

# Relatório da Administração - 2018

Enel Distribuição Goiás

CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.

30 de abril de 2019

## 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);

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

Em 22 de outubro de 2017, de acordo com seu contrato de concessão, as tarifas da Companhia sofreram um reajuste tarifário médio de 14,65%, conforme homologado na Resolução Homologatória nº 2.313, de 17 de outubro de 2017, com vigência até 21 de outubro de 2018. Para os consumidores de baixa tensão, o aumento foi em torno de 15,89%. Já para os clientes de média e alta tensão, o reajuste foi cerca de 12,03%.

Conforme estabelecido em seu contrato de concessão, a cada 5 (cinco) anos, a Companhia passa pelo processo de revisão tarifária periódica. De acordo com a Resolução Homologatória nº 2.470, de 16 de outubro de 2018, foi aprovada a revisão tarifária da Enel Goiás de 18,54%, em média, com vigência de 22 de outubro de 2018 a 21 de outubro de 2019. Para os consumidores de baixa tensão, o aumento oriundo da revisão ficou em torno de 15,31%. Já para os clientes de média e alta tensão, o reajuste foi cerca de 26,52%.

## 2 DESEMPENHO OPERACIONAL

Número de Consumidores*	Em 31 de Dezembro			
	2018	2017	Variação	Variação
	(Unidades)			
Residencial - Convencional	2.348.547	2.386.062	(37.515)	-1,6%
Residencial - Baixa Renda	155.615	99.592	56.023	56,3%
Industrial	9.103	9.534	(431)	-4,5%
Comercial	209.028	219.590	(10.562)	-4,8%
Rural	186.721	183.982	2.739	1,5%
Setor Público	21.120	21.232	(112)	-0,5%
<b>Mercado Cativo</b>	<b>2.930.134</b>	<b>2.919.992</b>	<b>10.142</b>	<b>0,3%</b>
Industrial	156	129	27	20,9%
Comercial	70	57	13	22,8%
<b>Clientes Livres</b>	<b>226</b>	<b>186</b>	<b>40</b>	<b>21,5%</b>
Revenda	1	2	(1)	-50,0%
Consumo Próprio	511	256	255	99,6%
<b>Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados</b>	<b>2.930.872</b>	<b>2.920.436</b>	<b>10.436</b>	<b>0,4%</b>
Consumidores Ativos Não Faturados	97.220	132.488	(35.268)	-26,6%
<b>Total - Número de Consumidores</b>	<b>3.028.092</b>	<b>3.052.924</b>	<b>(24.832)</b>	<b>-0,8%</b>

A Celg encerrou 2018 com um incremento de 0,3% em relação ao número de consumidores cativos registrado em 2017. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado, principalmente, nas classes residenciais e rural com mais 18.508 e 2.739 novos consumidores, respectivamente.<sup>3</sup>

Essa evolução reflete o crescimento vegetativo do mercado cativo da Companhia, impulsionado pelo crescimento econômico do Estado de Goiás. Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 247 milhões.

Venda e Transporte de Energia*	Em 31 de Dezembro			
	2018	2017	Variação	Variação
	(GWh)			
Mercado Cativo	11.013	10.880	133	1,2%
Clientes Livres	2.723	2.356	367	15,6%
Revenda	0	76	(76)	-99,8%
<b>Total - Venda e Transporte de Energia</b>	<b>13.736</b>	<b>13.312</b>	<b>424</b>	<b>3,2%</b>

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Celg no ano de 2018 apresentou um incremento de 424 GWh em relação ao ano de 2017, decorrente do maior consumo do mercado cativo e de maior volume de energia transportada para clientes livres. Essa energia transportada gera uma receita para a Enel Goiás através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

Venda de Energia no Mercado Cativo*	Em 31 de Dezembro			
	2018	2017	Variação	Variação
	(GWH)			
Residencial - Convencional	4.456	4.406	50	1,1%
Residencial - Baixa Renda	286	164	122	74,2%
Industrial	1.068	1.212	(144)	-11,9%
Comercial	2.181	2.188	(7)	-0,3%
Rural	1.430	1.389	41	3,0%
Setor Público	1.592	1.521	71	4,7%
<b>Total - Venda de Energia no Mercado Cativo</b>	<b>11.013</b>	<b>10.880</b>	<b>133</b>	<b>1,2%</b>

A venda de energia no mercado cativo da Companhia apresentou um incremento de 1,2% no ano de 2018 quando comparado com 2017. O principal fator que ocasionou essa evolução foi o crescimento vegetativo do mercado cativo, que adicionou 10.142 novos consumidores à base comercial cativa da Companhia.

Venda de Energia per Capita no Mercado Cativo*	Em 31 de Dezembro			
	2018	2017	Variação	Variação
	(KWH/CONS.)			
Residencial - Convencional	1.897	1.847	51	2,7%
Residencial - Baixa Renda	1.836	1.647	189	11,5%
Industrial	117.333	127.124	(9.791)	-7,7%
Comercial	10.434	9.964	470	4,7%
Rural	7.659	7.550	109	1,4%
Setor Público	75.391	71.637	3.754	5,2%
<b>Total - Venda de Energia per Capita no Mercado Cativo</b>	<b>3.758</b>	<b>3.726</b>	<b>32</b>	<b>0,9%</b>

Indicadores Operacionais e de Produtividade*	Em 31 de Dezembro			
	2018	2017	Variação	Variação
DEC 12 meses (horas)	26,19	32,29	(6,10)	-18,9%
FEC 12 meses (vezes)	13,97	19,20	(5,23)	-27,2%
Perdas de Energia 12 meses (%)	11,57%	11,68%	-	-0,11 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	99,31%	99,19%	-	0,12 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	1.445	1.762	(317)	-18,0%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	318	404	(86)	-21,3%
PMSO (1)/Consumidor	182,03	321,46	(139)	-43,3%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	9.509	7.555	1.954	25,9%

(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 uma melhora em 2018 comparado a 2017, devido, principalmente, à implantação do sistema de telecontrole e a melhoria no plano de manutenção que contemplou ações como poda de árvores, inspeções aéreas, correções de anomalias e o

chamado “Plano Verão”, que conta com a entrada de equipes extras para atendimentos emergenciais.

A Enel Goiás investiu R\$ 244 milhões em qualidade do sistema no ano de 2018.

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 11,57% em 2018, uma redução de 0,11 p.p. em relação às perdas registradas em 2017, de 11,68%. Esta redução é explicada, principalmente, pelo aumento dos investimentos no combate às perdas.

Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 52 milhões no combate às perdas.

### 3 INVESTIMENTOS

Investimentos	Em 31 de Dezembro			Variação
	2018	2017	Variação	
	(R\$ Mil)			
Novas Conexões	247.175	464.443	(217.268)	-46,8%
Rede	295.942	138.476	157.467	>100,0%
Combate às Perdas	51.985	25.374	26.612	>100,0%
Qualidade do Sistema Elétrico	243.957	113.102	130.855	>100,0%
Outros	213.561	178.849	34.712	19,4%
Variação de Estoque	-	55.348	(55.348)	-100,0%
<b>Total Investido</b>	<b>756.678</b>	<b>837.116</b>	<b>(80.437)</b>	<b>-9,6%</b>
Aportes / Subsídios	(90.109)	(309.214)	219.105	-70,9%
<b>Investimento Líquido</b>	<b>666.569</b>	<b>527.902</b>	<b>138.667</b>	<b>26,3%</b>

Os investimentos realizados pela Enel Goiás em 2018 alcançaram R\$ 756 milhões, uma redução de R\$ 80 milhões em relação ao ano anterior. Em 2018, o maior volume de investimentos foi direcionado a qualidade do sistema elétrico e a outros, mais, especificamente, relacionados à adequação de carga do sistema elétrico, investimentos em tecnologia da informação, segurança e meio ambiente.

Excluindo os aportes e subsídios, os investimentos líquidos realizados pela Companhia atingiram R\$ 667 milhões em 2018.

#### 4 RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL

Em 2018, a Enel Distribuição Goiás reforçou a sustentabilidade em sua estratégia, aprimorando processos e projetos iniciados no ano anterior. Seu planejamento estratégico foi executado a partir das perspectivas dos principais públicos de relacionamento: acionistas, clientes, colaboradores, sociedade e fornecedores e possui objetivos, metas e indicadores monitorados nas diversas áreas da empresa, em alinhamento com os 17 Objetivos para o Desenvolvimento Sustentável (ODS). As empresas Enel tem 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).

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. A Enel Distribuição Goiás 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.

Os 16 projetos desenvolvidos na Enel Distribuição Goiás beneficiaram mais de 256 mil pessoas, com um investimento de R\$ 57,5 milhões. Também foram gerados mais de R\$ 600 mil em renda extra para as comunidades por meio dos projetos de empregabilidade e empreendedorismo. Além disso, foram trocadas 58.900 lâmpadas ineficientes por modelos econômicos e 3.986 refrigeradores antigos por modelos com selo A do Procel de forma totalmente gratuita. Entre os projetos realizados, destacam-se:

**Ecoenel:** Seguindo o modelo já utilizado nas distribuidoras do Rio de Janeiro e Ceará, o Ecoenel chegou à Enel Distribuição Goiás em março/2018. 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 mais de 364 toneladas de resíduos, que geraram um bônus de R\$ 62 mil para 2.783 clientes.

---

**Luz Solidária:** É um projeto de *crowdfunding* onde 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\$ 11,9 milhões em bônus, resultando em mais de R\$ 1 milhão em doações, que viabilizaram 37 projetos sociais. Foram beneficiados 15.341 clientes residenciais da Enel Distribuição Goiás com 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, promovendo concursos e sorteios de troca de equipamentos, como lâmpadas e geladeiras. Em 2018, mais de 46 mil pessoas foram beneficiadas pelas diversas iniciativas do programa.

**Enel Compartilha Cidadania:** O projeto Enel Compartilha Cidadania atua junto a famílias através de oficinas e visitas domiciliares, promovendo a formação de uma rede social que atue numa perspectiva integradora, buscando fortalecimento do cidadão e das relações comunitárias. Além disso, atua fortemente na inclusão de potenciais beneficiários na Tarifa Social de Energia Elétrica. Em 2018, 22.974 pessoas foram beneficiadas pelo projeto.

**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, 2.585 pessoas foram beneficiadas pelo projeto.

**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 Goiás, 57 voluntários engajaram-se nas ações em 2018, beneficiando 626 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.

## 5 RECONHECIMENTOS E PREMIAÇÕES

### Sustentabilidade

**Guia Exame de Sustentabilidade 2018** – A Enel 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, BMF & Bovespa, Instituto ETCO e outras instituições relevantes. A nova avaliação será feita em 2019

**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

### Qualidade

**Prêmio Abradee 2018** – A Enel Distribuição Goiás ficou em primeiro lugar na categoria Evolução e Desempenho.

**Enel 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.

**Prêmio Reclame Aqui** – A Enel Distribuição Goiás foi indicada como uma das empresas finalistas ao Prêmio Época Reclame Aqui. A distribuidora concorreu na categoria Concessionárias de Serviço e, após votação aberta ao público, conquistou o terceiro lugar.

---

## **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 as 150 melhores empresas para se trabalhar no Brasil, em pesquisa feita pela revista Época e Great Place to Work. Ocupamos a posição 74<sup>o</sup> no ranking Nacional e o 9<sup>o</sup> lugar no ranking das melhores empresas do Estado do Rio de Janeiro.

## **6 INFORMAÇÕES CORPORATIVAS**

<b>Diretoria Executiva</b>	
<b>Cargo</b>	<b>Diretores</b>
Diretor Presidente	Abel Alves Rochinha
Diretor de Administração, Finanças e Controle	Michelle Rodrigues Nogueira
Diretor de Recursos Humanos e Organização	Carlos Ewandro Naegele Moreira
Diretora de Regulação	Angela Magalhães Gomes
Diretora Jurídica	Déborah Meirelles Rosa Brasil
Diretora de Compras	Margot Frota Cohn Pires
Diretor de Infra-Estrutura e Redes	Carlos Omar Arriagada Retamal
Diretora de Mercado	Marcia Sandra Roque Vieira
Diretora de Serviços	Flavia da Silva Barauna

<b>Conselho de Administração</b>	
<b>Cargo</b>	<b>Conselheiros</b>
Presidente	Mário Fernando de Melo Santos
Vice-Presidente	Cargo Vago
Conselheiro Efetivo	Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Conselheiro Efetivo	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Conselheiro Efetivo	Francesco Bertoli
Conselheiro Efetivo	Maria Eduarda Fischer Alcure

## **Contador Responsável**

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

# **Demonstrações Contábeis Regulatórias**

**CELG Distribuição S.A. - CELG D**

em 31 de dezembro de 2018  
com o relatório do auditor independente sobre as  
Demonstrações Contábeis Regulatórias

## **CELG Distribuição S.A. - CELG D**

Demonstrações contábeis regulatórias  
Em 31 de dezembro de 2018

### Conteúdo

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações contábeis regulatórias .....	1
Balancos patrimoniais regulatório .....	5
Demonstrações do resultado regulatório .....	7
Demonstrações do resultado abrangente regulatório .....	8
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido regulatório .....	9
Demonstrações do fluxo de caixa regulatório .....	10
Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias .....	12

## **Relatório do auditor independente sobre as demonstrações contábeis regulatórias**

Aos Administradores e Acionistas da  
**CELG Distribuição S.A. – CELG D**  
Goiânia - GO

### **Opinião**

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da CELG Distribuição S.A. - CELG D (“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. As demonstrações contábeis foram elaboradas pela administração com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (“MCSE”), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira regulatória da CELG Distribuição S.A. - CELG D 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 o MCSE.

### **Base para opinião**

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias”. 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.

### **Ênfase - Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias**

Sem modificar nossa opinião, chamamos a atenção para a nota explicativa 3 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Companhia a cumprir determinação da ANEEL. Conseqüentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outro fim.

## **Outros assuntos**

A CELG Distribuição S.A. - CELG D elaborou um conjunto de demonstrações contábeis separado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, com data de 21 de fevereiro de 2019.

## **Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias 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 regulatórias não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias, 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 regulatórias ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

## **Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias**

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o MCSE e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, 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 regulatórias, 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 regulatórias.

## **Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias**

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias, 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 detecta 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 regulatórias.

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 regulatórias, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtivemos 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.
- Obtivemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluímos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis regulatórias 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 e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que, eventualmente, tenham sido identificadas durante nossos trabalhos.

Rio de Janeiro, 30 de abril de 2019.

ERNST & YOUNG  
Auditores Independentes S.S.  
CRC-2SP015199/O-6



Marcelo Felipe L. de Sá  
Contador CRC-1RJ094644/O-0



Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

Balancos patrimoniais regulatório  
31 de dezembro de 2018  
(Em milhares de reais)

	<u>Nota</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Ativo			
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	6	111.268	97.770
Consumidores	7	1.234.049	1.160.740
Consumidores - serviços prestados		-	1.650
Ativos regulatórios	8	794.578	478.290
Subvenção CDE - desconto tarifário	9	53.705	46.082
Tributos a compensar	10	86.644	62.061
Serviço em Curso		97.145	38.204
Instrumentos financeiros derivativos - SWAP	32	494	-
Créditos especiais	11	169.058	201.815
Outros ativos	12	159.977	163.605
Total do ativo circulante		<u>2.706.918</u>	<u>2.250.217</u>
Não circulante			
Consumidores	7	104.138	79.852
Ativos regulatórios	8	434.037	774.948
Cauções e depósitos	13	191.783	156.229
Tributos a compensar	10	121.250	121.090
Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP	32	138.388	29.466
Tributos diferidos	14	510.137	-
Imobilizado	15	5.398.910	3.705.955
Intangível	16	3.882.554	3.984.728
Investimento		1.073	2.658
Créditos Especiais	11	1.272.735	929.797
Outros ativos	12	18	1.737
Total do ativo não circulante		<u>12.055.023</u>	<u>9.786.460</u>
Total do ativo		<u><u>14.761.941</u></u>	<u><u>12.036.677</u></u>

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

Balanços patrimoniais regulatório  
31 de dezembro de 2018  
(Em milhares de reais)

	Nota	31/12/2018	31/12/2017
<b>Passivo</b>			
<b>Circulante</b>			
Fornecedores e outras contas a pagar	17	914.676	862.887
Empréstimos e financiamentos	18	439.203	151.560
Salários, Provisões e encargos sociais		41.243	41.508
Obrigações fiscais	19	196.407	382.873
Passivos regulatórios	8	627.091	489.127
Obrigações com benefícios pós-emprego	23	37.179	38.837
Taxa regulamentares	20	141.409	299.970
Instrumentos financeiros derivativos - SWAP	32	6.174	-
Outras obrigações	21	93.301	158.928
<b>Total do passivo circulante</b>		<b>2.496.683</b>	<b>2.425.690</b>
<b>Não circulante</b>			
Fornecedores e outras contas a pagar	17	773.609	935.621
Empréstimos e financiamentos	18	1.383.019	991.215
Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP	32	7.348	11.250
Tributos diferidos	14	-	373.114
Passivos regulatórios	8	401.760	693.793
Obrigações com benefícios pós-emprego	23	155.682	119.939
Provisão para riscos tributários, regulatórias, cíveis e trabalhistas	22	1.319.435	1.033.259
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	24	1.881.036	1.509.957
Taxa regulamentares	20	223.104	226.239
Outras obrigações	21	184.296	297.087
<b>Total do passivo não circulante</b>		<b>6.329.289</b>	<b>6.191.474</b>
<b>Patrimônio líquido</b>			
	25		
Capital social		5.075.679	5.075.679
Capital a Integralizar		-	(417.000)
Reservas de capital		3.507.653	3.507.653
Reservas de reavaliação		616.928	53.107
Outros resultados abrangentes		(2.163)	8.332
Prejuízos acumulados		(3.262.128)	(4.808.258)
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>5.935.969</b>	<b>3.419.513</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>		<b>14.761.941</b>	<b>12.036.677</b>

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

Demonstrações do resultado regulatório  
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017  
(Em milhares de reais)

	Notas	31/12/2018	31/12/2017
Receita / ingresso			
Fornecimento de energia elétrica		8.019.362	6.834.886
Suprimento de energia elétrica		8.385	19.180
Outras receitas vinculadas		147.125	122.698
Ativos e passivos regulatórios		86.237	387.587
Disponibilidade da rede elétrica		31.521	43.134
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		428.004	300.080
	26	<u>8.720.634</u>	<u>7.707.565</u>
Deduções da receita bruta			
Tributos e encargos			
ICMS		(2.137.213)	(1.810.596)
PIS-PASEP		(149.648)	(722.034)
Cofins		(689.286)	-
ISS		(2.505)	(2.722)
Programa de eficiência energética - PEE e Pesquisa e desenvolvimento - P&D		(47.478)	(43.578)
Ressarcimento P&D		29.328	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE		(892.641)	(727.045)
Taxa de fiscalização		(5.163)	(5.450)
		<u>(3.894.606)</u>	<u>(3.311.425)</u>
Receita líquida / ingresso líquido		<u>4.826.028</u>	<u>4.396.140</u>
Custos não gerenciáveis - parcela "A"			
Energia elétrica comprada para revenda		(2.792.882)	(2.604.885)
Energia elétrica comprada para revenda - Proinfa		(113.297)	(100.214)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição		(447.715)	(255.515)
		<u>(3.353.894)</u>	<u>(2.960.614)</u>
Resultado antes dos custos gerenciáveis		<u>1.472.134</u>	<u>1.435.526</u>
Custos gerenciáveis - parcela "B"			
Pessoal e administradores	27	(164.923)	(381.279)
Serviços de terceiros		(401.669)	(487.809)
Material		(27.794)	(19.206)
Doações, contribuições e subvenções		(6.610)	-
Provisão créditos de liquidação duvidosa		(29.012)	(62.338)
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas		(28.671)	41.015
Depreciação e Amortização		(325.555)	(182.478)
Indenizações DIC / FIC		(73.960)	(71.854)
Outros custos operacionais		(33.924)	(62.785)
Outras despesas operacionais		144.813	499
		<u>(947.305)</u>	<u>(1.226.235)</u>
Resultado da atividade		<u>524.829</u>	<u>209.291</u>
Resultado financeiro			
Receitas financeiras	29	420.779	213.654
Despesas financeiras	29	(554.054)	(438.562)
Resultado antes dos impostos sobre o lucro		<u>391.554</u>	<u>(15.617)</u>
Imposto de renda	28	856.598	87.857
Contribuição social	28	307.326	31.247
Lucro líquido do exercício		<u>1.555.478</u>	<u>103.487</u>

