumentos derivativos (*swaps*) para as dívidas financeiras indexadas em moeda estrangeira (passando o custo para CDI, em Reais), com o objetivo estrito de proteção (*Hedge*). Em 31 de dezembro de 2018 a dívida em moeda estrangeira da Companhia não era significativa e não havia operações de derivativos vigentes em moeda estrangeira.

**d) Risco de encargos de dívida (taxas de juros e inflação)**

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, como por exemplo, indicadores de inflação, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia possuía 89% da dívida total indexada a taxas variáveis ou flutuantes, sendo que 6% eram atrelados a indicadores menos voláteis às oscilações do mercado, como a TJLP contraídos com recursos do BNDES. Com a baixa do CDI no início do período, a Companhia realizou operações de hedge de curto prazo fixando algumas operações as operações atreladas ao indexador (35% do total, sendo 6,7% objeto de *hedge*), de forma a garantir um custo fixo, sem estar exposto a possíveis variações do mercado.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

Os ajustes a débito e a crédito dessas operações estão registrados nas demonstrações de resultados. Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia apurou um resultado positivo não realizado na operação de swap no montante de R\$ 86 (resultado positivo no montante de R\$ 1.465 em 31 de dezembro 2017), e possui registrado o saldo das perdas com os instrumentos financeiros derivativos reconhecidos diretamente no patrimônio em outros resultados abrangentes no valor de R\$ 1.206 em 31 de dezembro de 2018 (saldo positivo no montante de R\$ 1.541 em 31 de dezembro 2017).

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia possuía a seguinte exposição:

Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	31/12/2018	%	31/12/2017	%
Selic	170	0,13%	61	0%
CDI	131.646	99,85%	157.787	100%
Pré-Fixado	34	0,03%	129	0%
<b>Total</b>	<b>131.850</b>	<b>100%</b>	<b>157.977</b>	<b>100%</b>

Ativo Financeiro Indenizável	31/12/2018	%	31/12/2017	%
IPCA	1.888.440	100%	1.383.764	100%
<b>Total</b>	<b>1.888.440</b>	<b>100%</b>	<b>1.383.764</b>	<b>100%</b>

Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Derivativos	31/12/2018	%	31/12/2017	%
Taxa fixa	477.199	25%	350.050	27%
TJLP	94.103	5%	136.316	11%
Selic	64.887	3%	78.905	6%
CDI	550.316	29%	349.578	27%
TR	-	0%	75.848	6%
IPCA	697.311	37%	296.598	23%
Libor	4.455	0%	3.794	0%
<b>Total</b>	<b>1.888.271</b>	<b>100%</b>	<b>1.291.089</b>	<b>100%</b>

Em relação à eventual exposição de ativos e passivos relevantes às variações de mercado (cambio, taxas de juros e inflação), a Companhia adota como estratégia a diversificação de indexadores e, eventualmente, se utiliza de instrumentos financeiros derivativos para fins de proteção, à medida em que se identifique esta necessidade e haja condições de mercado adequadas que o permita.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

#### e) Risco de liquidez

Com o intuito de assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações de maneira conservadora, a gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimos prazos, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez.

A liquidez da Companhia é gerida através do monitoramento dos fluxos de caixa previstos e realizados com o objetivo de se precaver das possíveis necessidades de caixa no curto prazo. Com o intuito de assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações de maneira conservadora, a gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimos prazos, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez.

A Companhia mantém linhas de crédito bancárias para captação de recursos para capital de giro e para empréstimos que julgue adequados, incluindo *committed credit lines* e *uncommitted credit lines*, através de contratos firmados, cujo montante em 31 de dezembro de 2018 era de R\$ 270.000.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e debêntures detalhados nas Notas 19 e 20, deduzidos pelo caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários detalhados nas Notas 5 e 6, e pelo patrimônio líquido da Companhia (que inclui capital emitido, reservas e lucros acumulados conforme apresentado na Nota 26).

O índice de endividamento em 31 de dezembro de 2018 é de 37% (29% em 2017), calculado pela razão entre dívida líquida e patrimônio líquido mais dívida líquida.