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

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

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Lucro líquido do exercício	1.555.478	103.487
Outros resultados abrangentes		
Ganho (perda) atuarial em fundo de pensão	(61.065)	20.483
Tributos diferidos sobre perda atuarial em benefícios pós-emprego	20.764	3.981
Ganho (perda) em instrumentos financeiros derivativos	(17.612)	14.334
Tributos diferidos sobre perda (ganho) em instrumentos financeiros derivativos	7.117	(6.002)
Outros resultados abrangentes do exercício, líquidos de impostos	<u>1.504.682</u>	<u>136.283</u>

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

**Demonstrações das mutações do patrimônio líquido regulatório**  
**Exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017**  
**(Em milhares de reais)**

	<b>Capital social</b>	<b>Reservas de capital</b>	<b>Reserva de reavaliação</b>	<b>Prejuízos Acumulados</b>	<b>Outros resultados abrangentes</b>	<b>Total</b>
Saldos em 31 de dezembro de 2016	<b>3.475.679</b>		<b>182.297</b>	<b>(4.968.493)</b>	-	<b>(1.310.517)</b>
Aumento de capital	1.183.000	-	-	-	-	1.183.000
Ganho atuarial em benefícios pós-emprego	-	-	-	-	20.483	20.483
Tributos diferidos s/ benefícios pós-empregado	-	-	-	-	3.981	3.981
Transferência para prejuízos acumulados	-	-	-	24.464	(24.464)	-
Lucro do Exercício	-	-	-	103.487	-	103.487
Ganho de instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	14.334	14.334
Tributos diferidos s/ instrumentos derivativos - Swap	-	-	-	-	(6.002)	(6.002)
Reserva de reavaliação	-	-	(32.284)	32.284	-	-
Reserva de reavaliação - 3º ciclo mais valia	-	-	(96.906)	-	-	(96.906)
Alocação do preço de compra	-	-	-	-	-	-
Reserva acervo líquido incorporado Enel investimentos	-	3.507.653	-	-	-	3.507.653
Saldos em 31 de dezembro de 2017	<b>4.658.679</b>	<b>3.507.653</b>	<b>53.107</b>	<b>(4.808.258)</b>	<b>8.332</b>	<b>3.419.513</b>
Aumento de capital	417.000	-	-	-	-	417.000
Perda atuarial em benefícios pós-emprego	-	-	-	-	(61.065)	(61.065)
Tributos diferidos s/ benefícios pós-empregado	-	-	-	-	20.764	20.764
Transferência para prejuízos acumulados	-	-	-	(40.301)	40.301	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	1.555.478	-	1.555.478
Perda de instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	(17.612)	(17.612)
Tributos diferidos s/ instrumentos derivativos - Swap	-	-	-	-	7.117	7.117
Reserva de reavaliação	-	-	(36.881)	36.881	-	-
Reserva de reavaliação - 3º e 4º ciclo mais valia	-	-	915.347	(5.928)	-	909.419
Tributo diferido s/ reserva de reavaliação	-	-	(314.645)	-	-	(314.645)
Saldos em 31 de dezembro de 2018	<b>5.075.679</b>	<b>3.507.653</b>	<b>616.928</b>	<b>(3.262.128)</b>	<b>(2.163)</b>	<b>5.935.969</b>

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

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

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Lucro líquido do exercício	1.555.478	103.487
Ajustes por		
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	29.012	62.338
Depreciação e amortização	323.555	195.310
Juros e variações monetárias	159.958	96.109
Ativos e passivos regulatórios	(7.122)	(1.947)
Valor residual de intangível e imobilizado	50.297	-
Tributos e contribuições social diferidos	(1.302.405)	(146.303)
Provisões (reversões) para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	28.671	(41.015)
Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP	75.097	-
Obrigações com benefício pós-emprego	12.940	17.316
Programas de P&D e de eficiência energética	47.477	43.578
Recuperação de PIS/COFINS	(96.728)	-
Restituição de benfeitorias	(137.805)	-
Outros	(13)	(8.660)
	<u>738.412</u>	<u>320.213</u>
(Aumento) diminuição em ativos operacionais:		
Consumidores	(116.365)	(344.286)
Subvenção CDE - desconto tarifário	(7.623)	(11.539)
Ativos regulatórios	(2.440.246)	(79.208)
Tributos a compensar	74.255	(33.581)
Cauções e depósitos	(106.601)	(19.684)
Serviço em Curso	(58.941)	(2.367)
Consumidores - serviços prestados	-	159
Créditos Especiais	51.772	239.044
Outros créditos	(1.675)	73.939
Aumento (diminuição) em passivos operacionais:		
Fornecedores	(110.223)	388.839
Salários, provisões e encargos sociais	(265)	(16.623)
Obrigações fiscais	31.580	(32.969)
Passivos regulatórios	2.211.771	(214.391)
Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP	(51.264)	-
Taxas regulamentares	(199.792)	(239.895)
Obrigações com benefícios pós-emprego	(52.901)	(119.911)
Pagamento das provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(57.170)	(352.911)
Outras obrigações	(39.694)	(199.826)
Caixa líquido aplicado pelas atividades operacionais	<u>(134.970)</u>	<u>(644.997)</u>
Fluxo de caixa das atividades de investimentos		
Aplicações no intangível e imobilizado	(687.297)	(517.725)
Títulos e valores mobiliários	-	49.666
Caixa líquido consumido pelas atividades de investimento	<u>(687.297)</u>	<u>(468.059)</u>
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Captação de empréstimos e financiamentos	1.019.557	550.000
Pagamentos de empréstimos e financiamentos	(510.455)	(492.013)
Pagamentos de juros de empréstimos e financiamentos	(90.337)	(106.305)
Integralização de capital	417.000	1.183.000
Caixa líquido consumido nas atividades de financiamento	<u>835.765</u>	<u>1.134.682</u>
Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa	<u>13.498</u>	<u>21.626</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	97.770	76.144
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	111.268	97.770

## 1. Informações gerais

### 1.1 Contexto operacional

A CELG Distribuição S.A. - CELG D (“Companhia”) é uma sociedade anônima de capital fechado concessionária de serviço público de energia elétrica no seguimento de distribuição. A Companhia está sediada na Rua 2, Número 505, Jardim Goiás, Goiânia – GO.

A Companhia tem como principal objeto social a exploração técnica e comercial de distribuição de energia no Estado de Goiás, assim como a realização de estudos, projetos, construção e operação de redes de distribuição de energia elétrica. A CELG D hoje é uma empresa do Grupo Enel, multinacional de energia presente em mais de 30 países e com atuação nos segmentos de distribuição, geração e soluções de energia.

Conforme 5ª Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 63/2000-ANEEL de 25 de agosto de 2000, publicado em 30 de dezembro 2015, a Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica no Estado de Goiás pelo prazo de 30 (trinta) anos a partir de 7 de julho de 2015.

Ao término do contrato de concessão, os bens e instalações vinculados passarão a integrar o patrimônio do Poder Concedente, mediante indenização dos investimentos realizados e ainda não amortizados, desde que autorizados mediante auditoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”).

### 1.2 Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica

O Decreto número 8.461, de 02 de junho de 2015, que regulamentou a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica e autorizou o Ministério de Minas e Energia a prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica, estabeleceu que deverão ser observados os seguintes indicadores:

I. Eficiência da qualidade do serviço, a ser apurada por meio dos indicadores Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora (“DECI”) e Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora (“FECI”);

II. Eficiência econômico-financeira, a ser apurada por meio do EBITDA e do nível de endividamento, que significa a capacidade de a concessionária honrar com seus compromissos econômico-financeiros de maneira sustentável;

III. Racionalidade operacional e econômica;

IV. Modicidade tarifária.

As métricas de melhoria contínua para tais indicadores foram estabelecidas pelo Poder Concedente no 5ª Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 63/2000-ANEEL, sob pena de extinção da concessão.

De igual forma, a partir do sexto ano, o descumprimento de tais metas, configurará a inadimplência da concessionária e implicará a abertura do processo de caducidade, observados o seguinte: (i) Critério I - Eficiência da qualidade do serviço: se houver descumprimento por três anos consecutivos; ou (ii) Critério II - Eficiência econômico-financeira: se houver descumprimento por dois anos consecutivos. Porém, neste caso, o concessionário poderá apresentar um plano de transferência do controle societário como forma alternativa a essa extinção, contendo a viabilidade da troca de controle e o benefício dessa medida para a adequação do serviço prestado.

## 2. Setor elétrico no Brasil

O setor de energia elétrica no Brasil é regulado pelo Governo Federal, atuando por meio do Ministério de Minas e Energia (“MME”), o qual possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é implementada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”).

O fornecimento de energia elétrica a varejo é efetuado de acordo com o previsto nos contratos de concessão para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

De acordo com os contratos de concessão de distribuição, a Outorgada está autorizada a cobrar de seus consumidores uma taxa pelo fornecimento de energia consistindo em dois componentes: (1) parcela referente aos custos de geração, transmissão e distribuição de energia não gerenciáveis (“Custos da Parcela A”); e (2) parcela de custos operacionais (“Custos da Parcela B”). Ambas as parcelas são estabelecidas como parte da concessão original para determinados períodos iniciais. Subsequentemente aos períodos iniciais, e em intervalos regulares, a ANEEL tem a autoridade de rever os custos da Outorgada, a fim de determinar o ajuste da inflação (ou outro fator de ajuste similar), caso existente, aos Custos da Parcela B (“Ajuste Escalar”) para o período subsequente. Esta revisão poderá resultar num ajuste escalar com valor positivo, nulo ou negativo.

Adicionalmente, aos ajustes referentes aos custos da Parcela A e B mencionados anteriormente, as concessões para fornecimento de energia elétrica têm um ajuste tarifário anual, baseado em uma série de fatores, incluindo a inflação.

Como resultado das mudanças regulatórias ocorridas em dezembro de 2001, a Outorgada pode agora requisitar reajustes tarifários resultantes de eventos significativos que abalem o equilíbrio econômico-financeiro dos seus negócios. Outros eventos normais ou recorrentes (como altas no custo da energia comprada, impostos sobre a receita ou ainda a inflação local) também têm permissão para serem absorvidos por meio de aumentos tarifários específicos. Quando a Outorgada solicita um reajuste tarifário, se faz necessário comprovar o impacto financeiro resultante destes eventos nas operações.

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito utilizando-se de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica. Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, como também o consumidor, atendidas certas exigências técnicas e legais.

Este é o chamado Livre Acesso, assegurado em Lei e garantido pela ANEEL. O nos (Operador Nacional do Sistema) tem a responsabilidade de gerenciar o despacho de energia elétrica das usinas em condições otimizadas, envolvendo o uso dos reservatórios das hidrelétricas e o combustível das termelétricas do sistema interligado nacional.

O pagamento do uso da transmissão aplica-se também à geração da Itaipu Binacional. Entretanto, devido às características legais dessa usina, os encargos correspondentes são assumidos pelas concessionárias de distribuição detentoras das respectivas quotas-partes da potência da usina.



Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

### **3. Base de preparação e apresentação das Demonstrações Contábeis Regulatórias**

As Demonstrações Contábeis Regulatórias foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes emitidos pelo Órgão Regulador e conforme as políticas contábeis estabelecidas na declaração de práticas contábeis. Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador. As demonstrações contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações contábeis estatutárias societárias da Companhia. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”), que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo International Accounting Standards Board (“IASB”), e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as instruções contábeis para fins regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos.

Quando as instruções contábeis regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. As informações financeiras regulatórias podem não representar necessariamente uma visão verdadeira e adequada do desempenho financeiro ou posição financeira e patrimonial das informações preparadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas com base no custo histórico, exceto quando o contrário estiver disposto em nota explicativa.

A preparação de demonstrações contábeis regulatórias 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: imposto de renda e contribuição social diferidos, perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros, e provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas.

As principais 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 regulatórias, estão descritas a seguir.

Para melhor entendimento do leitor, as principais diferenças de práticas contábeis das demonstrações contábeis regulatórias para as demonstrações contábeis societárias estão adequadamente divulgadas e apresentadas na Nota 35.

A Administração da Companhia autorizou a emissão destas demonstrações contábeis regulatórias em 30 de abril de 2019.

#### **3.1. Moeda funcional e moeda de apresentação**

As demonstrações contábeis regulatórias são apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional da CELG D.

#### 4. Principais práticas contábeis regulatórias

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL promoveu a revisão das normas e procedimentos contidos no Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, instituindo um documento denominado de Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, contendo o plano de contas, instruções contábeis e roteiro para divulgação de informações econômicas, financeiras e socioambientais resultando em importantes alterações nas práticas contábeis e de divulgação, até então aplicáveis, às empresas do setor. As normas contidas no referido Manual são de aplicação compulsória a partir de 1º de janeiro de 2015.

As práticas contábeis utilizadas são as mesmas adotadas nas demonstrações contábeis societárias emitidas em 21 de fevereiro de 2019, exceto quanto ao que se estabelece abaixo:

##### 4.1 Instrumentos financeiros

A Companhia classifica os instrumentos financeiros de acordo com a finalidade para qual foram adquiridos, e determina a classificação no reconhecimento inicial.

###### a) Ativos financeiros

Ativos financeiros são classificados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e recebíveis, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda, ou derivativos classificados como instrumentos de hedge eficazes, conforme a situação. A Companhia determina a classificação dos seus ativos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial, quando ele se torna parte das disposições contratuais do instrumento.

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente ao valor justo, acrescidos, no caso de investimentos não designados a valor justo por meio do resultado, dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição do ativo financeiro.

###### Desconhecimento (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. Redução do valor recuperável de ativos financeiros A Companhia avalia nas datas do balanço se há alguma evidência objetiva que determine se o ativo financeiro, ou grupo de ativos financeiros, não é recuperável. Um ativo financeiro, ou grupo de ativos financeiros, é considerado como não recuperável se, e somente se, houver evidência objetiva de ausência de recuperabilidade como resultado de um ou mais eventos que tenham acontecido depois do reconhecimento inicial do ativo (“um evento de perda” incorrido) e este evento de perda tenha impacto no fluxo de caixa futuro estimado do ativo financeiro, ou do grupo de ativos financeiros, que possa ser razoavelmente estimado.

## **b) Passivos financeiros**

Os passivos financeiros são classificados a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de hedge, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo deduzido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, são mensurados pelo custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos.

### Desconhecimento (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.

## **c) Hedge de fluxo de caixa**

Fornece proteção contra a variação nos fluxos de caixa que seja atribuível a um risco particular associado a um ativo ou passivo reconhecido ou a uma transação prevista altamente provável e que possa afetar o resultado.

No reconhecimento inicial de uma relação de hedge, a Companhia classifica formalmente e documenta a relação de hedge à qual a Companhia deseja aplicar contabilidade de hedge, bem como o objetivo e a estratégia de gestão de risco da Administração para levar a efeito o hedge. A documentação inclui a identificação do instrumento de hedge, o item ou transação objeto de hedge, a natureza do risco objeto de hedge, a natureza dos riscos excluídos da relação de hedge, a demonstração prospectiva da eficácia da relação de hedge e a forma como a Companhia irá avaliar a eficácia do instrumento de hedge para fins de compensar a exposição a mudanças no valor justo do item objeto de hedge ou fluxos de caixa relacionados ao risco objeto de hedge. Quanto ao hedge de fluxos de caixa, a demonstração do caráter altamente provável da transação prevista objeto do hedge, assim como os períodos previstos de transferência dos ganhos ou perdas decorrentes dos instrumentos de hedge do patrimônio líquido para o resultado, são também incluídos na documentação da relação de hedge. Espera-se que esses hedges sejam altamente eficazes para compensar mudanças no valor justo ou fluxos de caixa, sendo permanentemente avaliados para verificar se foram, de forma efetiva, altamente eficaz ao longo de todos os períodos-base para os quais foram destinados.

Se o instrumento de hedge expirar ou for vendido, encerrado ou exercido sem substituição ou rolagem (como parte da estratégia de hedging), ou se a sua classificação como hedge for revogada, ou quando a cobertura deixar de cumprir os critérios de contabilização de hedge, os ganhos ou perdas anteriormente reconhecidas no resultado abrangente permanecem separadamente no patrimônio líquido até que a transação prevista ocorra ou o compromisso firme seja cumprido.

A Companhia possui instrumentos financeiros derivativos designados em operações de hedge representados por contratos de swap, contra a exposição da taxa de juros do risco de variação das taxas de câmbio de seus empréstimos em moeda estrangeira. Quaisquer ganhos ou perdas resultantes de mudanças no valor justo de derivativos durante o exercício são lançados diretamente na demonstração de resultado, com exceção da parcela eficaz dos hedges de fluxo de caixa, que é reconhecida diretamente no patrimônio líquido em outros resultados abrangentes e posteriormente reclassificada para o resultado quando o item de hedge afetar o resultado. A Nota 30 inclui informações mais detalhadas sobre os instrumentos financeiros derivativos contratadas pela Companhia.

#### **d) Hedge de valor justo**

A mudança no valor justo de um derivativo de hedging é reconhecida na demonstração do resultado como custos financeiros. A mudança no valor justo do item objeto de hedge relacionada ao risco objeto de hedge é registrada como ajuste do valor contábil do item objeto de hedge, sendo também reconhecida na demonstração do resultado como custos financeiros.

Para hedges a valor justo relacionados com itens contabilizados a custo amortizado, eventuais ajustes a valor contábil são amortizados por meio do resultado ao longo do prazo restante do hedge utilizando o método da taxa de juros efetiva. A amortização da taxa de juros efetiva pode ter início tão logo se faça um ajuste e durará, no máximo, até a data em que o item objeto de hedge deixa de ser ajustado para refletir mudanças no valor justo atribuível ao risco que está sendo objeto de hedge.

Se o item objeto de hedge for baixado, o valor justo não amortizado deverá ser reconhecido imediatamente no resultado.

Quando um compromisso firme não reconhecido for designado como item objeto de hedge, a variação acumulada subsequente no valor justo do compromisso firme atribuível ao risco objeto de hedge será reconhecida como ativo ou passivo, com reconhecimento do correspondente ganho ou perda no resultado.

A Companhia conta com swap de taxa de juros utilizada para proteger a exposição a variações no valor justo do empréstimo.

#### **e) 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.

### **4.2 Receitas**

#### **a) Receita de fornecimento de energia elétrica**

As receitas com fornecimento de energia são medidas por meio da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela distribuidora. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário, sendo a receita de serviços registrada na medida em que as faturas são emitidas.

A energia fornecida e não faturada, correspondente ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento do balanço, é estimada e reconhecida como receita não faturada considerando-se como base o histórico de consumo dos clientes

#### **b) Receita de juros**

É reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto, sendo a taxa de juros efetiva aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida econômica do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial deste ativo.

### c) Receita não faturada

O entendimento da Administração é que os valores apresentados nas demonstrações contábeis regulatórias são cobráveis e que os riscos de não realização são considerados nas estimativas de cálculo da provisão para créditos de liquidação duvidosa.

## 4.3 Consumidores

A Companhia classifica os valores a receber dos consumidores, dos revendedores, das concessionárias e das permissionárias na rubrica clientes. Os recebíveis reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo, estão apresentados pelo valor presente, deduzidos pelo ajuste para redução ao seu provável valor de recuperação por meio da constituição de provisão para créditos de liquidação duvidosa quando aplicável. Os saldos de contas a receber de consumidores, revendedores, concessionárias e permissionárias incluem valores faturados e não faturados referentes aos serviços de distribuição de energia elétrica; incluem ainda o uso do sistema de distribuição por consumidores livres, bem como o saldo de energia vendida no mercado de curto prazo comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída com base na estimativa das prováveis perdas que possam ocorrer na cobrança dos créditos, sendo os saldos demonstrados no ativo circulante, de acordo com a classificação do título que as originou. O critério utilizado pela Companhia para constituir a provisão para créditos de liquidação duvidosa está baseado em normas da ANEEL e é considerado pela Administração como adequado para estimar as perdas com créditos decorrentes de fornecimento de energia.

## 4.4 Ativos e passivos regulatórios

O mecanismo de determinação das tarifas no Brasil garante a recuperação de determinados custos relacionados à compra de energia e encargos regulatórios por meio de repasse anual. Seguindo orientação do Órgão Regulador, as variações destes custos como ativos e passivos regulatórios, quando existe uma expectativa provável de que a receita futura, equivalente aos custos incorridos, será faturada e cobrada, como resultado direto do repasse dos custos em uma tarifa ajustada de acordo com a fórmula paramétrica definida no contrato de concessão. Os ativos e passivos regulatórios serão realizados quando o poder concedente autorizar o repasse na base tarifária da Companhia, ajustada anualmente na data de aniversário do seu contrato de concessão.

## 4.5 Imobilizado

### a) Imobilizado em serviço

Registrado ao custo de aquisição ou construção, acrescidos do valor de reavaliação mensurada pela metodologia do Valor Novo de Reposição – VNR. A depreciação é calculada para amortizar o custo de itens do ativo imobilizado, calculada pelo método linear, baseada na vida útil definida pelo órgão regulador. As vidas úteis estimadas seguem as taxas especificadas na Resolução ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, (vigente a partir de 01 de janeiro de 2016).

Quando partes significativas do ativo imobilizado são substituídas, a Companhia reconhece essas partes como ativo individual com vida útil e depreciação específica. Da mesma forma, quando uma manutenção relevante for feita, o seu custo é reconhecido no valor contábil do imobilizado, se os critérios de reconhecimento forem satisfeitos. Todos demais custos de reparos e manutenção são reconhecidos na demonstração de resultado, quando incorridos.

Um item do ativo imobilizado é baixado quando vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho ou perda resultante da baixa do ativo é incluído na demonstração do resultado no exercício em que o ativo for baixado. O resultado na alienação ou na retirada de um item do ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor da venda e o saldo contábil do ativo e é reconhecido no resultado do exercício.

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

#### **b) Imobilizado em curso**

Os gastos de administração central capitalizáveis são apropriados, mensalmente, às imobilizações em bases proporcionais. A alocação dos dispêndios diretos com pessoal mais os serviços de terceiros, bem como parte dos custos da administração central. Estes custos são recuperados por meio do mecanismo de revisão e preços, gerando benefícios econômicos futuros para a Companhia.

#### **4.6 Intangível**

Registrado ao custo de aquisição ou realização deduzido da amortização acumulada. A amortização, quando for o caso, é calculada pelo método linear, baseada na vida útil estimada dos itens.

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.

As vidas úteis estimadas seguem as taxas especificadas na Resolução ANEEL n° 674, de 11 de agosto de 2015, (vigente a partir de 01 de janeiro de 2016).

#### **4.7 Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica (Obrigações especiais)**

Estão representadas pelos valores nominais ou bens recebidos de consumidores das concessionárias, para realização de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica, deduzidos da depreciação acumulada. A amortização é calculada pela taxa média dos ativos correspondentes a essas obrigações, conforme legislação vigente.

#### **4.8 Reserva de reavaliação**

A reavaliação compulsória foi estabelecida pela ANEEL para os bens do ativo imobilizado ou intangível os quais estão vinculados ao serviço concedido.

Com base na terceira revisão tarifária homologada pela ANEEL, mediante a Nota Técnica ANEEL N° 409/13, a Companhia registrou em 2013 a reavaliação regulatória.

A reavaliação é realizada proporcionalmente à depreciação/amortização, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados líquida dos efeitos de imposto de renda e contribuição social.

Com base na quarta revisão tarifária homologada pela ANEEL, mediante a Nota Técnica ANEEL N° 223/18 de 10 de outubro de 2018, a Companhia registrou em 2018 a reavaliação regulatória.

#### **4.9 Pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2018**

Os pronunciamentos (i) CPC 47 – Receita de contrato com cliente; e (ii) CPC 48 - Instrumentos financeiros entram em vigor para períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2018 ou após esta data. A Companhia não adotou estas normas para fins de preparação das demonstrações contábeis regulatórias, visto que estes pronunciamentos ainda não foram aprovados pelo órgão regulador (ANEEL).

## 5. Reclassificação de saldos

Com base nas orientações emanadas pelo CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro”, a Administração da Companhia, objetivando a melhor apresentação da sua posição patrimonial e do seu desempenho operacional e financeiro, procedeu a partir de 1º de janeiro de 2018 a reclassificação na nota explicativa de “Contas a receber de consumidores” da natureza de “Fornecimento faturado” para “Parcelamento de débitos”, no ativo circulante, os quais referem-se aos saldos de creditórios renegociados com os clientes. As mudanças efetuadas não alteram o total dos ativos e passivos, do patrimônio líquido, bem como o lucro do exercício divulgado em 27 de fevereiro de 2018 pela Companhia.

Os efeitos dessas reclassificações no balanço patrimonial e na correspondente nota explicativa às demonstrações financeiras estão apresentados a seguir:

	Valor bruto					31/12/2017
	31/12/2017	Reclassificação do Parcelamento	Recomposição Contas a receber	PDD Parcelamento	Provisões para devedores duvidosos	
Circulante						
Classe de consumidores:						
Residencial	440.704	(35.548)	405.156	16.263	(59.921)	345.235
Industrial	142.669	(20.572)	122.097	12.397	(32.566)	89.531
Comercial	216.777	(28.377)	188.400	15.028	(30.671)	157.729
Rural	69.574	(7.012)	62.562	2.717	(10.244)	52.318
Poder público e iluminação pública	423.085	(248.750)	174.335	219.294	(74.112)	100.223
Serviço público	40.275	(8.508)	31.767	7.636	(8.712)	23.055
Fornecimento	<b>1.333.084</b>	<b>(348.767)</b>	<b>984.317</b>	<b>273.335</b>	<b>(216.227)</b>	<b>768.090</b>
Receita não faturada	243.310	-	243.310	-	-	243.310
Parcelamento de débitos	-	348.767	348.767	-	(273.335)	75.432
Consumidores baixa renda	4.937	-	4.937	-	-	4.937
Contas a receber partes relacionadas (vide Nota 18)	589	-	589	-	-	589
Contribuição Iluminação Pública CIP	37.410	-	37.410	-	-	37.410
Outros contas a receber - RDS	32.862	-	32.862	-	(1.890)	30.972
Subtotal	<b>1.652.192</b>	<b>-</b>	<b>1.652.192</b>	<b>273.335</b>	<b>(491.452)</b>	<b>1.160.740</b>

## 6. Caixa e equivalentes de caixa

Descrição	31/12/2018	31/12/2017
Caixa e contas correntes bancárias	18.471	46.300
Total de caixa e contas correntes bancárias	<b>18.471</b>	<b>46.300</b>
Aplicações diretas		
CDB - Certificado de Depósito Bancário	282	128
Operações compromissadas	87.853	48.919
Poupança	-	856
Fundo Curto Prazo	4.662	1.567
Total das aplicações diretas	<b>92.797</b>	<b>51.470</b>
Total	<b>111.268</b>	<b>97.770</b>

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.

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

## 7. Consumidores

	Vencidos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	Provisão para Devedores Duvidosos	31/12/2018	Vencidos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	Provisão para Devedores Duvidosos	31/12/2017
<b>Circulante</b>												
<i>Classe de consumidores:</i>												
Residencial	245.586	130.894	69.969	446.449	(69.286)	377.163	222.234	124.012	58.910	405.156	(59.921)	345.235
Industrial	80.339	21.756	46.314	148.409	(43.859)	104.550	59.402	20.347	42.348	122.097	(32.566)	89.531
Comercial	124.494	45.040	42.112	211.646	(39.446)	172.200	110.209	44.252	33.939	188.400	(30.671)	157.729
Rural	38.163	19.746	13.481	71.390	(11.460)	59.930	30.381	20.285	11.896	62.562	(10.244)	52.318
Poder público	28.869	16.403	30.445	75.717	(26.275)	49.442	25.273	20.766	51.696	97.735	-	97.735
Iluminação pública	28.454	11.189	58.489	98.132	(28.351)	69.781	27.653	10.910	38.036	76.599	(74.112)	2.487
Serviço público	22.360	2.519	3.834	28.713	(3.453)	25.260	20.387	2.203	9.178	31.768	(8.713)	23.055
<b>Fornecimento faturado</b>	<b>568.265</b>	<b>247.547</b>	<b>264.644</b>	<b>1.080.456</b>	<b>(222.140)</b>	<b>858.316</b>	<b>495.539</b>	<b>242.775</b>	<b>246.003</b>	<b>984.317</b>	<b>(216.227)</b>	<b>768.090</b>
Receita não faturada	218.067	-	-	218.067	-	218.067	243.310	-	-	243.310	-	243.310
Consumidores baixa renda	9.344	-	-	9.344	-	9.344	-	4.937	-	4.937	-	4.937
Parcelamento de débitos	109.634	26.394	187.602	323.630	(217.626)	106.004	162.229	18.614	167.924	348.767	(273.335)	75.432
Contas a receber com partes relacionadas (vide Nota)	708	-	-	708	-	708	589	-	-	589	-	589
Contribuição Iluminação Pública CIP	-	-	-	-	-	-	21.344	10.826	5.240	37.410	-	37.410
Outros contas a receber - RDS	41.610	-	-	41.610	-	41.610	-	-	32.862	32.862	(1.890)	30.972
<b>Contas a receber</b>	<b>379.363</b>	<b>26.394</b>	<b>187.602</b>	<b>593.359</b>	<b>(217.626)</b>	<b>375.733</b>	<b>427.472</b>	<b>34.377</b>	<b>206.026</b>	<b>667.875</b>	<b>(275.225)</b>	<b>392.650</b>
<b>Total do circulante</b>	<b>947.628</b>	<b>273.941</b>	<b>452.246</b>	<b>1.673.815</b>	<b>(439.766)</b>	<b>1.234.049</b>	<b>923.011</b>	<b>277.152</b>	<b>452.029</b>	<b>1.652.192</b>	<b>(491.452)</b>	<b>1.160.740</b>
<b>Não circulante</b>												
Parcelamento de débitos	155.324	-	-	155.324	(51.186)	104.138	79.852	-	-	79.852	-	79.852
<b>Total não circulante</b>	<b>155.324</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>155.324</b>	<b>(51.186)</b>	<b>104.138</b>	<b>79.852</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>79.852</b>	<b>-</b>	<b>79.852</b>

### a) Movimentação das perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa

	<u>31/12/2017</u>	<u>Adições</u>	<u>Reclassificação</u>	<u>Baixas</u>	<u>31/12/2018</u>
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	<u>(491.452)</u>	<u>(20.405)</u>	<u>(489)</u>	<u>21.394</u>	<u>(490.952)</u>

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída com base no histórico de perdas efetivas com os consumidores, existência de garantias reais para os clientes mais relevantes. Para os demais clientes, a Companhia utiliza o critério estabelecido no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica emitido pela ANEEL, uma vez que entende ser este critério suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber

## 8. Ativos e Passivos regulatórios

### a) Ativos e passivos regulatórios

A nova regulamentação do setor de energia elétrica implicou, dentro outras alterações, na constituição de ativos e passivos regulatórios, bem como no diferimento dos impostos federais incidentes sobre esses ativos e passivos.

### b) Conta de compensação de variação de custos da "Parcela A"

Os itens da Parcela "A" são definidos como sendo o somatório das diferenças, positivas ou negativas, entre os valores dos custos não gerenciáveis apresentados na base de cálculo para a determinação do último reajuste tarifário anual e os desembolsos efetivamente ocorridos no período.

Os créditos da Parcela "A" são atualizados pela variação da SELIC até o mês efetivo da sua compensação, não havendo limite de prazo para sua realização. À medida que os valores da Parcela "A" são recebidos na tarifa, a Companhia transfere o valor correspondente registrado no ativo para o resultado.



**c) Demais ativos e passivos regulatórios**

Programas sociais e governamentais

A Companhia, consciente de sua atuação socialmente responsável, prioriza sua participação em programas e ações governamentais, adotando iniciativas voltadas ao aperfeiçoamento de políticas públicas na área social.

Quota parte de energia nuclear

Em 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.111/2009 alterou a regulamentação referente à comercialização da energia proveniente da Eletronuclear, estabelecendo que, a partir de 1º de janeiro de 2013, o pagamento à Eletronuclear da receita decorrente da geração da energia de Angra 1 e 2 será rateado entre todas as Outorgadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN. A tarifa dessa energia proveniente da Eletronuclear calculada e homologada anualmente pela ANEEL.

Adicionalmente, o art. 12 da Lei nº 12.111/2009 autoriza a Eletronuclear a repassar para Furnas, entre 2013 e 2015, o diferencial verificado, entre 2010 e 2012, entre a variação da tarifa praticada pela Eletronuclear e a tarifa de referência. Os saldos remanescentes estão classificados como “outros” em demais ativos regulatórios.

Neutralidade da Parcela A

Trata-se do valor referente a uma inconsistência da metodologia de cálculo do reajuste tarifário em anos anteriores conforme contratos de concessão vigentes, que gerou em tarifa superior à devida, uma vez que não foi assegurada a neutralidade dos itens dos custos não gerenciáveis da Parcela A.

Sobrecontratação

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 38, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 103% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução ANEEL nº 255, de 6 de março de 2007.

Diferimento ou ressarcimento de reposição tarifária

A ANEEL autorizou a CELG D, atual Enel Distribuição Goiás, por meio da Resolução Homologatória nº 2.313, de 17 de outubro de 2017, a aplicar em suas tarifas de fornecimento, a partir de 22 de outubro de 2017, o reajuste tarifário médio percebido pelo consumidor de 14,65%, sendo 6,67% relativos ao reajuste tarifário anual econômico, 1,90% relativos aos componentes financeiros entrantes e 6,08% relativos aos componentes financeiros retirados do ano anterior. Os principais componentes foram a elevação dos custos com transmissão de energia, que representou um valor de R\$ 540.183 mil, autorizados pelo governo federal, a fim de custear a indenização às transmissoras que não tiveram renovado seus contratos de concessão, e a retirada dos itens financeiros CVA do reajuste tarifário anterior, que por terem sido negativos em R\$ 213.634 mil, elevaram as tarifas da empresa no atual processo tarifário.

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

A movimentação as contas de ativos regulatórios, bem como a abertura do saldo é a seguinte:

Ativos regulatórios	Saldo em 31/12/2017	Adição	Amortização	Remuneração	Transferências	Saldo em 31/12/2018	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
<b>CVA ativos</b>	<b>974.581</b>	<b>(481.611)</b>	<b>513.579</b>	<b>(15.257)</b>	<b>(67.007)</b>	<b>924.285</b>	<b>679.092</b>	<b>245.193</b>	<b>722.161</b>	<b>202.124</b>
Aquisição de Energia - (CVAenerg)	927.104	(507.116)	503.419	(14.338)	(70.692)	838.377	592.106	246.271	674.748	163.629
Proinfa	379	1.365	-	-	214	1.958	2.557	(999)	549	1.409
Transporte Rede Básica	32.318	(11.280)	4.611	(1.045)	(6.253)	18.351	23.245	(4.894)	18.351	-
Transporte de Energia - Itaipu	14.077	(6.429)	5.549	(295)	-	12.902	9.988	2.914	10.547	2.355
ESS	84	(84)	-	-	-	-	-	-	-	-
CDE	619	41.933	-	421	9.724	52.697	50.796	1.901	17.966	34.731
<b>Demais ativos regulatórios</b>	<b>278.656</b>	<b>(164.301)</b>	<b>(10.025)</b>	<b>(1.395)</b>	<b>201.395</b>	<b>304.330</b>	<b>-</b>	<b>304.330</b>	<b>72.417</b>	<b>231.913</b>
Majoração PIS/CoFins	87.558	(69.113)	-	-	13	18.458	-	18.458	18.458	-
Neutralidade da Parcela A	38.516	-	(38.514)	-	-	281.355	-	281.357	53.959	227.398
Sobrecontratação de Energia	115.858	(73.797)	-	(702)	(41.359)	-	-	-	-	-
Outros	36.724	(21.391)	28.489	(693)	(38.614)	4.515	-	4.515	-	4.515
<b>Total ativos regulatórios</b>	<b>1.253.237</b>	<b>(645.912)</b>	<b>503.554</b>	<b>(16.652)</b>	<b>134.388</b>	<b>1.228.615</b>	<b>679.092</b>	<b>549.523</b>	<b>794.578</b>	<b>434.037</b>

A movimentação as contas de passivos regulatórios, bem como a abertura do saldo é a seguinte:

Passivos regulatórios	Saldo em 31/12/2017	Adição	Amortização	Remuneração	Transferências	Saldo em 31/12/2018	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
<b>CVA passiva</b>	<b>(1.068.054)</b>	<b>917.478</b>	<b>489.316</b>	<b>2.196</b>	<b>(67.007)</b>	<b>273.929</b>	<b>189.213</b>	<b>84.716</b>	<b>201.506</b>	<b>72.423</b>
Aquisição de Energia - (CVAenerg)	(399.787)	466.478	-	4.001	(70.692)	-	-	-	-	-
Proinfa	(4.092)	-	3.979	(101)	214	-	-	-	-	-
Transporte Rede Básica	(3.845)	22.926	-	230	(6.253)	13.058	-	13.058	-	13.058
ESS	(435.624)	402.240	292.582	1.673	-	260.871	189.213	71.658	201.506	59.365
CDE	(224.706)	25.834	192.755	(3.607)	9.724	-	-	-	-	-
<b>Demais passivos regulatórios</b>	<b>(114.867)</b>	<b>259.045</b>	<b>401.629</b>	<b>7.719</b>	<b>201.395</b>	<b>754.921</b>	<b>342.875</b>	<b>412.046</b>	<b>425.585</b>	<b>329.337</b>
Majoração PIS/CoFins	(1.900)	1.887	-	-	13	-	-	-	-	-
Neutralidade da Parcela A	(19.763)	(253.777)	-	(7.815)	281.355	-	20.002	(20.002)	-	-
Sobrecontratação de Energia	(70.765)	496.264	92.311	15.338	(41.359)	491.789	104.622	387.167	162.453	329.337
Outros	(22.439)	14.671	309.318	196	(38.614)	263.132	218.250	44.882	263.132	-
<b>Total passivos regulatórios</b>	<b>(1.182.921)</b>	<b>1.176.523</b>	<b>890.945</b>	<b>9.915</b>	<b>134.388</b>	<b>1.028.850</b>	<b>532.088</b>	<b>496.762</b>	<b>627.091</b>	<b>401.760</b>

## 9. Subvenção CDE-Desconto Tarifário

Valor a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), para cobertura de descontos incidentes sobre as tarifas de energia de classes específicas de consumidores. Os recursos são oriundos da CDE (Conta de Desenvolvimento Energético), e são homologados pela ANEEL no processo tarifário anual da distribuidora.

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Resolução Homologatória 2.313/2017	-	46.082
Resolução Homologatória 2.470/2018	53.705	-
	<u>53.705</u>	<u>46.082</u>

## 10. Tributos a Compensar

	<u>31/12/2018</u>		<u>31/12/2017</u>	
	<u>Circulante</u>	<u>Não circulante</u>	<u>Circulante</u>	<u>Não circulante</u>
Imposto de renda e contribuição social	16.387	-	4.379	-
ICMS (a)	22.354	121.250	32.882	121.090
PIS e COFINS	47.120	-	24.165	-
Outros tributos	783	-	635	-
Total de tributos a compensar	<u>86.644</u>	<u>121.250</u>	<u>62.061</u>	<u>121.090</u>

- a) Os créditos de ICMS referem-se substancialmente aos créditos vinculados à aquisição de bens do ativo permanente, os quais estão sendo compensados mensalmente à razão de 1/48 avos e créditos de compra de energia e incentivos culturais os quais são compensados no mês seguinte.

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

## 11. Créditos Especiais

	31/12/2018		31/12/2017	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Fundo de aporte á CELG D - Funac (a)	169.058	1.140.155	201.815	929.797
Fundo de aporte á CELG D - Funac (b)	-	132.580	-	-
<b>Total</b>	<b>169.058</b>	<b>1.272.735</b>	<b>201.815</b>	<b>929.797</b>

Segue a movimentação dos créditos especiais:

	<u>31/12/2017</u>	<u>Adições</u>	<u>Baixas</u>	<u>Transferência (depósitos judiciais)</u>	<u>31/12/2018</u>
Fundo de aporte á CELG D - Funac	1.131.612	290.906	(51.772)	71.047	1.441.793
	<b>1.131.612</b>	<b>290.906</b>	<b>(51.772)</b>	<b>71.047</b>	<b>1.441.793</b>

- (a) Por meio da Lei nº 17.555 de 20 de janeiro de 2012, o Estado de Goiás criou o Fundo de Aporte à CELG D – FUNAC, regulamentado pelo decreto nº 7.732, de 28 de setembro de 2012, com o objetivo de reunir e destinar recursos financeiros para ressarcimento à CELG D de pagamentos de contingências de qualquer natureza cujo fato gerador tenha ocorrido até a venda do controle acionário para a Eletrobrás, conforme Termos de Acordo de Acionistas e de Gestão, bem como no Termo de Cooperação do FUNAC. Os recursos do referido fundo dependem de aportes a serem realizados pelo Governo do Estado de Goiás e créditos recebido de ações ganhas pela CELG-D que são repassadas ao Fundo.
- (b) Trata-se de valores de pagamentos de execução de processos que ainda estão ativos no judiciário. Sendo que esses valores não estão mais vinculados com as contingências ou depósitos judiciais. Dessa forma, assim que ocorrer o encerramento judicial dos processos haverá a transferência dos valores para a conta de curto prazo do FUNAC e será adotado todos os procedimentos descritos nas legislações supracitadas.