As tabelas abaixo apresentam informações sobre os vencimentos futuros dos empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia que estão sendo considerados no fluxo de caixa projetado:

	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Mais de cinco anos	Total
31 de dezembro de 2018						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	3.168	6.288	12.187	42.773	6.593	71.009
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	7.531	224.373	141.645	233.618	151.578	758.745
Debêntures	-	-	53.155	646.898	369.955	1.070.008
Empréstimos e Financiamentos Partes Relacionadas	-	-	320.484	-	-	320.484
	<u>10.699</u>	<u>230.661</u>	<u>527.471</u>	<u>923.289</u>	<u>528.126</u>	<u>2.220.246</u>
31 de dezembro de 2017						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	3.763	7.354	32.850	91.949	23.013	158.929
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	13.315	75.957	177.419	529.453	4.046	800.190
Debêntures	-	-	160.318	150.941	-	311.259
	<u>17.078</u>	<u>83.311</u>	<u>370.587</u>	<u>772.343</u>	<u>27.059</u>	<u>1.270.378</u>

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

Os valores previstos para os próximos vencimentos dos instrumentos financeiros derivativos que estão contemplados nos fluxos de caixa da Companhia estão dispostos abaixo:

	De um a três	De três meses	De um a cinco anos	Total
31 de dezembro de 2018	201	983	-	1.184
"Swaps" de juros 11/12/17	201	983	-	1.184
31 de dezembro de 2017	56	748	(100)	704
"Swaps" de juros 11/12/17	56	748	(100)	704

### Valorização dos instrumentos financeiros

O método de mensuração utilizado para cálculo do valor de mercado dos instrumentos financeiros foi o fluxo de caixa descontado, considerando expectativas de liquidação desses ativos e passivos, taxas de mercado vigentes e respeitando as particularidades de cada instrumento na data do balanço:

Categoria	Nível	31/12/2018		31/12/2017		
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo	
<b>Ativo</b>						
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	2	95.835	95.835	154.276	154.276
Títulos e valores mobiliários	Valor justo por meio de resultado	2	67.980	67.980	82.206	82.206
Cauções e depósitos	Custo amortizado	2	38.564	38.564	25.485	25.485
Consumidores e outras contas a receber	Custo amortizado	2	974.642	974.642	892.615	892.615
Ativos financeiros setoriais	Custo amortizado	2	201.567	201.567	124.961	124.961
Instrumentos financeiros derivativos - swap	Valor justo por meio de resultado	2	337	337	1.465	1.465
Ativo indenizável (concessão)	Valor justo por meio de resultado	3	1.888.440	1.888.440	1.383.764	1.383.764
<b>Passivo</b>						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Custo amortizado	2	1.064.342	668.978	640.370	641.467
Debêntures em moeda nacional	Custo amortizado	2	813.141	993.243	642.909	604.501
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Custo amortizado	2	10.874	10.874	9.275	7.262
Instrumentos financeiros derivativos - Swap	Valor justo por meio de resultado	2	251	251	-	-
Passivos financeiros setoriais	Custo amortizado	2	7.010	7.010	6.874	6.874
Fornecedores	Custo amortizado	2	702.597	702.597	755.862	755.862

As aplicações financeiras registradas no período (classificadas tanto como caixa e equivalentes de caixa quanto títulos e valores mobiliários) aproximam-se dos valores de mercado, pois são efetuadas a juros pós-fixados.

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

---

#### Valor justo hierárquico

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

- **Nível 1** - Dados provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) de forma que seja possível acessar diariamente inclusive na data da mensuração do valor justo;
- **Nível 2** - Dados diferentes dos provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) incluídos no Nível 1, extraído de modelo de precificação baseado em dados observáveis de mercado;
- **Nível 3** - **Dados extraídos de modelo de precificação baseado em dados não observáveis de mercado.**

As operações de derivativos, quando realizadas, são para proteger o caixa da Companhia. A contratação dos derivativos é realizada com bancos que possuem *investment grade* (escalas locais das principais agências de riscos) com “expertise” necessária para as operações, evitando-se a contratação de derivativos especulativos.