Tendo em vista os procedimentos previstos na Lei Estadual nº 19.473 de 03.11.2016, Decreto nº 8.870/2017 de 19.01.2017 que altera o Anexo IX do RCTE, e no Termo de Acordo de Regime Especial - TARE 032/16-GSF de 14.02.2017, autorizando a Companhia a apropriar crédito outorgado de ICMS até o valor equivalente aos investimentos em manutenção, melhoria e ampliação da infraestrutura de distribuição de energia elétrica, inclusive de natureza tecnológica. O crédito outorgado é limitado aos valores das obrigações de qualquer natureza, provenientes dos passivos contenciosos administrativos e judiciais, ainda que não escriturados, decorrentes de decisões judiciais transitadas em julgado e acordos judiciais ou extrajudiciais homologados judicialmente, cujos fatos geradores tenham ocorrido até 27 de janeiro de 2015 e limitada a 30% da obrigação mensal apurada com ICMS.

Dessa forma, considerando que a CELG D será ressarcida por meio do FUNAC, sempre que ocorrer algum registro de provisão para demandas judiciais anteriores ao período supracitado, a Companhia registra nos termos do pronunciamento técnico CPC 25 Provisões, passivos e ativos contingentes, o mesmo valor no ativo com contrapartida na rubrica de Créditos especiais, no longo prazo.

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

## 12. Outros Ativos

	31/12/2018		31/12/2017	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Gastos a reembolsar	7.785	-	7.785	-
Convênio de arrecadação	51.470	-	54.039	-
Adiantamentos a fornecedores	18.933	-	18.582	-
Desativações em curso	25.220	-	2.934	-
Créditos a receber de terceiros	10.719	-	49.155	-
Créditos a receber com empresas do grupo	7.633	-	-	-
Despesas pagas antecipadamente	5.634	-	8.720	-
Estoque	16.959	-	25.380	-
Outros devedores	22.176	18	12.921	1.737
	<b>166.529</b>	<b>18</b>	<b>179.516</b>	<b>1.737</b>
Provisão esperada em créditos de liquidação duvidosa	(6.552)	-	(15.911)	-
Total	<b>159.977</b>	<b>18</b>	<b>163.605</b>	<b>1.737</b>

	31/12/2017	Adições	Baixas	Reclassificação	31/12/2018
Provisão Esperada em Créditos de Liquidação Duvidosa	(15.911)	-	8.870	489	(6.552)

## 13. Cauções e depósitos

Descrição	31/12/2018	31/12/2017
Cauções e depósitos - Trabalhistas	99.914	84.047
Cauções e depósitos - Cíveis	56.999	54.776
Cauções e depósitos - Fiscais	34.870	17.406
	<b>191.783</b>	<b>156.229</b>

## 14. Tributos Diferidos

	31/12/2018	31/12/2017
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	173.487	-
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	42.126	-
Provisão para ações judiciais e regulatórias	27.948	-
Plano de pensão	24.742	3.981
Diferido sobre prejuízo Fiscal usado no PERT	-	132.387
Prejuízo Fiscal e Base Negativa	1.002.237	-
Outros	23.919	-
Swap	(961)	(6.002)
Enel Investimentos (incorporação)	(422.986)	(438.750)
Reserva de reavaliação	(360.375)	(64.730)
	<b>510.137</b>	<b>(373.114)</b>

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

Os valores dos ativos fiscais diferidos sobre prejuízo fiscal, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias, que poderão ser compensados com lucros tributáveis futuros, limitados a 30% do lucro tributável do ano, serão realizados pela Companhia em um prazo não superior a 10 anos, considerando as melhores estimativas da Administração.

Segue expectativa de realização dos saldos ativos:

Ano de realização	31/12/2018
2019	<b>75.967</b>
2020	<b>95.731</b>
2021	<b>115.675</b>
2022	<b>103.541</b>
2023 a 2025	<b>445.345</b>
2026 a 2028	<b>458.199</b>
<b>Total</b>	<b>1.294.458</b>

## 15. Imobilizado

Os bens registrados no imobilizado são de uso exclusivo da administração na execução dos serviços da concessão e de acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os mesmos são vinculados à concessão não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem prévia e expressa autorização do órgão.

Ativo Imobilizado em Serviço	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação (D)	Reclassificação (E)	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas = (A)-(B)+(C)	Depreciação Acum.	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017	Obrigações Especiais Brutas	Amortização Acum.	Obrigações Especiais Líquidas
<b>Distribuição</b>	<b>6.650.392</b>	-	(10.3070)	<b>571.365</b>	<b>3.036.197</b>	<b>26.370</b>	<b>10.181.254</b>	<b>468.295</b>	<b>(5.489.074)</b>	<b>4.692.180</b>	<b>3.169.033</b>	<b>(2.419.893)</b>	<b>633.860</b>	<b>(1.786.033)</b>
Terenos	36.538	-	(50)	34	9.783	(4.154)	42.171	4	-	42.171	36.538	-	-	-
Edificações, Obras Civis e Beneficórias	176.248	-	(69)	18.099	25.618	(74.982)	144.914	18.030	(89.173)	55.741	64.891	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	6.427.621	-	(101.942)	551.568	2.988.622	20.055	9.915.860	449.563	(5.357.438)	4.558.422	3.063.545	(2.419.893)	633.860	(1.786.033)
Veículos	6.736	-	(987)	-	904	1.884	8.537	(987)	(5.365)	3.172	3.303	-	-	-
Móveis e Utensílios	3.249	-	(22)	1.707	11.270	53.567	69.771	1.685	(37.098)	32.673	756	-	-	-
<b>Administração</b>	<b>175.362</b>	-	(325)	<b>7.392</b>	<b>31.878</b>	<b>(26.615)</b>	<b>187.892</b>	<b>7.067</b>	<b>(132.255)</b>	<b>55.437</b>	<b>38.972</b>	<b>(5.811)</b>	<b>4.892</b>	<b>(919)</b>
Terenos	5.027	-	-	-	2.325	-	11.555	-	-	11.555	5.027	-	-	-
Edificações, Obras Civis e Beneficórias	21.283	-	-	-	9.878	-	17.366	48.507	-	(25.662)	22.845	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	128.736	-	(255)	6.974	(1.343)	(107.967)	26.145	6.719	(20.089)	6.056	19.148	(5.811)	4.892	(919)
Veículos	2.364	-	(57)	416	265	(1.145)	2.248	339	(1.885)	360	(1)	-	-	-
Móveis e Utensílios	17.552	-	(13)	2	20.753	60.966	99.240	(11)	(84.619)	14.621	1.075	-	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>6.825.754</b>	-	<b>(10.3395)</b>	<b>578.757</b>	<b>3.068.075</b>	<b>(245)</b>	<b>10.368.946</b>	<b>475.362</b>	<b>(5.621.329)</b>	<b>4.747.617</b>	<b>3.208.065</b>	<b>(2.425.704)</b>	<b>638.752</b>	<b>(1.786.952)</b>
Ativo Imobilizado em Curso	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação (D)	Reclassificação (E)	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas = (A)-(B)+(C)	Depreciação Acum.	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017	Obrigações Especiais Brutas	Amortização Acum.	Obrigações Especiais Líquidas
<b>Distribuição</b>	<b>493.116</b>	<b>725.551</b>	-	<b>(576.146)</b>	-	<b>(1.829)</b>	<b>640.692</b>	<b>149.485</b>	-	<b>640.692</b>	<b>493.116</b>	<b>(94.084)</b>	-	<b>(94.084)</b>
Máquinas e Equipamentos	618.494	-	-	(453.499)	-	344.416	509.411	164.995	-	509.411	618.494	(94.084)	-	(94.084)
Outros	493.116	107.057	-	(122.647)	-	(345.243)	131.281	(15.590)	-	131.281	493.116	-	-	-
<b>Administração</b>	<b>4.834</b>	<b>13.945</b>	<b>(4.502)</b>	<b>(4.152)</b>	-	<b>476</b>	<b>10.601</b>	<b>5.291</b>	-	<b>10.601</b>	<b>4.834</b>	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	2.656	2.704	(4.536)	(4.118)	-	(280)	(3.990)	(5.850)	-	(5.990)	2.656	-	-	-
Outros	2.188	11.241	(66)	(54)	-	762	14.091	11.141	-	14.091	2.188	-	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>497.950</b>	<b>739.496</b>	<b>(4.502)</b>	<b>(580.298)</b>	-	<b>(1.353)</b>	<b>651.293</b>	<b>154.696</b>	-	<b>651.293</b>	<b>497.950</b>	<b>(94.084)</b>	-	<b>(94.084)</b>
<b>Total do Ativo Imobilizado</b>	<b>7.323.704</b>	<b>739.496</b>	<b>(107.897)</b>	<b>(1.541)</b>	<b>3.068.075</b>	<b>(1.598)</b>	<b>11.020.239</b>	<b>630.058</b>	<b>(5.621.329)</b>	<b>5.398.910</b>	<b>3.706.015</b>	<b>(2.519.788)</b>	<b>638.752</b>	<b>(1.881.036)</b>

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

A composição da conta máquinas e equipamentos da atividade de distribuição é como segue:

Descrição	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação (D)	Reclassificação (E)	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas = (A)-(B)+(C)
<b>AIS Bruto</b>	<b>6.427.621</b>	-	<b>(101.942)</b>	<b>551.505</b>	<b>2.988.622</b>	<b>50.055</b>	<b>9.915.861</b>	<b>449.563</b>
Transformador de Distribuição	858.271	-	-	89.066	466.368	-	1.413.705	89.066
Medidor	310.341	-	(34.577)	37.347	226.090	42.567	581.768	2.770
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	-	-	-	301.609	1.306.663	(74.340)	1.533.932	301.609
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	3.196.453	-	(39.546)	-	8.130	(1.073)	3.163.964	(39.546)
Redes Alta Tensão (69 kV)	182.749	-	(382)	2.716	170.037	48.450	403.570	2.334
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	264.225	-	(984)	32.102	218.388	(10.490)	503.241	31.118
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	178.490	-	(2.571)	7.494	74.720	(6.383)	251.750	4.923
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	344.022	-	(4.178)	16.181	147.528	(1.904)	501.649	12.003
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	616.610	-	(11.763)	34.830	276.463	(4.996)	911.144	23.067
Demais Máquinas e Equipamentos	476.460	-	(7.941)	30.160	94.235	58.224	651.138	22.219
<b>Obrigações Especiais do AIS Bruto</b>	<b>(1.758.072)</b>	<b>234</b>	-	<b>(144.422)</b>	<b>(517.633)</b>	-	<b>(2.419.893)</b>	<b>(144.188)</b>
Participação da União, Estados e Municípios	(29.534)	-	-	(20.253)	-	-	(49.787)	(20.253)
Participação Financeira do Consumidor	(795.764)	327	-	(62.380)	-	-	(857.817)	(62.053)
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(73.258)	(93)	-	-	-	-	(73.351)	(93)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(49)	-	-	(363)	-	-	(412)	(363)
Pesquisa e Desenvolvimento	(17.344)	-	-	(2.881)	-	-	(20.225)	(2.881)
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	(143.711)	-	-	(1.821)	-	-	(145.532)	(1.821)
Outros	(698.412)	-	-	(56.724)	(517.633)	-	(1.272.769)	(56.724)
Originadas da Receita	(698.412)	-	-	(56.724)	(517.633)	-	(1.272.769)	(56.724)
Outros	(698.412)	-	-	(56.724)	(517.633)	-	(1.272.769)	(56.724)

		31/12/2018			31/12/2017
Ativo Imobilizado	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Valor Bruto	Depreciação Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<b>Em serviço</b>					
Distribuição		<b>10.181.254</b>	<b>(5.489.073)</b>	<b>4.692.180</b>	<b>3.169.033</b>
Custo Histórico	5,68%	4.686.091	(1.753.714)	2.932.377	2.592.636
Correção Monetária Complementar	5,46%	206.638	(196.811)	9.827	11.576
Reavaliação	8,53%	5.288.525	(3.538.548)	1.749.976	564.821
Administração		<b>187.692</b>	<b>(132.257)</b>	<b>55.437</b>	<b>38.972</b>
Custo Histórico	8,68%	179.799	(106.990)	72.809	32.753
Correção Monetária Especial		-	-	-	39
Correção Monetária Complementar	7,56%	4.090	(4.010)	80	-
Reavaliação	8,91%	3.803	(21.257)	(17.452)	6.180
<b>Total do ativo imobilizado em serviço</b>		<b>10.368.946</b>	<b>(5.621.330)</b>	<b>4.747.617</b>	<b>3.208.005</b>
<b>Em Curso</b>					
Distribuição		640.692	-	640.692	493.116
Administração		10.601	-	10.601	4.834
<b>Total do ativo imobilizado em curso</b>		<b>651.293</b>	<b>-</b>	<b>651.293</b>	<b>497.950</b>
<b>Total do ativo imobilizado</b>		<b>11.020.239</b>	<b>(5.621.330)</b>	<b>5.398.910</b>	<b>3.705.955</b>

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

A composição das adições do exercício, por tipo de gastos capitalizados, é como segue:

<b>Adições do Ativo Imobilizado em Curso</b>	<b>Material / Equipamentos</b>	<b>Serviços de Terceiros</b>	<b>Mão de Obra Própria</b>	<b>Outros Gastos</b>	<b>Total</b>
Terrenos	-	(163)	-	1	<b>(162)</b>
Edificações, obras civis e benfeitorias	(133)	27.866	322	4	<b>28.059</b>
Máquinas e equipamentos	311.433	248.982	54.876	3.265	<b>618.556</b>
Móveis e utensílios	6.103	(150)	(4)	(4.878)	<b>1.071</b>
A Ratear	(28)	17.390	50.196	(11)	<b>67.547</b>
Desenvolvimento de Projetos	-	120	-	-	<b>120</b>
Transformação, fabricação e reparo de materiais	16.427	(2.924)	(102)	(2)	<b>13.399</b>
Material em depósito	5.446	-	-	-	<b>5.446</b>
Compras em andamento	-	-	-	77	<b>77</b>
Adiantamentos a fornecedores	-	-	-	5.383	<b>5.383</b>
<b>Total das Adições</b>	<b>339.248</b>	<b>291.121</b>	<b>105.288</b>	<b>3.839</b>	<b>739.496</b>

As principais taxas anuais de depreciação por macro atividade, de acordo com a Resolução ANEEL n° 674/2015, são as seguintes:

	<b>Taxas anuais de depreciação (%)</b>
<b>Distribuição</b>	
Barra de capacitores	5,00%
Chave de distribuição	3,33%
Condutor do sistema	2,70%
Estrutura do sistema	3,57%
Regulador de tensão	3,45%
Transformador	2,86%
<b>Administração central</b>	
Equipamento geral	6,25%

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto n° 41.019 de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na distribuição de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecaria sem a previa e expressa autorização do Órgão Regulador. O ato normativo que regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concede autorização previa para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancaria vinculada a sua aplicação.

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

As dez principais adições ao imobilizados em serviço no exercício foram:

Descrição do bem	R\$
1. RELIGADOR, AUTOMAT, A VAC ELETRONIC 3F 13.8KV 630A 12.5KA MONT POSTE AL 220 VCA	36.803
2. TRANSFORMADOR, DISTRIB AEREO, 15KV 3F 75KVA 13800/12000-380/220V Dyn1 4TAP NTC-10 R7	21.852
3. RELIGADOR, AUTOMAT, A VAC ELETRONIC 3F 34.5KV 630A 12.5KA MONT POSTE AL 220 VCA NTC-20 R5+ET-CG R1	19.084
4. CABO, ELETRICO ISOL MULTIPLEX, QUADRUPLIX AL 0.6/1KV 3X1X 35+35MM2 NEUT NU ISOL XLPE CAL	18.043
5. CABO, ELETRICO NU AL CAA, 4 AWG 6 X 1FIOS SWAN	16.925
6. TRANSFORMADOR, DISTRIB AEREO, 15KV 3F 112.5KVA 13800/12000-380/220V Dyn1 4TAP NTC-10 R7	14.646
7. CABO, ELETRICO COBERTO, AL XLPE 13.8KV 150MM2 BLOQUEADO NTC-22 R2	14.324
8. CABO, ELETRICO ISOL MULTIPLEX, QUADRUPLIX AL 0.6/1KV 3X1X 70+70MM2 NEUTRO NU ISOL XLPE CAL	14.271
9. POSTE, CONCRETO DUPLO T, 10M 150DAN NTC-01 R4	13.984
10. POSTE, CONCRETO DUPLO T, 11M 300DAN NTC-01 R4	12.821

As dez principais baixas do imobilizados em serviço no exercício foram:

Descrição do bem	R\$
1. TRANSFORMADOR, DISTRIB AEREO, 15 KV, 1F, 10 KVA, 7967/6929-440/220 V, SERIE-SERI	18.941
2. MED?ELETRON ENERGIA MONOF/UNIP? N/A S/MOD S/MOD	10.773
3. MEDIDOR BIFASICO	10.038
4. MEDIDOR MONOFASICO	7.972
5. MED ELETRON MUTIF PROGR TRF OUTROS S/MOD S/MOD	7.623
6. MED?ELETRON ENERGIA MONOF/UNIP? N/A S/MOD S/MOD	5.929
7. TRANSFORMADOR, DISTRIB AEREO, 15 KV, 1F, 25 KVA, 7967/5889-440/220 V, SERIE-SERI	5.836
8. TRANSFORMADOR, FORCA, CDC,138KV,3F,20/26.6/33.3MVA 138-13.8KV-Dyn1,CDC OLEO,NTC-	4.845
9. MEDIDOR TRIFASICO	4.747
10. TRANSFORMADOR, DISTRIB AEREO, 15 KV, 1F, 15 KVA, 7967/6929-440/220 V, SERIE-SERI	4.707

## 16. Ativo intangível

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Transferências (B)	Reavaliação (C)	Reclassificações (D)	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas = (A)+(B)+(C)+(D)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017
<b>Ativo Intangível em Serviço</b>										
<b>Distribuição</b>	40.713	-	16.658	14.485	(28.483)	43.373	2.660	(21.328)	22.045	24.896
Serviços	10.336	-	2.112	9.175	(404)	21.219	10.883	-	21.219	10.272
Softwares	30.377	-	14.546	5.243	(28.281)	21.885	(8.492)	(21.328)	557	14.624
Outros	-	-	-	67	202	269	269	-	269	-
<b>Administração</b>	63.193	-	6.803	17.696	28.730	116.422	53.229	(81.987)	34.435	12.431
Softwares	62.507	-	6.803	17.584	29.079	115.973	53.466	(81.987)	33.986	12.231
Outros	686	-	-	112	(349)	449	(237)	-	449	200
<b>Subtotal</b>	<b>103.906</b>	<b>-</b>	<b>23.461</b>	<b>32.181</b>	<b>247</b>	<b>159.795</b>	<b>55.889</b>	<b>(103.315)</b>	<b>56.480</b>	<b>37.327</b>
<b>Ativo Intangível em Curso</b>										
<b>Distribuição</b>	3.963.824	28.022	(14.409)	-	(6.342)	3.971.095	7.271	(164.543)	3.806.552	3.940.318
Serviços	86	6.338	(2.346)	-	(3.398)	680	594	-	680	86
Softwares	12.861	21.684	(12.063)	-	(1.157)	21.325	8.464	-	21.325	12.861
Outros	1.848	-	-	-	(1.787)	61	(1.787)	-	61	1.848
Direito de uso da concessão	3.949.029	-	-	-	-	3.949.029	-	(164.543)	3.784.486	3.925.523
<b>Administração</b>	7.083	12.256	(7.512)	-	7.695	19.522	12.439	-	19.522	7.083
Softwares	1.211	12.104	(1.698)	-	7.907	19.524	18.313	-	19.524	1.211
Outros	5.872	152	(5.814)	-	(212)	(2)	(5.874)	-	(2)	5.872
<b>Subtotal</b>	<b>3.970.907</b>	<b>40.278</b>	<b>(21.921)</b>	<b>-</b>	<b>1.353</b>	<b>3.990.617</b>	<b>19.710</b>	<b>(164.543)</b>	<b>3.826.074</b>	<b>3.947.401</b>
<b>Total do Ativo Intangível</b>	<b>4.074.813</b>	<b>40.278</b>	<b>1.540</b>	<b>32.181</b>	<b>1.600</b>	<b>4.150.412</b>	<b>75.599</b>	<b>(267.858)</b>	<b>3.882.554</b>	<b>3.984.728</b>



Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

Ativo Intangível	Taxas anuais médias de depreciação (%)	31/12/2018		31/12/2017
		Valor Bruto	Amortização Acumulada	Valor líquido
<b>Em serviço</b>				
Distribuição		<b>43.373</b>	<b>(21.328)</b>	<b>22.045</b>
Custo Histórico	20,00%	26.828	(15.489)	11.339
Correção Monetária Complementar	20,00%	617	-	617
Reavaliação	20,00%	15.928	(5.839)	10.089
Administração		<b>116.422</b>	<b>(81.987)</b>	<b>34.435</b>
Custo Histórico	20,00%	91.043	(58.321)	32.722
Correção Monetária Complementar		23	-	23
Reavaliação	20,00%	25.356	(23.666)	1.690
<b>Total do ativo intangível em serviço</b>		<b>159.795</b>	<b>(103.315)</b>	<b>56.480</b>
<b>Em Curso</b>				
Distribuição		22.065	-	22.065
Administração		19.523	-	19.523
Direito de uso da concessão		3.949.029	(164.543)	3.784.486
<b>Total do ativo intangível em curso</b>		<b>3.990.617</b>	<b>(164.543)</b>	<b>3.826.074</b>
<b>Total do ativo intangível</b>		<b>4.150.412</b>	<b>(267.858)</b>	<b>3.882.554</b>

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

	31/12/2018		31/12/2017	
	Passivo circulante	Passivo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante
Suprimento de energia elétrica				
Compra de Energia	552.195	754.159	515.205	874.374
Encargo de uso da rede	57.471	-	80.258	-
Diferencial Eletrônuclear	-	-	-	-
Partes relacionadas (vide Nota 31)	16.752	-	833,00	-
Materiais e serviços	288.258	19.449	266.591	61.247
<b>Total</b>	<b>914.676</b>	<b>773.609</b>	<b>862.887</b>	<b>935.621</b>

- a) refere-se ao custo de energia elétrica de diversos contratos de suprimento, bem como a energia de curto prazo, os quais foram provisionados. O saldo de longo prazo refere-se à repactuação feita junto à Eletrobras, referente aos saldos de Itaipu.
- b) refere-se aos contratos de suprimento de energia elétrica firmados com geradoras do grupo Enel (CIEN, EGP MOURÃO, EGP PARAPANEMA e EGP VOLTA Grande) no valor R\$ 1.258; Expatriados (Enel Global Infrastructure and Network e Enel Itália IT) no valor R\$ 1.285; referente à compartilhamento de STAFF e despesas compartilhadas ANEEL (CGTF, Enel Brasil, e Enel X Brasil) no valor R\$ 14.209.