#### Instrumento financeiro derivativo

Os valores da curva e de mercado do instrumento financeiro (*swap*) de 31 de dezembro de 2018 estão dispostos abaixo:

Derivativo	Valor da curva	Valor justo (contábil)	Diferença	Valor de referência (Notional) BRL
Swap DI x Fixo 11.12.17 Santander	(141)	117	258	150.000
Swap DI x Fixo 11.12.17 Itaú	(111)	(31)	80	50.000

A estimativa de valor de mercado das operações de *swap* foi elaborada baseando-se no modelo de fluxos futuros a valor presente, descontados a taxas de mercado apresentadas pela B3 (antiga BM&F) na posição de 31 de dezembro de 2018.

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Em 31 de dezembro de 2018 havia 2 (dois) contratos de *swap*, sendo os três de CDI para taxa fixa a fim de diminuir a exposição a variação do CDI, conforme demonstrado abaixo:

# COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

## Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

Contraparte	Data dos contratos	Data de vencimento	Posição	Valores de referência	
				Moeda local	
				31/12/2018	31/12/2017
<b>Contrato de swap</b>					
SANTANDER (Brasil) S.A.	11/12/2017	20/03/2019	CDI + 107%aa	117	875
ITAÚ S.A.	11/12/2017	07/11/2019	CDI + 112%aa	(31)	590
BRADESCO S.A.	16/02/2018	17/12/2018	100% CDI + 0,80%aa	-	-

### Análise de sensibilidade suplementar sobre instrumentos financeiros

Essas análises têm por objetivo ilustrar a sensibilidade a mudanças em variáveis de mercado nos instrumentos financeiros da Companhia. A Administração da Companhia revisa regularmente essas estimativas e premissas utilizadas nos cálculos. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade inerente ao processo utilizado na preparação dessas análises.

Vide abaixo análise de sensibilidade nos saldos das dívidas da Companhia em 31 de dezembro de 2018 estabelecida através das variações nas despesas financeiras para os próximos 12 meses considerando a sensibilização da curva futura dos indicadores financeiros divulgados pela B3 (antiga BM&F). Para os cenários adverso e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no Cenário Provável (índices projetados divulgados pela B3).

Ativos	Risco	Base 31/12/2018	Cenários projetados - Dez. 2019		
			Provável	Adverso	Remoto
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução da SELIC	(170)	(11)	(8)	(5)
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução do CDI	(131.646)	(8.269)	(6.246)	(4.194)
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Pre-fixado	(34)	-	-	-
Ativo indenizável	Redução do IPCA	(1.888.440)	(46.674)	(35.005)	(23.337)
Instrumentos financeiros derivados	Alta do CDI	(125.187)	(8.551)	(10.608)	(12.635)
Instrumentos financeiros derivados	Pre-fixado	(125.102)	(9.867)	(9.867)	(9.867)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Pre-fixado	(345.678)	(23.129)	(23.129)	(23.129)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do Dólar	(6.419)	(834)	(2.296)	(3.510)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da TJLP	(94.103)	(9.133)	(10.625)	(12.096)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da Selic	(64.887)	(5.998)	(6.955)	(7.900)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do CDI	(675.503)	(46.788)	(57.301)	(67.667)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do IPCA	(697.311)	(52.000)	(57.030)	(62.025)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da Libor	(4.455)	(474)	(1.516)	(2.389)
			<b>(211.728)</b>	<b>(220.586)</b>	<b>(228.754)</b>

## COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

### Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis Em 31 de dezembro de 2018 (Em milhares de Reais)

Em seguida, apresenta-se a análise de sensibilidade estabelecida com o uso de cenários e projeções em relação a eventos futuros relativos ao comportamento do *swap* da Companhia:

Contrato	Provável	Cenário + 25%		Cenário + 50%	
		Cenário	Efeito líquido no resultado	Cenário	Efeito líquido no resultado
BB Agropecuário - Subcrédito B	5.076	6.297	1.221	7.502	6.281
Swap Ponta Ativa	(4.996)	(6.199)	(1.203)	(7.384)	(6.181)
Swap Ponta Passiva	5.922	5.922	-	5.922	5.922
Itaú CCB	3.572	4.430	858	5.276	4.418
Swap Ponta Ativa	(3.555)	(4.409)	(854)	(5.250)	(4.396)
Swap Ponta Passiva	3.945	3.945	-	3.945	3.945
Debêntures 5ª Emissão - 1 Série (CEAR15)	24.850	30.172	5.322	35.421	30.099
Total	34.814	40.158	5.344	45.432	40.088

Conforme demonstrado acima, as variações do CDI sobre a parcela da dívida coberta pelo *swap* são compensadas inteiramente pelo resultado oposto de sua ponta ativa.