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

## 18. Empréstimos e financiamentos

Segue a composição dos empréstimos e financiamentos:

	31/12/2018			31/12/2017		
	Encargos	Principal		Encargos	Principal	
		Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante
<b>Moeda estrangeira:</b>						
ITAU 4131 CELG - CE 0720L401 (a)	5.901	-	293.013	5.080	-	250.151
ITAU 4131 CELG - CE 0820L401 (a)	5.392	-	368.619	4.630	-	314.698
ITAU 4131 CELG - CE 0221L401 (a)	2.100	-	118.062	-	-	-
ITAU 4131 CELG V (a)	-	-	159.890	-	-	-
<b>Total moeda estrangeira</b>	<b>13.393</b>	<b>-</b>	<b>939.584</b>	<b>9.710</b>	<b>-</b>	<b>564.849</b>
Eletrobrás_ECF - 017/2004 (c)	-	-	-	4	1.009	-
Eletrobrás_ECF - 149/2006 (c)	-	-	-	18	4.026	-
Eletrobrás_ECF - 232/2008 (c)	-	2.862	12.031	87	3.138	15.337
Banco Daycoval S/A	-	-	-	12	4.305	-
BCV - 1310/2015	-	-	-	112	36.770	-
BCV - 1360/2015	-	-	-	-	-	-
FIDC Série A (b)	905	54.247	194.384	1.158	54.247	248.630
FIDC Série B (b)	575	31.246	111.964	859	29.820	136.675
Custos de Transação a Amortizar FIDC (b)	-	(5.037)	(5.883)	-	(2.525)	(10.777)
Cotas Subordinadas FIDC (b)	-	-	(55.185)	-	-	(50.317)
FIDC - Provisão para pagamento (b)	-	(10.015)	-	-	(10.804)	-
Celg de Participações S/A (d)	288	10.457	85.801	-	19.614	86.818
Nota Promissória 1º Emissão (e)	9.803	200.000	-	-	-	-
NP Custos de Transação a Amortizar (e)	-	(246)	-	-	-	-
BNDES CG 2018 (f)	648	-	100.323	-	-	-
CCB Alfa (g)	77	130.000	-	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	<b>12.296</b>	<b>413.514</b>	<b>443.435</b>	<b>2.250</b>	<b>139.600</b>	<b>426.366</b>
<b>Total de empréstimos e financiamentos</b>	<b>25.689</b>	<b>413.514</b>	<b>1.383.019</b>	<b>11.960</b>	<b>139.600</b>	<b>991.215</b>
<b>Resultado das operações de Swap</b>	<b>6.174</b>	<b>(494)</b>	<b>(131.040)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(18.216)</b>
<b>Total de empréstimos e financiamentos</b>	<b>31.863</b>	<b>413.020</b>	<b>1.251.979</b>	<b>11.960</b>	<b>139.600</b>	<b>972.999</b>

Segue a movimentação dos empréstimos e financiamentos:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Saldos em 31 de dezembro de 2017	<b>141.850</b>	<b>426.366</b>	<b>9.710</b>	<b>546.633</b>	<b>1.124.559</b>
Captações	320.000	299.557	150.000	250.000	1.019.557
Variação monetária	-	9.799	124.014	24.561	158.374
Encargos provisionados	65.590	-	33.156	3.562	102.308
Transferências	292.287	(292.287)	(90.676)	90.676	-
Amortizações	(334.365)	-	(176.090)	-	(510.455)
Encargos pagos	(59.552)	-	(30.785)	-	(90.337)
Resultado de Swap	-	-	(256)	(106.888)	(107.144)
Saldos em 31 de dezembro de 2018	<b>425.810</b>	<b>443.435</b>	<b>19.073</b>	<b>808.544</b>	<b>1.696.862</b>

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

Destacamos abaixo as condições contratuais:

	<u>Início</u>	<u>Vencimento</u>	<u>Tipo de Amortização</u>	<u>Encargos Financeiros</u>	<u>Garantias</u>
<u>Empréstimos</u>					
ITAÚ 4131 CELG - CE 0720L401 (a)	05/07/2017	06/07/2020	Bullet	USD + 4,05% a.a.	Avalista : Enel brasil
ITAÚ 4131 CELG - CE 0820L401 (a)	22/08/2017	21/08/2020	Bullet	USD + 4,02% a.a.	Avalista : Enel brasil
ITAÚ 4131 CELG - CE 0221L401 (a)	15/02/2018	17/02/2021	Bullet	USD + 4,64% a.a.	Avalista : Enel brasil
ITAÚ 4131 CELG V (a)	31/07/2018	07/01/2020	Bullet	USD + 5,30% a.a.	Avalista : Enel brasil
FIDC Série A (b)	22/07/2015	14/07/2023	Mensal	100% CDI + 3% a.a.	Recebíveis
FIDC Série B (b)	22/07/2015	14/07/2023	Mensal	100% IPCA + 9,7% a.a.	Recebíveis
CCB Alfa (g)	12/11/2018	15/01/2019	Bullet	100% CDI + 0,87% a.a.	Avalista : Enel brasil
<u>Financiamentos</u>					
Eletrobrás_ECF - 232/2008 (c)	11/04/2018	11/10/2019	Bullet	7% a.a.	N/A
Celg de Participações S/A (d)	03/05/2018	15/06/2020	Bullet	6,8% a.a.	N/A
Nota Promissória 1ª Emissão (e)	11/04/2018	11/10/2019	Bullet	107,5% CDI a.a.	Avalista : Enel brasil
BNDES CG 2018 (f)	03/05/2018	15/06/2023	Bullet	100% IPCA + 5,34% a.a.	Avalista : Enel brasil

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

<u>31/12/2018</u>				
<u>2020</u>	<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>Após 2022</u>	<u>Total não Circulante</u>
933.393	250.928	130.155	68.543	1.383.019

Na sequência características dos principais empréstimos supracitados:

**a) Empréstimos em moeda estrangeira - ITAÚ BBA**

Empréstimo na modalidade de captação externa (Lei nº 4131) não vinculado à operação de trade financeiro, para cobertura de necessidade de Capital de Giro da Companhia. Para mitigar risco da operação de empréstimo à variação cambial e taxa de juros foi contratado operação simultânea de swap, anulando o efeito da variação cambial e taxa de juros do contrato por valores em reais. O cumprimento deste contrato tem como garantia Cessão fiduciária do SWAP e Aval Enel Brasil S.A.

**b) FIDC CELG D – Fundo De Investimento Em Direito Creditórios**

Foi aprovado em março de 2015, por meio da ATA 386ª Reunião do Conselho de Administração da Celg Distribuição S.A. - CELG D, a conversão da dívida representada por debêntures, no valor de R\$ 290 milhões, emitidas sob a coordenação do Banco Credit Suisse, em emissão de quotas de Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC e a tomada de crédito adicional, no montante de 200 milhões também por meio de FIDC.

Em julho de 2015 iniciou-se o CELG DISTRIBUIÇÃO – FUNDO DE INVESTIMENTO EM DIREITOS CREDITÓRIOS inscrito no CNPJ/MF sob nº. 21.161.619/0001-58, constituído sob forma de Condomínio Fechado, ou seja, as quotas só serão resgatadas no término do prazo de duração do fundo conforme art. 2º item VI Inst. CVM 356. O Fundo é administrado pela Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., como coordenador líder, o Banco de Investimento Credit Suisse (Brasil) S.A e como cedente a CELG DISTRIBUIÇÃO S.A – CELG D.

Pelos serviços de estruturação do Fundo, o Coordenador Líder fez jus as seguintes remunerações:

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

Comissão de Estruturação e Distribuição equivalente a 1,7% incidente sobre o “Montante Mínimo” e 1,0% incidente sobre o “Montante Adicional”; Comissão pela Garantia Firme do Volume Mínimo e Comissão pela Garantia Firme do Volume Adicional que foram pagas pelo cedente na data da emissão, conforme estabelecido no “1º(Primeiro) Instrumento de Aditamento ao Contrato de Distribuição Pública com esforços restritos de colocação, sob regime de Garantia Firme de colocação, de Quotas Seniores de Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios N° CSBR20141000102(Aditamento N° CSBRA20150400397)”.

O Prazo de duração do Fundo iniciou-se na data de emissão das quotas Seniores e encerrar-se-á no prazo de 96(noventa e seis) meses, sendo 23(vinte e três) meses de carência e 73(setenta e três) meses, com amortizações mensais. As cotas Seniores estão divididas em série A e série B.

As Quotas Seniores Série A e da Série B da CELG DISTRIBUIÇÃO - FUNDO DE INVESTIMENTO EM DIREITOS CREDITÓRIOS da CELG D tem como valor inicial de emissão R\$ 100.000 e foram registradas no 1ºOfício do Registro de Títulos e Documentos do estado de Rio de Janeiro, sob o nº 1869807, em 03/07/2015.

Os recursos captados na ordem de R\$ 490.000 foram reconhecidos contabilmente como empréstimo e a obrigação está registrada no Passivo.

Conforme Contrato de Promessa de Subscrição e Integralização de Quotas Subordinadas da CELG DISTRIBUIÇÃO - FUNDO DE INVESTIMENTO EM DIREITOS CREDITÓRIOS, o Administrador aprovou a realização de 150 quotas Subordinadas, a serem Subscritas e Integralizadas exclusivamente pelo cedente perfazendo um total de R\$ 15.000. Estas cotas terão como valor inicial de emissão de R\$ 100 (cem mil) e estão classificadas no passivo não circulante, como redutora do total a pagar do Fundo. Os custos de transação incorridos na captação de recursos, são contabilizados, conforme o CPC 08, como redutora do valor justo inicialmente reconhecido do instrumento financeiro emitido. Para evidenciação do valor líquido recebido.

**c) ECF – 17/2004, ECF 149/2006 e ECF 232/2008**

Referem-se a três contratos de empréstimos e financiamentos concedidos pela Eletrobrás no período de 2004 a 2008 a fim de promover melhoria das condições socioeconômicas das áreas rurais, através de projetos de eletrificação rural, remanescendo em 31 de dezembro de 2018 somente o ECF 232.

**d) Celg Participações S/A**

Mútuo financeiro de reestruturação de dívida. O cumprimento deste contrato tem como garantia a vinculação de receita própria.

**e) Nota Promissória 1º Emissão**

Foi liberado em 11 de abril de 2018 a 1ª emissão de Notas Promissórias nos termos da Instrução CVM 476 com objetivo de cobertura de capital de giro da empresa, no valor de R\$200 milhões em 100% do seu total de distribuição pública.

**f) BNDES CG 2018**

Empréstimo com vencimento em junho de 2020, na modalidade de capital de giro destinados ao apoio financeiro e utilizados para cobrir custos operacionais.

**g) CCB Alfa**

Empréstimo com vencimento em janeiro de 2019, na modalidade de capital de giro destinados ao apoio financeiro e utilizados para cobrir custos operacionais.

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

## 19. Obrigações Fiscais

Descrição	31/12/2018	31/12/2017
	Circulante	Circulante
Imposto de renda - IRPJ e contribuição social - CSLL	20.356	2.323
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS (a)	93.685	154.069
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	45.805	57.780
Programa de integração social - PIS	9.891	9.075
Imposto sobre serviços - ISS	6.474	14.893
Parcelamento especial	-	132.098
Demais obrigações fiscais e sociais	20.196	12.635
<b>Total</b>	<b>196.407</b>	<b>382.873</b>

a) Refere-se a ICMS sobre as vendas de energia elétrica e diferencial de alíquota sobre as compras realizadas pela Companhia fora do Estado de Goiás.

## 20. Taxas Regulamentares

Descrição	31/12/2018		31/12/2017	
	Passivo circulante	Passivo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante
Conta de desenvolvimento energético – CDE (a)	37.015	-	161.022	-
Programas de P&D e PEE (b)	47.372	215.460	34.281	195.663
ENCARGOS DO CONSUMIDOR - PROINFA	26.932	7.644	58.857	30.576
CCRB	30.090	-	45.810	-
<b>Total</b>	<b>141.409</b>	<b>223.104</b>	<b>299.970</b>	<b>226.239</b>

### (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.

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

**21. Outras obrigações**

	31/12/2018		31/12/2017	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Salários e Benefícios	23.685	16.158	-	20.166
Rentabilidade de obras executadas p/consumidores (a)	-	156.035	5.622	250.895
Devolução a consumidores (b)	9.067	-	11.776	-
Secretaria de Estado da Fazenda	1.286	-	2.871	-
Convênio ICMS-Estado/Prefeituras/Celg (c)	-	-	1.320	-
Contribuição iluminação pública (d)	44.194	-	70.973	-
Recursos destinados a obras de terceiros (a)	-	-	4.206	-
Penalidades contratuais e regulatórias - DIC/FIC	9.596	-	37.447	-
FUNAC - Conta grafica (e)	4.813	-	4.727	-
Cauções em Garantia	-	-	1.780	-
Outros	660	12.103	18.206	26.026
	<b>93.301</b>	<b>184.296</b>	<b>158.928</b>	<b>297.087</b>

- a) Refere-se aos valores a devolver para consumidores que executaram obras de seus interesses.
- b) Refere-se a pagamentos indevidos realizados por consumidores e diferença de leitura.
- c) Convênio assinado entre a Companhia, as prefeituras municipais, o Estado de Goiás e a Caixa Econômica Federal para realização de encontro de contas correspondentes ao fornecimento de energia elétrica e os recursos provenientes dos depósitos efetuados pelo Estado de Goiás, referente aos valores do Índice de Participação dos Municípios – IPM.
- d) Trata-se de convênios firmados entre a Companhia e as prefeituras municipais, tendo como objeto a operacionalização da cobrança em nome e por conta dos municípios dos serviços de faturamento e arrecadação da Contribuição de Custeio do Serviço de Iluminação Pública – COSIP.
- e) FUNAC – Conta Gráfica: refere-se a realização de ativos contingentes administrativos/judicial com fatos geradores anteriores à entrada da Eletrobrás no capital da Companhia, os quais são destinados a liquidar obrigações do fundo oriundas de liquidação de sentenças transitada em julgado, e ou acordos extrajudiciais.

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

**22. Provisão para riscos tributários, regulatórios, 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.

**Provisões com risco provável:**

	31/12/2017	Adições/ Reversões	Adições/ Reversões FUNAC	Atualização Monetária	Pagamentos	31/12/2018
Trabalhistas (a)	249.588	(4.231)	286.101	6.386	(32.053)	505.791
Cíveis (b)	690.053	32.635	7.453	13.652	(17.451)	726.342
Fiscais (c)	33	107	1.466	-	-	1.605
Regulatório (d)	93.585	160	(4.113)	3.731	(7.666)	85.697
Total das provisões	<u>1.033.259</u>	<u>28.671</u>	<u>290.906</u>	<u>23.769</u>	<u>(57.170)</u>	<u>1.319.435</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.

**d) Riscos fiscais**

Os principais riscos fiscais os quais a Companhia está exposta são:

O Município de Aparecida de Goiânia ajuizou Execução Fiscal para cobrar IPTU referente aos exercícios de 2005 a 2008 de 6 imóveis da Companhia, no valor atualizado e provisionado de R\$ 36 em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 33 em 31 de dezembro de 2017).

Manifestação de Inconformidade apresentada em face do Despacho Decisório que deixou de homologar pedido de compensação de crédito a maior de COFINS, referente ao período de março de 2003. A companhia aguarda decisão da Câmara Superior de Recursos Fiscais. O valor atualizado e provisionado do débito é de R\$ 1.572 em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 1.182 em 31 de dezembro de 2017).

As ações classificadas como risco provável e passíveis de mensuração são reconhecidas nas demonstrações financeiras na rubrica "Provisões para demandas Judiciais" em contrapartida no resultado. Em ato contínuo, considerando a criação do FUNAC, caso a contingência seja decorrente de fato gerador anterior à data de aquisição do controle acionário da Companhia pela Eletrobras, considerando que o desembolso será ressarcido pelo Fundo, é reconhecido o mesmo valor como créditos especiais.

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

### 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:

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Trabalhistas (a)	107.597	144.250
Cíveis (b)	1.867.643	1.938.503
Fiscais (c)	766.815	729.595
Juizados especiais	2.449	990
Total das provisões	<u><b>2.744.504</b></u>	<u><b>2.813.338</b></u>

(a) as atualizações dos valores é a adequação dos cálculos realizados pela auditoria de base, e também a redução de reclamatória trabalhista decorrente de ex-empregados que aderiram ao PAE/PDV no ano de 2017.

(b) os processos mais relevantes referem-se à: as ações de cobranças propostas por determinados municípios do Estado de Goiás por suposta nulidade do convênio, a ação de cobrança do município de São Simão referente à compensação de créditos do ICMS (FOMENTAR) com faturas de energia elétrica e a ação de execução proposta pelo município de Goiânia referente à cobrança de ISS e multa formal.

Houve uma diminuição em relação ao ano de 2017 referente essencialmente a ação civil pública movida pela Associação Nacional de Consumidores - ANDECO em desfavor das distribuidoras, sendo o valor arbitrado específico da CELG D neste ano de 2017 foi de R\$ 6.898.589 classificado como "Remoto". No ano anterior o processo era de R\$ 6.141.101 com efeito de causa possível.

(c) Autos de infração referente ao período de 2000 a 2005 lavrados pela Receita Federal do Brasil por ter a Companhia deixado de incluir nas bases de cálculo do PIS e da COFINS os valores referentes ao ICMS. A Companhia segue discutindo o tema através de ação judicial com decisão favorável em segunda instância e no Superior Tribunal de Justiça. O valor envolvido nestes processos, atualizado em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 606.574 (R\$ 590.606 em 31 de dezembro de 2017).