### 32. Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia acontecerão nos valores de R\$ 3.043.922 em 2019, R\$ 3.125.887 em 2020, R\$ 3.278.789 em 2021, R\$ 3.397.878 em 2022 e R\$ 56.742.545 após 2022.

### 33. Participação nos resultados

O montante dessa participação no período de 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 17.230 (R\$ 14.664 em 31 de dezembro de 2017).

### 34. Cobertura de seguros

Os principais ativos em serviço da Companhia estão segurados por uma apólice de risco operacional e também o seguro de responsabilidade civil que faz parte do programa de seguros corporativos do Grupo Enel Brasil. A Administração da Companhia considera que os montantes são adequados.

Riscos	Data de vigência		Importância segurada	Limite máximo de garantia de sinistro
	De	Até		
Risco operacional	01/11/2018	31/10/2019	R\$ 1.091.249	R\$ 185.253
Responsabilidade civil	01/11/2018	31/10/2019	N/A	R\$ 741.012



## RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Aos  
Acionistas, Conselheiros e Diretores da  
**Companhia Energética do Ceará - Coelce**  
Fortaleza - CE

### Opinião sobre as demonstrações contábeis

Examinamos as demonstrações contábeis da **Companhia Energética do Ceará - Coelce** (“**Companhia**”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da **Companhia Energética do Ceará - Coelce** em 31 de dezembro de 2018, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

### Base para opinião sobre as demonstrações contábeis

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis”. Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

### Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

## Reconhecimento de receita (Notas Explicativas nºs 2.11 e 27)

---

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber das atividades de venda de energia elétrica, sendo reconhecidas mensalmente com base na prestação do serviço. Os riscos observados referem-se:

- (i) Critério de reconhecimento de receita, em decorrência da adoção do IFRS 15/CPC 47;
- (ii) Reconhecimento de receita fora de período de competência e/ou lançamento por erro ou fraude;
- (iii) Lançamento da fatura se dê por valores maiores do que o efetivamente estabelecido na tabela de preço vigente à época;
- (iv) Estimativa utilizada para o reconhecimento dos valores de eletricidade fornecidos aos consumidores entre a data da última leitura do medidor e o final do ano (“fornecimento não faturado”).

## Resposta da auditoria ao assunto de reconhecimento de receita (Notas Explicativas nºs 2.11 e 27)

---

Nossos procedimentos de auditoria incluíram a conferência em detalhe dos critérios de reconhecimento de receitas que suportam o registro das faturas ao longo do exercício e confirmamos que estão consistentes de acordo com as práticas contábeis brasileiras e internacionais; efetuamos testes detalhados, com base em amostragem estatística, que compreendeu seleção dos lançamentos contábeis registrados no faturamento, examinando faturas de energia e os respectivos pagamentos; efetuamos teste global de receita de venda de energia elétrica; confrontamos com a tabela vigente aplicável ao ciclo tarifário e para a receita estimada (“fornecimento não faturado”) realizamos procedimentos analíticos utilizando dados reais para nos permitir definir as expectativas quanto ao nível estimado de receita comparando isso com a estimativa da Companhia. Nós também avaliamos os pressupostos da Companhia relativos ao volume e preço utilizado na determinação do nível de receita estimada e a sua adequada divulgação nas notas explicativas às demonstrações contábeis.