No âmbito municipal, a Companhia discute ISS em execuções fiscais e autos de infração apresentados pelo Município de Goiânia, no montante total de R\$ 133.869 em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 115.641 em 31 de dezembro de 2017).

A Companhia, além dos processos antes mencionados, possui ainda outros de menor valor que envolvem temas de PIS, COFINS, ICMS, IPTU e ISS no valor total atualizado até 31 de dezembro de 2018 de R\$ 26.372 (R\$ 23.348 em 31 de dezembro de 2017).

(d) Autos de infrações lavrados pelo órgão regulador local e que se encontram em fase de recurso, onde a definição final vem por parte da ANEEL. Dentro destes riscos possíveis se encontram contingências de natureza (i) técnica, na qual se baseiam em uma visão mais técnica do sistema elétrico e suas normas, (ii) comercial, na qual se baseiam em uma visão em atendimentos comerciais e seus índices de qualidade sobre a prestação de serviço, e (iii) econômico-financeiro que possui o propósito de averiguar a gestão da distribuidora em preservar o equilíbrio econômico e financeiro das concessões.



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

A Companhia é patrocinadora de fundo de pensão, administrado pela FUNDAÇÃO CELG DE SEGUROS E PREVIDÊNCIA - ELETRA, 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) Definição dos tipos de benefícios**

A CELG D, através da ELETRA, oferece aos seus empregados dois planos de benefícios, sendo o primeiro instituído originalmente na modalidade de Benefício Definido - BD (em fase de extinção) e outro, denominado Plano Misto de Benefícios, instituído a partir de setembro de 2000, na característica de Contribuição Definida - CD, durante o período de acumulação e de Benefício Definido na fase de pagamento.

A CELG D tem responsabilidade no plano original de Benefício Definido, pelos custos das variações atuariais respectivas, tanto na fase de acumulação quanto na fase de pagamento de benefícios. No Plano Misto, a responsabilidade da CELG D, na fase de acumulação, é variável em função das quotas de recolhimentos dos associados, todavia limitada a um máximo de 20% das remunerações mensais. Na fase de pagamento, após a transferência da reserva acumulada em conta coletiva para o beneficiário da renda vitalícia, a CELG D assume a responsabilidade apenas pela variação negativa das hipóteses de sobrevivência.

#### **(b) Cobertura do déficit técnico**

Para cobertura do déficit técnico relativo ao Plano de Benefício Definido, apurado até 31 de agosto de 2000, a CELG D celebrou instrumento de consolidação e parcelamento de débitos, sendo o saldo a pagar registrado no exigível da Companhia.

#### **(c) Descrição do plano de benefício definido**

##### Características

Os benefícios deste plano, são concedidos a partir do SRB – Salário Real de Benefício, regulamentado e calculado com limites sobre a remuneração vigente do empregado na data da concessão e estão relacionados essencialmente à suplementação de aposentadoria.

#### **(d) Descrição do Plano Misto de Benefícios**

##### Características

O plano prevê a acumulação de reservas individualizadas, por recolhimento mensal de quotas pelos ativos e pela patrocinadora, com base compulsória de 2% sobre os salários, acrescidas de contribuições facultativas definidas pelos participantes em que a patrocinadora acompanha até o limite de 20% dos salários. Há ainda, contribuições extraordinárias do participante sem contrapartida da patrocinadora. O saldo de quotas acumulado na data de concessão do benefício é transformado em renda vitalícia. Os aportes patronais são mantidos em conta coletiva até a data da concessão, quando se transformam em nominativos aos beneficiários.

Os benefícios do plano estão relacionados essencialmente à suplementação de aposentadoria.

### (e) Custo do Patrocinador

Política adotada para reconhecimento de perdas e ganhos atuariais:

De acordo com a divulgação dos resultados atuariais, efetuado por consultoria especializada, com base no CPC 33 (R1), o déficit atuarial apurado encontra-se suportado pelo contrato de confissão de dívidas firmado junto à ELETRA.

Plano de assistência saúde

A CELG D é uma das mantenedoras da caixa de assistência à saúde dos empregados da CELG – CELGMED, fundada em 1986, que opera plano privado de assistência à saúde classificada como autogestão, conforme art. 4º c/c art. 12, II da RN nº 137/2006, registrado junto a Agência Nacional de Saúde Suplementar - ANS sob o número 361461, como plano coletivo empresarial.

O Plano Básico de Assistência à Saúde dos Empregados da CELG, destina-se aos empregados ativos, inativos (aposentados) e pensionistas, bem como seus dependentes. A manutenção dos ex-empregados (aposentados) e pensionistas no Plano Básico de Assistência à Saúde é mediante ao pagamento da mensalidade integral, sem a participação da Companhia, ou seja, são auto patrocinados.

De acordo com o laudo atuarial o valor presente da obrigação de benefício definido, o custo do serviço corrente e custo do serviço passado, foram medidos utilizando o método de crédito unitário projetado.

### 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 período	590.645	577.337
Custo dos serviços correntes	1.761	995
Custos dos juros	54.708	46.723
Perdas (ganhos) atuariais sobre a obrigação atuarial	106.619	93.852
Benefícios pagos pelo plano	<u>(52.901)</u>	<u>(128.263)</u>
Valor presente da obrigação atuarial ao final do período	<u><b>700.832</b></u>	<u><b>590.644</b></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 período	432.593	298.779
Retorno esperado dos ativos do plano	41.726	30.402
Contribuições do empregador	41.743	117.338
Benefícios pagos pelo plano	(52.901)	(128.263)
Ganhos (perdas) atuarias sobre os ativos do plano	45.555	114.335
Valor justo dos ativos do plano ao final do período	<u><b>508.716</b></u>	<u><b>432.591</b></u>

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

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

	31/12/2018	31/12/2017
Valor presente das obrigações atuariais	700.832	590.644
Valor justo dos ativos	(508.716)	(432.591)
Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos	192.116	158.053
Efeito do limite para reconhecimento do ativo	-	-
Ativo atuarial líquido	192.116	158.053
Efeito do reconhecimento de dívidas contratadas	-	723
Ativo atuarial líquido apurado	<u>192.116</u>	<u>158.776</u>

Despesa reconhecida nas demonstrações do resultado

	31/12/2018	31/12/2017
Contribuições de participante	1.761	995
Juros sobre obrigação atuarial	12.982	16.321
Total reconhecido na DRE	<u>14.743</u>	<u>17.316</u>

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

	31/12/2018	31/12/2017
Renda fixa	317.537	76.971
Renda variável	41.614	290.307
Investimentos imobiliários	69.024	32.348
Outros	80.541	32.966
Total do valor justo dos ativos do plano	<u>508.716</u>	<u>432.592</u>

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais	106.620	93.852
(Ganho)/Perda sobre os ativos	(45.555)	(114.335)
Montante reconhecido no período em ORA	<u><b>61.065</b></u>	<u><b>(20.483)</b></u>

Retorno real dos ativos dos planos

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Retorno esperado sobre os ativos do plano	41.726	30.402
Ganho (Perda) atuarial sobre os ativos do plano	45.555	114.335
Retorno real sobre os ativos dos planos	<u><b>87.281</b></u>	<u><b>144.737</b></u>

**Premissas biométricas adotadas**

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

<u>Principais Premissas Atuariais</u>	<u>Plano BD</u>	<u>Plano Misto</u>	<u>Plano Médico</u>	<u>Plano FGTS</u>
Taxa de desconto	8,99%	8,99%	9,15%	8,84%
Taxa de rendimento esperado dos ativos	8,99%	8,99%	N/A	N/A
Taxa de crescimento salarial	-	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

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

## 24. Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

A composição destas obrigações:

Obrigações Especiais	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Reavaliação	Total
<b>Em serviço</b>		<b>(1.728.218)</b>	<b>(697.486)</b>	<b>(2.425.704)</b>
Participação da União, Estados e Municípios		(31.287)	-	(31.287)
Participação Financeira do Consumidor		(878.069)	-	(878.069)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(74.489)	-	(74.489)
Pesquisa e Desenvolvimento		(23.956)	-	(23.956)
Universalização Serv. Públ. de Energia Elétrica		(144.406)	-	(144.406)
Outros		(575.648)	(697.486)	(1.273.134)
Outros		(575.648)	(697.486)	(1.273.134)
<b>(-) Amortização Acumulada - AIS</b>		<b>427.673</b>	<b>211.079</b>	<b>638.752</b>
Participação da União, Estados e Municípios	3,78%	11.130	-	11.130
Participação Financeira do Consumidor	3,78%	170.332	-	170.332
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	3,78%	21.783	-	21.783
Programa de Eficiência Energética - PEE	3,78%	278	-	278
Pesquisa e Desenvolvimento	3,78%	12.642	-	12.642
Universalização Serv. Públ. de Energia Elétrica	3,78%	34.627	-	34.627
Outros	3,78%	176.881	211.079	387.960
Outros	3,78%	176.881	211.079	387.960
<b>Total</b>		<b>(1.300.545)</b>	<b>(486.407)</b>	<b>(1.786.952)</b>

Obrigações Especiais	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições (A)	Transferências (B)	Reavaliação (C)	Valor Bruto em 31/12/2018	Adições Líquidas = (A)+(B)+(C)	Valor Líquido em 31/12/2018	Valor Líquido em 31/12/2017
<b>Em serviço</b>	<b>(1.763.881)</b>	<b>234</b>	<b>(144.422)</b>	<b>(517.635)</b>	<b>(2.425.704)</b>	<b>(661.823)</b>	<b>(2.425.704)</b>	<b>(2.062.263)</b>
Participação da União, Estados e Municípios	(11.035)	-	(20.253)	-	(31.288)	(20.253)	(31.288)	(11.035)
Participação Financeira do Consumidor	(816.016)	327	(62.380)	-	(878.069)	(62.053)	(878.069)	(1.101.546)
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(73.269)	(93)	-	-	(73.362)	(93)	(73.362)	(73.216)
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	(363)	-	(363)	(363)	(363)	-
Pesquisa e Desenvolvimento	(21.074)	-	(2.881)	-	(23.955)	(2.881)	(23.955)	(29.357)
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	(143.712)	-	(1.821)	-	(145.533)	(1.821)	(145.533)	(148.334)
Outros	(698.775)	-	(56.724)	(517.635)	(1.273.134)	(574.359)	(1.273.134)	(698.775)
<b>(-) Amortização Acumulada - AIS</b>	<b>398.644</b>	<b>70.899</b>	<b>-</b>	<b>169.209</b>	<b>638.752</b>	<b>240.108</b>	<b>638.752</b>	<b>474.076</b>
Participação da União, Estados e Municípios	9.951	1.179	-	-	11.130	1.179	11.130	11.133
Participação Financeira do Consumidor	126.724	43.608	-	-	170.332	43.608	170.332	163.347
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	19.020	2.763	-	-	21.783	2.763	21.783	21.719
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	34	243	-	277	277	277	-
Pesquisa e Desenvolvimento	10.776	1.866	-	-	12.642	1.866	12.642	13.447
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	29.137	5.490	-	-	34.627	5.490	34.627	34.516
Outros	203.036	15.959	(243)	169.209	387.961	184.925	387.961	229.914
<b>Em curso</b>	<b>(145.903)</b>	<b>(92.603)</b>	<b>144.422</b>	<b>-</b>	<b>(94.084)</b>	<b>51.819</b>	<b>(94.084)</b>	<b>(155.351)</b>
Participação da União, Estados e Municípios	(212)	-	-	-	(212)	-	(212)	(212)
Participação Financeira do Consumidor	(35.511)	(86.076)	83.062	-	(38.525)	(3.014)	(38.525)	(19.574)
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(492)	-	-	-	(492)	-	(492)	(452)
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	(24.756)	(1.127)	1.821	-	(24.062)	694	(24.062)	(33.977)
Pesquisa e Desenvolvimento	-	(5.403)	2.881	-	(2.522)	(2.522)	(2.522)	-
Outros	(84.932)	3	56.658	-	(28.271)	56.661	(28.271)	(101.136)
Excedente de reativos	(57.086)	-	57.086	-	-	57.086	-	(60.275)
Outros	(27.846)	3	(428)	-	(28.271)	(425)	(28.271)	(40.861)
<b>Total</b>	<b>(1.511.140)</b>	<b>(21.470)</b>	<b>-</b>	<b>(348.426)</b>	<b>(1.881.036)</b>	<b>(369.896)</b>	<b>(1.881.036)</b>	<b>(1.743.538)</b>

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

## 25. Patrimônio líquido

### a) Capital social

O capital subscrito e integralizado em 31 de dezembro de 2018 é de R\$ 5.075.679 representado por 255.286.739 ações ordinárias, sem valor nominal.

Em 31 de dezembro de 2018 a composição do capital social por acionistas era a seguinte:

Acionista	31/12/2018		
	Quantidade de ações ordinárias (em unidades)	% de Participação no capital	Milhares R\$
Enel Brasil S.A.	255.099.014	99,93	5.071.947
Outros	187.725	0,07	3.732
Total de ações em circulação	255.286.739	100,00	5.075.679

### b) Reserva de Capital

O montante de R\$ 3.507.653 foi constituído mediante a incorporação reversa da Enel Investimentos S.A.

### 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. Em virtude dos prejuízos apurados pela a companhia não foi constituída a reserva legal.

### d) Reserva de reavaliação regulatória

Em atendimento à Resolução Normativa ANEEL n°396, de 23 de fevereiro de 2010, a Companhia registrou a título de reavaliação regulatória compulsória, o montante decorrente da diferença entre o valor contábil e o VNR do ativo imobilizado e intangível em serviço, ajustado pela respectiva depreciação e amortização acumulada, oriundo da reavaliação regulatória compulsória efetuada, nos termos da legislação regulatória, em consonância a última revisão tarifária e dos ciclos seguintes, de acordo com a natureza do saldo de cada conta.

A realização é feita proporcionalmente à depreciação, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados líquida dos efeitos de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido.

### e) 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.

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

## 26. Receita operacional líquida

Receita Bruta	Nº Consumidores (*)		MWh Ml (*)		31/12/2018	31/12/2017
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017		
<b>Fornecimento - Faturado</b>	<b>2.930.134</b>	<b>2.913.660</b>	<b>10.995.919</b>	<b>8.760.368</b>	<b>7.786.664</b>	<b>6.602.698</b>
Residencial	2.504.162	2.485.654	4.755.523	4.570.332	3.748.383	3.059.356
Industrial	9.103	7.641	1.097.834	63.198	745.541	721.831
Comercial	209.028	215.151	2.189.878	1.217.071	1.691.542	1.474.233
Rural	186.721	183.982	1.424.958	1.389.224	695.127	587.670
Poder público	17.881	18.038	455.156	445.503	315.235	269.007
Iluminação pública	615	626	682.729	679.091	342.728	276.591
Serviço público	2.624	2.568	389.841	395.949	248.108	214.010
<b>Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>173.916</b>	<b>214.656</b>	<b>3.635</b>	<b>50.929</b>
<b>Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado</b>	<b>226</b>	<b>186</b>	<b>2.722.998</b>	<b>2.432.610</b>	<b>268.969</b>	<b>243.574</b>
Consumidores Livres	226	186	2.722.998	2.432.610	237.448	200.440
Encargos de conexão de agentes de geração	-	-	-	-	31.521	43.134
<b>Uso da Rede Elétrica de Transmissão Faturado</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>(-) Transferências</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(3.190)</b>
(-) Trsf p/ Obrig. Espec. do AIC - Ultrapassagem Demanda	-	-	-	-	-	(1.271)
(-) Trsf p/ Obrig. Espec. do AIC - Excedente de Reativos	-	-	-	-	-	(1.919)
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva	-	-	-	-	82.360	467.676
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.	-	-	-	-	3.877	(80.089)
Serviços Cobráveis	-	-	-	-	147.125	125.887
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	-	-	428.004	300.080
<b>Total</b>	<b>2.930.361</b>	<b>2.913.848</b>	<b>13.892.833</b>	<b>11.407.634</b>	<b>8.720.634</b>	<b>7.707.565</b>

(\*) não revisado pelos auditores

## 27. Pessoal e administradores

Despesa de pessoal	31/12/2018	31/12/2017
Remuneração	(146.697)	(174.016)
Encargos sociais	(53.685)	(77.556)
Provisão de férias e 13º salário	(22.134)	(31.889)
Plano de saúde	(2.934)	(11.104)
Previdencia privada	(9.467)	(11.481)
Auxílio alimentação e outros benefícios	(17.540)	(32.977)
Participação nos resultados	(4.697)	(5.061)
Outros	(21.602)	(155.672)
(-) Transferências para intangível em curso	113.833	118.477
<b>Total</b>	<b>(164.923)</b>	<b>(381.279)</b>

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

## 28. 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	391.554	391.554	(15.615)	(15.615)
Alíquota nominal dos tributos	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 240/ano	10%	-	10%	-
	<u>(97.864)</u>	<u>(35.240)</u>	<u>3.904</u>	<u>1.405</u>
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo				
Permanentes - despesas indedutíveis e multas	(3.040)	(2.364)	2.906	1.326
Incentivos fiscais e outros	2.026	752	-	-
Ativo Fiscal não constituído	-	-	(15.011)	(6.065)
Diferido Constituído ref. períodos anteriores	955.476	344.178	-	-
Diferido Constituído s/prejuízo (PERT)	-	-	96.058	34.581
Imposto de renda e contribuição social no resultado	<u>856.598</u>	<u>307.326</u>	<u>87.857</u>	<u>31.247</u>
Imposto de renda e contribuição social correntes	(101.053)	(37.429)	(7.588)	(20.017)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	957.651	344.755	107.875	38.834
Total	<u>856.598</u>	<u>307.326</u>	<u>100.287</u>	<u>18.817</u>

## 29. Resultado financeiro

	31/12/2018	31/12/2017
Receitas financeiras		
Renda de aplicação financeira	6.734	6.332
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	65.481	59.162
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	11.181	44.124
Variações monetárias	69.078	24.463
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	223.371	31.682
Outras receitas financeiras	44.934	47.891
Total das receitas financeiras	<u>420.779</u>	<u>213.654</u>
Despesas financeiras		
Variações monetárias	(74.763)	(70.476)
Encargos de dívidas	(101.599)	(204.897)
Encargos fundo de pensão	(12.982)	(16.321)
Variação monetária de passivos financeiros setoriais	(4.059)	(42.177)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(298.468)	(27.800)
Atualização P&D/PEE	(11.113)	(16.942)
IOF/IOC	(3.634)	(470)
Outras multas	(16.035)	(52.325)
Outras despesas financeiras	(31.401)	(7.154)
Total das despesas financeiras	<u>(554.054)</u>	<u>(438.562)</u>
Resultado financeiro	<u>(133.275)</u>	<u>(224.908)</u>

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

### 30. 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 indenização
	De	Até		
Risco Operacional	31/10/2018	31/10/2019	R\$ 2.118.755	R\$ 4.195.054
Responsabilidade Civil	31/10/2018	31/10/2019	N/A	R\$ 741.012

### 31. Transações com partes relacionadas

A Administração identificou como partes relacionadas à Companhia: seus controladores, administradores e demais membros do pessoal-chave da Administração e seus familiares, conforme definições contidas no Pronunciamento Técnico CPC 05 (R1) – Divulgações de partes relacionadas.