Baseados nos procedimentos de auditoria sumarizados acima, não foram identificadas distorções materiais no reconhecimento da receita da Companhia. Portanto, consideramos que as políticas de reconhecimento de receitas são apropriadas para suportar os julgamentos, estimativas e informações incluídas nas demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

### **Provisão estimada para créditos de liquidação duvidosa (Notas Explicativas nºs 2.3 e 7)**

---

A estimativa da provisão estimada para créditos de liquidação duvidosa envolve um elevado nível de julgamento por parte da Administração. A determinação da provisão estimada para créditos de liquidação duvidosa envolve a avaliação de várias premissas e fatores internos e externos, incluindo nível de inadimplência, política de renegociação e parcelamentos e cenário econômico atual e prospectivo. Esse julgamento considera diversas premissas na determinação das provisões.

A Administração da Companhia, durante o exercício de 2018, em decorrência da adoção do IFRS 9/CPC 48, readequou sua política contábil de mensuração e divulgação da provisão estimada para créditos de liquidação duvidosa às políticas realizadas pela área de gestão de crédito.

### **Reconhecimento de ativos e passivos regulatórios (Nota Explicativa nº10)**

---

As receitas de energia elétrica das distribuidoras devem considerar uma tarifa (após revisão e homologação da ANEEL) capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Em virtude disso, a Companhia registra ativos e/ou passivos regulatórios decorrente da diferença entre os custos incorridos e o valor da tarifa recebida no último no reajuste tarifário (cobertura tarifária). Em virtude da complexidade e detalhes específicos aplicáveis ao setor elétrico, a Companhia possui risco quanto a adequada mensuração e contabilização dos ativos e passivos regulatórios.

### **Resposta da auditoria ao assunto de provisão estimada para créditos de liquidação duvidosa (Notas Explicativas nºs 2.3 e 7)**

---

Os nossos procedimentos de auditoria incluíram a avaliação da nova estimativa definida pela Administração para constituição de provisão estimada para créditos de liquidação duvidosa, realização de recálculo matemático da referida provisão e desafiamos o julgamento da Administração decorrente a estimativa definida onde foram totalizados todos os créditos, independente se vencidos ou a vencer, dos consumidores com faturas registradas como provisão estimada para crédito de liquidação duvidosa (“efeito arrasto”). Avaliamos esse total como parte de nossa avaliação de risco de distorções significativas nas demonstrações contábeis.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima sumarizados, consideramos que são aceitáveis a estimativa da provisão estimada para créditos de liquidação duvidosa, bem como as divulgações nas Notas Explicativas nºs 2.3 e 7 no contexto das demonstrações contábeis, tomadas em conjunto.

### **Resposta da auditoria ao assunto de reconhecimento de ativos e passivos regulatórios (Nota Explicativa nº 10)**

---

Os nossos procedimentos de auditoria consideraram a avaliação dos ativos e passivos regulatórios registrados com base nas regulamentações expedidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, a aplicação de testes detalhados de inspeção, com base em amostragem, das bases que suportam os registros contábeis realizados. Assim como a revisão da adequada divulgação da Nota Explicativa nº 10 às demonstrações contábeis.

Com base no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre os ativos e passivos regulatórios, consideramos que os critérios e premissas adotadas para reconhecimento dos referidos ativos e passivos regulatórios, são aceitáveis, no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

**Avaliação de *impairment* de ativo imobilizado, intangível e ativos contratuais (Notas Explicativas nºs 2,5, 14, 15 e 16)**

---

A Companhia possui registrado ativo imobilizado, intangível e ativos contratuais no montante de R\$ 2.421.539 mil, em 31 de dezembro de 2018 referente a investimentos realizados oriundos do direito de concessão de distribuição de energia elétrica. A Administração avalia, no mínimo anualmente, o risco de *impairment* desses ativos, baseado no método do valor em uso ou em modelo financeiro de fluxo de caixa descontado, o qual exige que a Administração adote algumas premissas baseadas em informações geradas por seus relatórios internos, no qual envolve julgamento significativo sobre os resultados futuros do negócio, em que qualquer ajuste nas premissas utilizadas pode gerar efeitos significativos na avaliação e impactos nas demonstrações contábeis da Companhia tomadas em conjunto.

**Reconhecimento de benefícios pós emprego (Notas Explicativas nºs 2.8 e 23)**

---

A Companhia possui benefícios pós-emprego no qual a obrigação é calculada com base na estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados. Em virtude da complexidade e subjetividade na estimativa decorrente da avaliação atuarial dos planos de saúde e benefício, conforme requerido pelo CPC 33 - Benefício pós-emprego, a Companhia possui risco quanto a adequada mensuração e contabilização dos passivos decorrente a benefícios pós-emprego.

**Resposta da auditoria ao assunto de avaliação de *impairment* de ativo imobilizado, intangível e ativos contratuais (Notas Explicativas nºs 2,5, 14, 15 e 16)**

---

Nossos procedimentos de auditoria incluíram a avaliação das previsões de fluxo de caixa futuro da unidade geradora de caixa (CGU) preparadas pela Administração e o processo usado na sua elaboração, inclusive a comparação com os seus planos mais recentes de negócios. Questionamos as principais premissas da Administração para as taxas de crescimento de longo prazo nas previsões, por meio da comparação com previsões econômicas e setoriais, e a taxa de desconto, avaliando o custo de capital para a Companhia. Ao determinarmos a extensão de mudanças nas premissas que seriam necessárias individual ou coletivamente, para resultar em *impairment* do ativo imobilizado e intangível, consideramos a probabilidade de ocorrência dessas alterações nas principais premissas. Avaliamos também a adequada divulgação nas notas explicativas às demonstrações contábeis.

Nossos trabalhos revelaram que as premissas e a metodologia de avaliação do fluxo de caixa futuro utilizadas estão razoavelmente consistentes com a prática do mercado, assim como em relação ao período anterior e o plano de negócios da Companhia.

**Resposta da auditoria ao assunto de Reconhecimento de benefícios pós emprego (Notas Explicativas nºs 2.8 e 23)**

---

Os nossos procedimentos de auditoria incluíram o envolvimento de especialista atuarial na revisão da estimativa e metodologia utilizada para cálculo dos benefícios e a aplicação de testes detalhados de inspeção, com base em amostragem, das bases que suportam os registros contábeis realizados. Assim como a revisão da adequada divulgação das Notas Explicativas nº 2.8 e 23 às demonstrações contábeis.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria sumarizados acima, consideramos apropriadas os julgamentos, estimativas e divulgações preparadas pela Administração incluídas nas Notas Explicativas nº 2.8 e 23 relacionadas ao reconhecimento e mensuração dos saldos de benefícios pós emprego, no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

## **Outros assuntos**

### **Demonstrações do valor adicionado**

As demonstrações do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações contábeis da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações contábeis e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

### **Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis e o relatório do auditor**

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis não abrange o Relatório da Administração referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018 e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis ou com o nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

### **Responsabilidade da Administração e da governança pelas demonstrações contábeis**

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis, a não ser que a Administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

## Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas, não, uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais;
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia;
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração;
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional;
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis do exercício corrente e que, desta forma, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Fortaleza, 19 de fevereiro de 2019.



**BDO RCS Auditores Independentes SS**  
**CRC 2 CE 001465/F-4**

**Jairo da Rocha Soares**  
**Contador CRC 1SP 120458/O-6 -S- CE**



## **Declaração da Diretoria da Companhia**

Após examinadas, discutidas e revisadas as Demonstrações Contábeis da Companhia relativas ao exercício social findo em 31/12/2018, compreendendo o relatório da administração, o balanço patrimonial, as demonstrações de resultado, de mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas, bem como a proposta de destinação do resultado de 2018, a Diretoria da Companhia declara que tais documentos refletem adequadamente a situação da Companhia e de seus negócios e, que, portanto, concordamos com as Demonstrações Contábeis da Companhia.

Fortaleza, 19 de fevereiro de 2019.