As principais operações realizadas podem ser resumidas como a seguir demonstrado:

Ref.	Natureza da Operação	31/12/2018			31/12/2017		
		Ativo circulante (*)	Passivo circulante (*)	Receita (despesa)	Ativo circulante (*)	Passivo circulante (*)	Receita (despesa)
Enel Cien S/A	(a) Outros serviços	893	-	(4.750)	-	738	(3.119)
Enel Cien S/A	(a) Transmissão de energia	-	461	-	-	-	-
Ampla Energia e Serviços S.A	(g) Outros serviços	1.045	-	-	-	-	-
Enel Green Power Cachoeira Dourada S/A	(b) Venda de energia	704	-	7.247	589	-	6.512
Enel Green Power Cachoeira Dourada S/A	(b) Outros Serviços	242	-	-	-	-	-
Enel Green Power Cachoeira Dourada S/A	(b) Compra de energia	-	-	-	-	-	128
CGIF- Central Geradora Termelétrica Fortaleza	(g) Outros serviços	337	3.080	-	-	-	-
Companhia Energética do Ceará - COELCE	(g) Outros serviços	1.226	-	-	-	-	-
Enel Green Power Mourão S/A	(c) Compra de energia	-	24	(290)	-	21	(254)
Enel Green Power Paranapanema S/A	(c) Compra de energia	-	86	(1.035)	-	74	(881)
Enel Brasil S/A	(d) Outros serviços	1.130	10.749	(6.375)	-	715	-
Enel Green Power Volta Grande	(f) Outros serviços	149	-	(8.898)	-	-	-
Enel Green Power Volta Grande	(f) Compra de energia	-	687	-	-	-	-
Enel Green Power Participações Ltda	(g) Outros serviços	2.611	-	-	-	-	-
Enel Global Infrastructure and Network	(h) Espatriados	-	335	(335)	-	-	-
Enel Italia IT	(h) Espatriados	-	950	(950)	-	-	-
Enel X Brasil	(e) Outros serviços	-	380	(492)	-	-	-
Total de transações com partes relacionadas							
Total		8.337	16.752	(15.878)	589	1.548	2.386

- (a) Enel Cien S.A: **(Transmissão de energia)** recorre de despesas com a Rede Básica no período, esses contratos são homologados pela ANEEL mediante despacho; **(Serviços)** é decorrente de reembolso do compartilhamento de STAFF e despesas compartilhadas ANEEL.
- (b) Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A: **(Venda de energia)** 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; **(Serviços)** é decorrente de reembolso do compartilhamento de STAFF e despesas compartilhadas ANEEL.
- (c) Enel Green Power Paranapanema e Enel Green Power Mourão: **(Compra de energia)** decorre de operações de compra de energia do regime de cotas físicas de garantia física.
- (d) Enel Brasil S.A: **(Serviços)** decorre de reembolso do compartilhamento de STAFF e despesas compartilhadas de Recursos Humanos e Infraestrutura, serviços de softwares, tecnologia e serviços administrativos entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 547, DE 12 DE MARÇO DE 2018.



Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

- (e) A Companhia possui contratos vigentes com Enel X Brasil, pertencentes ao mesmo grupo econômico e suas operações decorrem substancialmente dos contratos de repasse da fatura de energia elétrica dos valores referentes aos serviços e/ou produtos ofertados por esta aos clientes da Companhia, bem como de serviços de fiscalização de obras.
- (f) Enel Green Power Volta Grande: **(Compra de energia)** decorre de compra de energia e compartilhamento de STAFF e despesas compartilhadas ANEEL.
- (g) Ampla Energia e Serviços S.A, CGTF- Central Geradora Termelétrica Fortaleza, Companhia Energética do Ceará – COELCE, Enel Green Power Participações Ltda **(Serviços)** refere-se a Compartilhamento de STAFF e Despesas Compartilhadas ANEEL.
- (h) Enel Global Infrastructure and Network e Enel Italia IT: (Expatriados) decorre de reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 547, DE 12 DE MARÇO DE 2018.

### Remuneração da administração

A remuneração total do conselho de administração e dos administradores da Companhia no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 encontra-se disposta no quadro abaixo. A Companhia mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho, não possuindo remuneração baseada em ações.

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Benefícios de curto prazo a empregado e administradores	3.164	2.060
Benefícios pós emprego	19	36
Outros benefícios de longo prazo	790	3.299
Salários e encargos	5.729	3.534
	<u>9.702</u>	<u>8.929</u>

## 32. 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 taxas praticadas pelo 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 Goiás. 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:

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

**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 baixo, 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. Essas políticas levam em consideração, dentre outras variáveis, a classificação de risco de crédito (rating) e valor do patrimônio líquido da contraparte.

Adicionalmente, 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 esperada 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. A Administração considera bastante reduzido os riscos relativos aos créditos setoriais e indenizáveis, 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, a Companhia possuía a seguinte exposição:

<b>Caixa e equivalente de caixa</b>	<b>31/12/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
A-	-	834
A+	-	6.844
AA-	-	56.491
AAA	108.231	32.134
Não avaliado	3.037	1.467
<b>Total Geral</b>	<b>111.268</b>	<b>97.770</b>

**Risco de mercado (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 do dólar frente ao real, que aumentaria as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos indexados ao dólar. De forma a evitar este risco, todas as dívidas indexadas ao dólar da Companhia possuem contratos de swap (Dólar para Real CDI/Spread).

A Companhia eventualmente se utiliza de instrumentos derivativos com o propósito único de proteção (hedge) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros e inflação, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização desses instrumentos. Os instrumentos de proteção utilizados são swaps de moeda (câmbio) ou taxas de juros e inflação sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos.

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

A estratégia de proteção cambial é aplicada de acordo com o grau de previsibilidade da exposição, com a disponibilidade de instrumentos de proteção adequados e o custo-benefício de realizar operações de proteção (em relação ao nível de exposição e seus potenciais impactos):

- Proteção total: quando o montante e o prazo da exposição são conhecidos e indicam impacto potencial relevante;
- Proteção parcial: proteção para a parte cuja exposição é conhecida, caso seu impacto potencial seja relevante, e manter exposição na parcela na qual há incerteza (evitando-se posições especulativas);
- Proteção dinâmica: quando não há certeza sobre a exposição temporal, mas há impacto potencial relevante que possa ser identificado e parcialmente mitigado por posições contrárias equivalentes não especulativas.

### Risco de encargos de dívida

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 55% da dívida total indexada a taxas variáveis (CDI e IPCA). Com finalidade de evitar riscos com variações cambiais, para as dívidas atreladas ao dólar (43% do total), a Companhia realizou operações de hedge por meio de contrato de swap, trocando taxa e variação cambial por CDI+spread. Além disso, com a baixa do CDI no início do período, a companhia realizou duas operações de hedge de curto prazo fixando duas operações atreladas ao indexador (41% do total, sendo 28,23% objeto de hedge), de forma a garantir um custo fixo, sem estar exposto a possíveis variações do mercado.

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 negativo na operação de swap no montante de R\$ 92.708, sendo R\$ 75.097 realizado e R\$ 17.611 não realizado (resultado positivo no montante de R\$ 18.216 em 31 de dezembro 2017, sendo R\$ 3.882 realizado e R\$ 14.334 não realizado).

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

<u>Caixa e equivalente de caixa</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>%</u>	<u>31/12/2017</u>	<u>%</u>
CDI	92.796	100%	49.048	95%
Pré-Fixado	-	0%	2.422	5%
<b>Total</b>	<b>92.796</b>	<b>100%</b>	<b>51.470</b>	<b>100%</b>

<u>Empréstimos, Financiamentos e Derivativos</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>%</u>	<u>31/12/2017</u>	<u>%</u>
Taxa Fixa	678.972	40%	704.610	63%
CDI	693.646	41%	276.904	25%
IPCA	244.756	14%	143.054	13%
Dólar	79.487	5%	-	-
<b>Total</b>	<b>1.696.861</b>	<b>100%</b>	<b>1.124.569</b>	<b>100%</b>

## Risco de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas, linhas de crédito bancárias para captação de recursos para capital de giro e para empréstimos e financiamentos que julgue adequados, por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros. A liquidez da Companhia é gerida por meio 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.

Para manutenção da liquidez e atendimento das necessidades de caixa, a Companhia utiliza-se de linhas de crédito para capital de giro disponíveis por meio de contratos firmados com o Banco Bradesco no valor de R\$ 75.000 e Banco ABC Brasil no valor de R\$ 155.000, totalizando R\$ 230.000.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e financiamentos detalhados na Nota 20, deduzidos pelo caixa e equivalentes de caixa) e pelo patrimônio líquido da Companhia.

O índice de endividamento no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 é de 24% e em 31 de dezembro de 2017 de 23%.

As tabelas a seguir apresentam informações sobre os vencimentos futuros dos empréstimos e financiamentos 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	7.795	14.077	32.834	1.058.087	58.699	1.171.493
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	140.314	21.257	298.031	410.143	-	869.745
	<b>148.109</b>	<b>35.334</b>	<b>330.865</b>	<b>1.468.230</b>	<b>58.699</b>	<b>2.041.238</b>
31 de dezembro de 2017						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	21.195	56.844	88.571	885.521	72.018	1.124.149
	<b>21.195</b>	<b>56.844</b>	<b>88.571</b>	<b>885.521</b>	<b>72.018</b>	<b>1.124.149</b>

Os valores previstos para os próximos vencimentos dos instrumentos de hedge que também estão contemplados nos fluxos de caixa da Companhia estão dispostos a seguir:

	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Total
31 de dezembro de 2018					
SWAPS de Câmbio e Juros		3.306	4.650	7.407	(114.164)
		<b>3.306</b>	<b>4.650</b>	<b>7.407</b>	<b>(98.801)</b>
31 de dezembro de 2017					
SWAPS de Câmbio		6.506	4.744	-	-
		<b>6.506</b>	<b>4.744</b>	-	<b>11.250</b>

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

### 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	111.268	111.268	97.770	97.770
Consumidores	Empréstimos e recebíveis	2	1.338.187	1.338.187	1.143.487	1.143.487
Ativos Regulatórios	Empréstimos e recebíveis	2	1.228.615	1.228.615	81.155	81.155
Instrumentos financeiros derivativos - Swap	Empréstimos e recebíveis	2	138.882	138.882	18.216	18.216
<b>Passivo</b>						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	869.245	917.184	1.142.775	1.142.775
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Outros passivos financeiros	2	952.977	895.922	-	-
Passivos regulatórios	Outros passivos financeiros	2	1.028.851	-	116.988	116.988
Instrumentos financeiros derivativos - Swap	Outros passivos financeiros	2	13.522	13.522	-	-
Fornecedores	Outros passivos financeiros	2	1.688.285	1.688.285	916.038	916.038

### 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.

### Instrumentos financeiros

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Em 31 de dezembro de 2018 haviam 6 (seis) contratos de swap, sendo contratos de dólar para CDI e CDI para taxa fixa, a fim de diminuir a exposição às flutuações das variações cambiais e taxas de juros, conforme demonstrado abaixo:

Contraparte	Data dos contratos	Data de vencimento	Posição	Valores de referência Moeda local	
				31/12/2018	31/12/2017
<b>Contratos de swaps:</b>					
ITAÚ 4131 CELG - CE 0720L401	05/07/2017	06/07/2020	USD 4,05% aa 116,15% CDI	37.969	182
ITAÚ 4131 CELG - CE 0820L401	22/08/2017	21/08/2020	USD 4,02% aa 115,80% CDI	62.374	18.034
ITAÚ 4131 CELG - CE 0221L401	09/02/2018	17/02/2021	USD 4,64% aa 100% CDI + 1,41% aa	17.952	-
ITAÚ 4131 - CELG I PP	09/03/2018	07/01/2019	116,15% CDI BRL 7,55% aa	(51)	-
ITAÚ 4131 - CELG II PP	09/03/2018	22/08/2018	115,80% CDI BRL 7,59% aa	308	-
ITAÚ 4131 CELG V	31/07/2018	07/01/2020	USD 5,30% aa 100% CDI + 1,40% aa	6.808	-
Total				125.360	18.216

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

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 de mercado	Diferença	Valor de referência (Notional)
Swap Fixo (USD) x DI 05/07/2017 Itaú	40.046	37.969	(2.077)	250.000
Swap Fixo (USD) x DI 22/08/2017 Itaú	66.394	62.374	(4.020)	300.000
Swap Fixo (USD) x DI 31/01/2018 Itaú	-	-	-	150.000
Swap Fixo (USD) x DI 15/02/2018 Itaú	17.317	17.953	636	100.000
Swap DI x Fixo (BRL) 09/03/2018 Itaú PP	(93)	(52)	41	253.271
Swap DI x Fixo (BRL) 09/03/2018 Itaú PP II	(145)	308	453	300.976
Swap Fixo (USD) x DI 31/07/2018 Itaú	5.117	6.808	1.691	150.000
	<b>128.636</b>	<b>125.360</b>	<b>(3.276)</b>	<b>1.504.247</b>

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 (anteriormente denominada BM&F Bovespa) na posição de 31 de dezembro de 2018.

### 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 a seguir análise de sensibilidade nas dívidas da Companhia estabelecida por meio da projeção das receitas (despesas) financeiras para os próximos 12 meses de acordo com a curva futura dos indicadores divulgada pela B3. 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	Cenários projetados - Dez.2019		
		31/12/2018	Provável	Adverso	Remoto
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução do CDI	92.797	5.829	4.403	2.956
Instrumentos financeiros derivados	Alta do CDI	(183.719)	(14.333)	(17.009)	(19.650)
Instrumentos financeiros derivados	Pré-fixado	(564.411)	(41.306)	(41.306)	(41.306)
Instrumentos financeiros derivados	Alta do Dólar	873.490	97.802	296.375	461.384
Empréstimos, financiamentos	Pré-fixado	(111.439)	(870)	(870)	(870)
Empréstimos, financiamentos	Alta do Dólar	(952.977)	(100.691)	(317.221)	(497.152)
Empréstimos, financiamentos	Alta do CDI	(513.049)	(41.741)	(49.750)	(57.646)
Empréstimos, financiamentos	Alta do IPCA	(244.756)	(25.828)	(27.598)	(29.356)
			<b>(121.138)</b>	<b>(152.976)</b>	<b>(181.640)</b>

### 33. Compromisso

Os compromissos relacionados aos contratos de longo prazo com a compra de energia acontecerão nos valores de R\$ 2.775.754 em 2019, R\$ 3.014.857 em 2020, R\$ 3.229.173 em 2021, R\$ 3.385.346 em 2021 e R\$ 78.922.135 após 2022.

### **34. Processos tarifários**

De acordo com o contrato de concessão nº 63/2000, a Enel Distribuição Goiás (antiga CELG D) cobrará de seus consumidores as tarifas homologadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Os processos de reposicionamentos tarifários consistem na decomposição da receita da concessionária em tarifas a serem cobradas dos usuários, compreendendo três mecanismos: Reajuste Tarifário Anual, Revisão Tarifária Extraordinária e Revisão Tarifária Ordinária.

A composição da receita da Enel Goiás é composta por itens não gerenciáveis (encargos setoriais, encargos de transmissão de energia, energia comprada para revenda e receitas irrecuperáveis) denominados de Parcela A e itens gerenciáveis por parte da concessionária (custos operacionais eficientes, remuneração do capital investido e depreciação) denominados de Parcela B, observados sempre os limites de eficiência do setor de distribuição, como produtividade, eficiência dos custos operacionais e qualidade no atendimento.

#### **Reajuste tarifário anual**

Tem previsão no contrato de concessão e conforme a terminologia sugere, esse processo ocorre anualmente, sempre em que naquele ano não ocorra a revisão tarifária ordinária. Esse mecanismo, tem por finalidade atualizar os itens da parcela A e também da parcela B, observados os limites de eficiência da companhia.

Em 2018, o processo tarifário aprovado no ano anterior vigorou até 21 de outubro.

#### **Revisão Tarifária Ordinária**

Em 2018 a ANEEL aprovou para a Enel Goiás a Quarta Revisão Tarifária Ordinária, por meio da Resolução Homologatória nº 2.470, de 16 de outubro de 2018, cujas novas tarifas passaram a vigorar a partir de 22 de outubro de 2018.

A Agência aprovou a Revisão Tarifária considerando um reajuste médio de 18,54% aos consumidores da Enel Goiás, sendo 26,52% aos consumidores da alta tensão e 15,31% aos consumidores da baixa tensão.

O efeito médio de 18,54% decorre: (i) da revisão dos itens de custos de Parcela A e B; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo de reajuste tarifário do ano anterior, que vigoraram até a data da revisão de 2018.

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

A revisão tarifária da Enel Goiás é sintetizado na tabela a seguir, onde são apresentados todos os itens da receita da concessionária e os componentes financeiros. A tabela apresenta também o quanto cada item de receita contribui para o processo tarifário apresentado:

Descrição	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação no Reajuste
<b>PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]</b>	<b>4.283.894.304,31</b>	<b>10,98%</b>	<b>8,20%</b>
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>1.258.354.817,41</b>	<b>14,46%</b>	<b>3,07%</b>
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	6.835.418,27	22,29%	0,02%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	521.913.222,78	46,42%	3,20%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Decr. 7945/2013)	142.926.006,54	3,12%	0,08%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	302.632.109,04	13,41%	0,69%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	127.741.145,61	-29,72%	-1,04%
PROINFA	104.582.285,96	1,00%	0,02%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	51.724.629,21	11,01%	0,10%
<b>Custos de Transmissão</b>	<b>428.051.197,16</b>	<b>-23,27%</b>	<b>-2,51%</b>
Rede Básica	198.097.165,26	-31,67%	-1,78%
Rede Básica Fronteira	119.426.989,87	-28,06%	-0,90%
Rede Básica ONS (A2)	1.738.212,62	-10,13%	-0,00%
MUST Itaipu	29.866.304,88	-7,12%	-0,04%
Transporte de Itaipu	52.957.410,72	9,32%	0,09%
Conexão	10.722.731,35	210,95%	0,14%
Uso do sistema de distribuição e COD	15.242.382,45	-4,69%	-0,01%
<b>Custos de Aquisição de Energia</b>	<b>2.563.779.171,70</b>	<b>16,39%</b>	<b>6,98%</b>
<b>Receitas Irrecuperáveis</b>	<b>33.709.118,04</b>		<b>0,652%</b>
<b>PARCELA B</b>	<b>1.549.634.411,86</b>	<b>18,16%</b>	<b>4,60%</b>
<b>IRT</b>	<b>5.833.528.716,16</b>		<b>12,80%</b>
<b>Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual</b>			<b>7,48%</b>
<b>Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior</b>			<b>-1,74%</b>
<b>Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores</b>			<b>18,54%</b>

Desse índice, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 8,20%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável em 4,60% na composição do efeito médio.

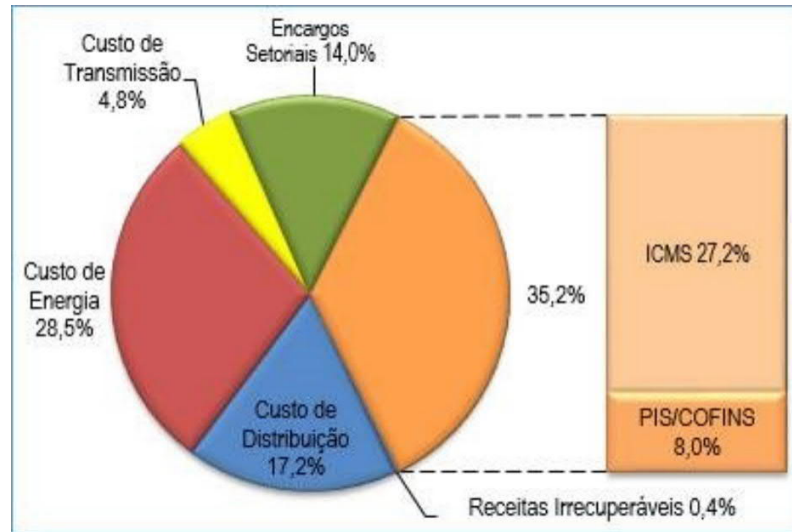
Em relação à atualização dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, para compensação nos 12 meses subsequentes, esses contribuíram no efeito tarifário em 7,48%. Por outro lado, o efeito da retirada dos componentes financeiros considerados no processo anterior, representou uma redução de -1,74%.