**Roberto Zanchi**  
Diretor Presidente

**Teobaldo José Cavalcante Leal**  
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores; Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle

**Carlos Ewandro Naegele Moreira**  
Diretor de Recursos Humanos e Organização

**José Nunes de Almeida Neto**  
Diretor de Relações Institucionais

**Janaina Savino Vilella Carro**  
Diretora de Comunicação

**Luiz Antonio Correa Gazulha Junior**  
Diretor de Regulação

**José Távora Batista**  
Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes

**Déborah Meirelles Rosa Brasil**  
Diretora Jurídica

**Margot Frota Cohn Pires**  
Diretora de Compras

**Fernando Andrade**  
Diretor de Planejamento e Engenharia

**Márcia Sandra Roque Vieira Silva**  
Diretora de Mercado





### **Manifestação do Conselho de Administração**

Os membros do Conselho de Administração da Companhia Energética do Ceará - Coelce, aqui representados pelo Presidente do Conselho de Administração abaixo-assinado, procederam ao exame das Demonstrações Financeiras, referentes ao exercício social encerrado em 31/12/2018, compreendendo o Relatório da Administração, o Balanço Patrimonial, as Demonstrações de Resultado, das Mutações do Patrimônio Líquido, do Fluxo de Caixa, do Valor Adicionado, de Outros Resultados Abrangentes, complementadas pelas Notas Explicativas, bem como a proposta de destinação de lucro do exercício, e acompanhadas do relatório da auditoria externa, sem ressalvas, emitido pela BDO RCS Auditores Independentes S.S., e respectivos esclarecimentos prestados por seu representante, à este Conselho de Administração, que tendo aprovado os referidos documentos, propõe sua submissão à Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Fortaleza, 19 de fevereiro de 2019.

Mario Fernando de Melo Santos  
Presidente da Mesa e do Conselho de Administração



## **Parecer do Conselho Fiscal**

O Conselho Fiscal da Companhia Energética do Ceará – Coelce, reunido nesta data, no uso de suas atribuições legais, examinou o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras, complementadas por notas explicativas referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018 e a proposta da Administração de distribuição do Lucro Líquido do exercício de 2018.

Com base nos documentos examinados, nas análises levadas a efeito e nos esclarecimentos apresentados por representantes da Companhia, e tendo em conta a informação, pelo representante da auditoria, sobre o relatório, sem ressalvas, emitido pelos auditores independentes, BDO RCS Auditores Independentes S.S., e respectivos esclarecimentos prestados por seu representante, este Conselho Fiscal, por unanimidade de seus membros, opina favoravelmente aos referidos documentos que estão em condições de serem examinados e votados pela Assembleia Geral Ordinária de Acionistas.

Fortaleza, 21 de fevereiro de 2019.

**Antônio Cleber Uchoa Cunha**  
Conselheiro Fiscal

**Jorge Parente Frota Junior**  
Conselheiro Fiscal

**Julio Sergio de Souza Cardozo**  
Conselheiro Fiscal



## **Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente**

Após examinadas, discutidas e revisadas as Demonstrações Contábeis da Companhia relativas ao exercício social findo em 31/12/2018, compreendendo o relatório da administração, o balanço patrimonial, as demonstrações de resultado, de mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas, bem como a proposta de destinação do resultado de 2018, a Diretoria da Companhia declara que tais documentos refletem adequadamente a situação da Companhia e de seus negócios e, que, portanto, concordamos com as Demonstrações Contábeis da Companhia.

Após examinadas, discutidas e revisadas, declaramos que concordamos com as opiniões expressas no relatório dos auditores independentes relativas ao exercício social da Companhia encerrado em 31/12/2018.

Fortaleza, 19 de fevereiro de 2019.

**Roberto Zanchi**  
Diretor Presidente

**Teobaldo José Cavalcante Leal**  
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores; Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle

**Carlos Ewandro Naegele Moreira**  
Diretor de Recursos Humanos e Organização

**José Nunes de Almeida Neto**  
Diretor de Relações Institucionais

**Janaina Savino Vilella Carro**  
Diretora de Comunicação

**Luiz Antonio Correa Gazulha Junior**  
Diretor de Regulação

**José Távora Batista**  
Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes

**Déborah Meirelles Rosa Brasil**  
Diretora Jurídica

**Margot Frota Cohn Pires**  
Diretora de Compras

**Fernando Andrade**  
Diretor de Planejamento e Engenharia



**Márcia Sandra Roque Vieira Silva**  
Diretora de Mercado