O gráfico ilustra a participação de cada segmento com a inclusão dos tributos na composição da receita da distribuidora, sendo que apenas 17,2%, representa de fato o que fica com a distribuidora, para arcar com os custos operação e manutenção e entregar um serviço de qualidade a seus consumidores:



Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

Gráfico: Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos:



Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

### 35. Conciliação do balanço patrimonial e da demonstração do resultado do exercício regulatório e societário

Abaixo estão sendo apresentados os ajustes necessários para conciliação das demonstrações societárias e regulatórias:

	31/12/2018			31/12/2017		
	Societário	Ajustes	Regulatório	Societário	Ajustes	Regulatório
<b>Ativo</b>						
<b>Circulante</b>						
Caixa e equivalentes de caixa	111.268	-	111.268	97.770	-	97.770
Consumidores	1.269.147	(35.098)	1.234.049	1.141.837	18.903	1.160.740
Consumidores - serviços prestados	-	-	-	1.650	-	1.650
Ativos regulatórios	167.487	627.091	794.578	-	478.290	478.290
Subvenção CDE - desconto tarifário	53.705	-	53.705	46.082	-	46.082
Tributos a compensar	86.644	-	86.644	62.061	-	62.061
Serviço em Curso	97.145	-	97.145	38.204	-	38.204
Instrumentos financeiros derivativos - SWAP	494	-	494	-	-	-
Créditos especiais	158.572	10.486	169.058	201.815	-	201.815
Outros ativos	126.483	33.494	159.977	163.605	-	163.605
<b>Total do ativo circulante</b>	<b>2.070.945</b>	<b>635.973</b>	<b>2.706.918</b>	<b>1.753.024</b>	<b>497.193</b>	<b>2.250.217</b>
<b>Não circulante</b>						
Consumidores	104.138	-	104.138	79.852	-	79.852
Ativos regulatórios	32.277	401.760	434.037	81.155	693.793	774.948
Cauções e depósitos	191.783	-	191.783	156.229	-	156.229
Tributos a compensar	121.250	-	121.250	121.090	-	121.090
Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP	138.388	-	138.388	18.216	11.250	29.466
Tributos diferidos	821.766	(311.629)	510.137	-	-	-
Ativo indenizável (concessão)	129.867	(129.867)	-	100.593	(100.593)	-
Imobilizado	57.111	5.341.799	5.398.910	41.349	3.664.606	3.705.955
Intangível	6.423.063	(2.540.509)	3.882.554	6.154.199	(2.169.471)	3.984.728
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	1.073	-	1.073	2.658	-	2.658
Créditos Especiais	1.272.735	-	1.272.735	929.797	-	929.797
Outros ativos	18	-	18	1.737	-	1.737
<b>Total do ativo não circulante</b>	<b>9.293.469</b>	<b>2.761.554</b>	<b>12.055.023</b>	<b>7.686.875</b>	<b>2.099.585</b>	<b>9.786.460</b>
<b>Total do ativo</b>	<b>11.364.414</b>	<b>3.397.527</b>	<b>14.761.941</b>	<b>9.439.899</b>	<b>2.596.778</b>	<b>12.036.677</b>
<b>Passivo</b>						
<b>Circulante</b>						
Fornecedores e outras contas a pagar	914.676	-	914.676	862.887	-	862.887
Empréstimos e financiamentos	439.203	-	439.203	151.560	-	151.560
Salários, Provisões e encargos sociais	41.243	-	41.243	41.508	-	41.508
Obrigações fiscais	196.407	-	196.407	297.216	85.657	382.873
Passivos regulatórios	-	627.091	627.091	116.988	372.139	489.127
Obrigações com benefícios pós-emprego	37.179	-	37.179	38.837	-	38.837
Taxa regulamentares	141.409	-	141.409	279.476	20.494	299.970
Instrumentos financeiros derivativos - SWAP	6.174	-	6.174	-	-	-
Outras obrigações	93.301	-	93.301	158.928	-	158.928
<b>Total do passivo circulante</b>	<b>1.869.592</b>	<b>627.091</b>	<b>2.496.683</b>	<b>1.947.400</b>	<b>478.290</b>	<b>2.425.690</b>
<b>Não circulante</b>						
Fornecedores e outras contas a pagar	773.609	-	773.609	935.621	-	935.621
Empréstimos e financiamentos	1.383.019	-	1.383.019	991.215	-	991.215
Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP	7.348	-	7.348	-	11.250	11.250
Tributos diferidos	-	-	-	373.520	(406)	373.114
Passivos regulatórios	-	401.760	401.760	-	693.793	693.793
Obrigações com benefícios pós-emprego	155.682	-	155.682	119.939	-	119.939
Provisão para riscos tributários, regulatórias, cíveis e trabalhistas	1.319.435	-	1.319.435	1.033.259	-	1.033.259
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	-	1.881.036	1.881.036	-	1.509.957	1.509.957
Taxa regulamentares	223.104	-	223.104	226.239	-	226.239
Outros	185.215	(919)	184.296	297.087	-	297.087
<b>Total do passivo não circulante</b>	<b>4.047.412</b>	<b>2.281.877</b>	<b>6.329.289</b>	<b>3.976.880</b>	<b>2.214.594</b>	<b>6.191.474</b>
<b>Patrimônio líquido</b>						
Capital social	5.075.679	-	5.075.679	5.075.679	-	5.075.679
Capital a Integralizar	-	-	-	(417.000)	-	(417.000)
Reservas de capital	3.507.653	-	3.507.653	3.507.653	-	3.507.653
Reservas de reavaliação	88.772	528.156	616.928	125.653	(72.546)	53.107
Outros resultados abrangentes	(2.163)	-	(2.163)	8.332	-	8.332
Prejuízos acumulados	(3.222.531)	(39.597)	(3.262.128)	(4.784.698)	(23.560)	(4.808.258)
<b>Total do patrimônio líquido</b>	<b>5.447.410</b>	<b>488.559</b>	<b>5.935.969</b>	<b>3.515.619</b>	<b>(96.106)</b>	<b>3.419.513</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>11.364.414</b>	<b>3.397.527</b>	<b>14.761.941</b>	<b>9.439.899</b>	<b>2.596.778</b>	<b>12.036.677</b>

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

	31/12/2018			31/12/2017		
	Societário	Ajustes	Regulatório	Societário	Ajustes	Regulatório
Receita / ingresso						
Fornecimento de energia elétrica	8.019.362	-	8.019.362	6.855.380	(20.494)	6.834.886
Suprimento de energia elétrica	8.385	-	8.385	19.180	-	19.180
Outras receitas vinculadas	73.165	73.960	147.125	122.698	-	122.698
Ativos e passivos regulatórios	86.237	-	86.237	367.093	20.494	387.587
Disponibilidade da rede elétrica	31.521	-	31.521	43.134	-	43.134
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	428.004	-	428.004	300.080	-	300.080
Receita de construção	673.392	(673.392)	-	505.501	(505.501)	-
	<b>9.320.066</b>	<b>(599.432)</b>	<b>8.720.634</b>	<b>8.213.066</b>	<b>(505.501)</b>	<b>7.707.565</b>
Deduções da receita bruta						
Tributos e encargos						
ICMS	(2.137.213)	-	(2.137.213)	(1.810.596)	-	(1.810.596)
PIS-PASEP	(149.648)	-	(149.648)	(722.034)	-	(722.034)
Cofins	(689.286)	-	(689.286)	-	-	-
ISS	(2.505)	-	(2.505)	(2.722)	-	(2.722)
Programa de eficiência energética - PEE	(23.739)	-	(23.739)	(21.789)	-	(21.789)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(892.641)	-	(892.641)	(727.045)	-	(727.045)
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	5.589	-	5.589	(21.789)	-	(21.789)
Taxa de fiscalização	(5.163)	-	(5.163)	(5.450)	-	(5.450)
	<b>(3.894.606)</b>	<b>-</b>	<b>(3.894.606)</b>	<b>(3.311.425)</b>	<b>-</b>	<b>(3.311.425)</b>
Receita líquida / ingresso líquido	<b>5.425.460</b>	<b>(599.432)</b>	<b>4.826.028</b>	<b>4.901.641</b>	<b>(505.501)</b>	<b>4.396.140</b>
Custos não gerenciáveis - parcela "A"						
Energia elétrica comprada para revenda	(2.792.882)	-	(2.792.882)	(2.615.515)	(10.630)	(2.604.885)
Energia elétrica comprada para revenda - Proinfa	(113.297)	-	(113.297)	(100.214)	-	(100.214)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(447.715)	-	(447.715)	(255.515)	-	(255.515)
	<b>(3.353.894)</b>	<b>-</b>	<b>(3.353.894)</b>	<b>(2.971.244)</b>	<b>(10.630)</b>	<b>(2.960.614)</b>
Resultado antes dos custos gerenciáveis	<b>2.071.566</b>	<b>(599.432)</b>	<b>1.472.134</b>	<b>1.930.397</b>	<b>(516.131)</b>	<b>1.435.526</b>

	31/12/2018			31/12/2017		
	Societário	Ajustes	Regulatório	Societário	Ajustes	Regulatório
Resultado antes dos custos gerenciáveis	<b>2.071.566</b>	<b>(599.432)</b>	<b>1.472.134</b>	<b>1.930.397</b>	<b>(516.131)</b>	<b>1.435.526</b>
Custos gerenciáveis - Parcela "B"						
Pessoal e administradores	(164.923)	-	(164.923)	(381.279)	-	(381.279)
Serviços de terceiros	(401.669)	-	(401.669)	(487.809)	-	(487.809)
Material	(27.794)	-	(27.794)	(19.206)	-	(19.206)
Arrendamentos e Aluguéis	(6.610)	-	(6.610)	-	-	-
Provisão créditos de liquidação duvidosa	(32.741)	3.729	(29.012)	(62.338)	-	(62.338)
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(28.671)	-	(28.671)	41.015	-	41.015
Depreciação e Amortização	(333.051)	7.496	(325.555)	(176.426)	(6.052)	(182.478)
Receita de multa por impuntualidade de clientes	65.200	(65.200)	-	57.785	(57.785)	-
Indenizações DIC / FIC	-	(73.960)	(73.960)	(71.854)	-	(71.854)
Custo de construção	(673.392)	673.392	-	(505.501)	505.501	-
Outros custos operacionais	(35.317)	1.393	(33.924)	(72.272)	9.487	(62.785)
Outras receitas operacionais	147.344	(2.531)	144.813	499	-	499
	<b>(1.491.624)</b>	<b>544.319</b>	<b>(947.305)</b>	<b>(1.677.386)</b>	<b>451.151</b>	<b>(1.226.235)</b>
Resultado da atividade	<b>579.942</b>	<b>(55.113)</b>	<b>524.829</b>	<b>253.011</b>	<b>(64.980)</b>	<b>209.291</b>
Resultado financeiro						
Receitas financeiras	363.256	57.523	420.779	154.196	59.458	213.654
Despesas financeiras	(552.661)	(1.393)	(554.054)	(415.577)	(22.985)	(438.562)
Resultado antes dos impostos sobre o lucro	<b>390.537</b>	<b>1.017</b>	<b>391.554</b>	<b>(8.370)</b>	<b>(28.507)</b>	<b>(15.617)</b>
Imposto de renda	854.647	1.951	856.598	87.559	298	87.857
Contribuição social	306.667	659	307.326	31.139	108	31.247
Lucro do exercício	<b>1.551.851</b>	<b>3.627</b>	<b>1.555.478</b>	<b>110.328</b>	<b>(28.101)</b>	<b>103.487</b>
	<b>1.551.851</b>	<b>3.627</b>	<b>1.555.478</b>	<b>110.328</b>	<b>(28.101)</b>	<b>103.487</b>

### 35.1 Provisão estimada para créditos de liquidações duvidosas

A diferença de GAAP decorre de o fato do Regulador não ter acatado no balancete regulatório os impactos da implementação do CPC 48 vigentes a partir de 01.01.2018, que resultou em mudanças nos critérios de mensuração da provisão para recuperação de ativos.

O cálculo da PECLD (Provisão Estimada para Créditos de Liquidação Duvidosa) no balancete regulatório toma por base as regras constantes no MCSE, que determinam o reconhecimento da provisão para cada morosidade de classe de consumo - tomando por base dados históricos, enquanto que para fins do IFRS 9 a provisão considera dados históricos e expectativas futuras de perda, havendo uma análise individual ou coletiva para determinados perfis ou grupos de clientes.

### 35.2 Ativos e passivos regulatórios

Para fins regulatórios, a Conta de Compensação de Variação de Custos da “Parcela A” é constituída pelo valor de reposição dos custos da Parcela “A” ocorridos em períodos intercalares às datas de reajuste/revisão tarifária por natureza (CVA Energia, Custo de Itapu, Proinfa, Rede Básica, Transporte Itapu, ESS, CDE, CFURH e os demais ativos e passivos regulatórios), sendo a sua classificação contábil apresentada no ativo, quando CVA é credora, e no passivo, quando esta é devedora. Para fins societários, a Companhia, com base no CPC 38 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração reconhece o efeito líquido da CVA tanto em contas patrimoniais como no resultado do período, baseada no fundamento de que a sua realização ocorrerá pelo valor líquido total, independente da natureza.

Em decorrência da entrada em vigor do Despacho nº 4.356/17 que passou a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2018, o qual redefiniu os registros contábeis aprovados inicialmente no Ofício Circular nº 185/2015, retificado pelo Despacho de Encerramento nº 245/2016 relativos aos repasses recebidos/devidos à CCRBT. Na situação em que haja um repasse à CCRBT pela distribuidora será registrado como encargo do consumidor; na situação em que haja um repasse da CCRBT à concessionária será registrado um direito a receber da CCRBT em Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido. Vale ressaltar que apenas no societário, a Companhia reclassifica o efeito devedor ou credor da bandeira tarifária da CCRBT para a Parcela A.

Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia registrava os efeitos da CCRBT da seguinte forma:

- No societário, o repasse recebido/devido à CCRBT, aprovado no Despacho, bem como a proveniente de bandeiras tarifárias, eram registrados como receita CVA, exceto, o valor correspondente a bandeira tarifária que vinha sendo registrado como fornecimento faturado.
- No regulatório, o repasse recebido/devido à CCRBT, aprovado no Despacho, bem como a proveniente de bandeiras tarifárias, eram registrados como receita CVA, exceto, o valor correspondente a bandeira tarifária que vinha sendo registrado como encargo ao consumidor.

### 35.3 Tributos diferidos

As diferenças de classificação contábil apresentadas no quadro de reconciliação das demonstrações contábeis societárias para a regulatórias ocasionaram em estornos na constituição de tributos diferidos sobre resultado financeiro do IFRIC 12, bem como a constituição do passivo diferido relativo à reavaliação regulatória.

### 35.4 Ativos financeiros da concessão

Para fins societários a Companhia reconhece a expectativa de direito incondicional de receber caixa (indenização) tomando por base o laudo de avaliação dos bens vinculados a concessão acrescido da atualização monetária dos saldos tomando por base a variação mensal do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (“IPCA”).

Estes lançamentos na contabilidade societária foram realizados em atendimento ao disposto na ICPC 01 – Contratos de Concessão (“ICPC 01”), mas que para fins de contabilidade regulatória tais práticas não são adotadas e desta forma, apresenta-se ajustes nesta conciliação de saldos contábeis societários e regulatórios.

O valor correspondente a parcela indenizável da concessão está classificada como imobilizado ou vinculado a concessão, diferentemente do societário que apresenta este montante como um ativo financeiro e não um ativo não monetário.

### 35.5 Imobilizado

#### Reavaliação compulsória

Os ajustes decorrem dos montantes realizados pela depreciação e baixa de ativos mensurados pelo Valor Novo de Reposição (“VNR”) atribuído na reavaliação do ativo pelo Órgão Regulador (ANEEL), segundo a Resolução ANEEL nº 396/2009.

A reavaliação de ativos não é permitida para a contabilidade societária, desde a adoção da Lei no 11.638/2007 – conforme disposto no Ativo CPC 27 - Imobilizado. Desta forma, o ajuste decorre da divergência de práticas entre a contabilidade societária e regulatória.

#### Depreciação

Os ajustes são decorrentes da realização mensal das cotas de depreciação dos ativos que tiveram reavaliação regulatória, quando da revisão tarifária realizada em setembro de 2013 e homologada em fevereiro de 2014.

### 35.6 Intangível

#### Reavaliação compulsória

Os ajustes decorrem dos montantes realizados pela depreciação e baixa de ativos mensurados pelo Valor Novo de Reposição (“VNR”) atribuído na reavaliação do ativo pelo órgão regulador (ANEEL), segundo a Resolução ANEEL 396/2009.

A reavaliação de ativos não é permitida para a contabilidade societária, desde a adoção da Lei nº 11.638/2007 – conforme disposto no CPC 04 – Ativo Intangível. Desta forma, o ajuste decorre da divergência de práticas entre a contabilidade societária e regulatória.

#### Amortização

Os ajustes são decorrentes da realização mensal das cotas de amortização dos ativos que tiveram reavaliação regulatória, quando da revisão tarifária realizada em setembro de 2013 e homologada em fevereiro de 2014.

### **35.7 Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica (“obrigações especiais”)**

As obrigações especiais são créditos especiais vinculados aos investimentos aplicados em ativos vinculados à concessão. As obrigações especiais são amortizadas conforme a taxa média de depreciação do grupo do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos. Nas demonstrações contábeis regulatórias societárias as obrigações especiais são classificadas como redutoras do ativo intangível em serviço. Já nas demonstrações contábeis regulatórias, com base no MCSE e ratificado através do despacho nº 3.371, de 22 de dezembro de 2016 da ANEEL, é requerida a divulgação das obrigações especiais no passivo não circulante.

### **35.8 Receita Operacional**

#### **35.8.1 Efeito CPC 47 (IFRS/15)**

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. O referido ajustes decorre da não aprovação do CPC 47 pela ANEEL.

### **35.9 Efeitos de contabilização de contratos de concessão (ICPC 01)**

#### **35.9.1 Ativo financeiro**

Conforme comentado na Nota 35.4 no regulatório não é constituído o ativo financeiro da concessão estando este montante refletido no valor residual dos bens vinculados a concessão no imobilizado/intangível, enquanto que para fins do ICPC 01 este montante deve ser reclassificado para um ativo financeiro devido a sua natureza contábil de conversibilidade em caixa ao final da concessão (indenização).

#### **35.9.2 Ativo intangível**

Conforme comentado na Nota 35.6, no Regulatório os bens vinculados a concessão estão classificados no Imobilizado ou Intangível a depender da classificação do bem ser tangível ou intangível. Contudo, para fins de ICPC 01, os valores vinculados a concessão passam a ser considerados com um direito de cobrar dos clientes usuários do serviço de distribuição objeto do contrato de concessão ou do órgão regulador a remuneração do custo de construção e manutenção desses ativos

### **35.9.3 Receita e custo de construção (resultado)**

Para fins societários, a Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica em atendimento ao CPC 17 (R1) - Contratos (serviços de construção ou melhoria). A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual à zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas.

No que tange à contabilidade regulatória tal prática não foi recepcionada pela ANEEL, que não reconhece ser os custos do investimento, custo e receita de construção.

### **35.9.4 Remuneração do ativo financeiro (resultado)**

A atualização monetária do ativo financeiro constituído no societário, toma por base a variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA"). O critério de atualização monetária comentado seguiu as orientações da Resolução Normativa nº 686 de 23/11/2015, que dispõe que a base de remuneração dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, deverá ser atualizada pelo pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária anual.

A contabilidade regulatória não recepcionou a nova classificação dos bens vinculados à concessão para o ativo pelo ICPC-01, e desta forma a remuneração deste ativo financeiro também não deve ser informação considerada no Regulatório.

### **35.9.5 Imposto de renda e contribuição social diferidos (resultado)**

Conforme comentado na Nota 35.3 os ajustes entre as demonstrações do resultado societária com a regulatória são decorrentes de mudanças no resultado do período, como a do IFRIC 12, tendo ocasionados mudanças na apuração dos tributos diferidos. A base de cálculo desses tributos tem apenas sua evidenciação na contabilidade societária, pois não fora recepcionada pelo órgão regulador, bem como sobre os tributos diferidos relativos à reavaliação regulatória.

Demonstrações contábeis regulatórias em 31 de dezembro de 2018

### 36. Conciliação do lucro líquido societário 2018 e 2017

	<u>31/12/2018</u>	<u>31/12/2017</u>
Lucro líquido societário	1.551.851	110.328
Efeito dos Ajustes entre contabilidade societária versus regulatória		
Adoção da PDD segundo o critérios do IFRS 9	3.729	-
Atualização do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)	(7.677)	(1.200)
Depreciação e amortização sobre a reserva de reavaliação regulatória	3.274	(6.052)
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis (ICPC 01)	2.610	402
Reserva de reavaliação regulatória	1.691	-
Outros	-	9
Lucro líquido regulatório	<u>1.555.478</u>	<u>103.487</u>

### 37. Evento Subsequente

Em data 06 de fevereiro de 2019, foi publicada a Lei 20.416, que alterou a Lei 17.555/12 (que instituiu o Fundo de Aporte à CELG Distribuição-FUNAC) e a Lei 19.473/16 (que instituiu a política estadual energética para manutenção, melhoria e ampliação da rede de distribuição de energia em Goiás). É importante esclarecer que no Contrato de Compra e Venda de Ações da CELG Distribuição, o Estado de Goiás se obrigou a cumprir todas as obrigações assumidas da Lei 17.555/12, nos termos e condições vigentes na ocasião, bem como a indenizar os compradores por quaisquer danos e/ou prejuízos que possam ocorrer em decorrência, inclusive, de alteração, revogação ou edição de lei estadual ou decisão administrativa ou judicial referente a qualquer condição ou validade do FUNAC. Assim, a Lei 20.416/19, ao criar condições não previstas no marco jurídico da privatização, viola o ato jurídico perfeito, o direito adquirido e a segurança jurídica essenciais para estabilidade das relações entre o investidor e o estado, o que é vedado pelo direito brasileiro. Por tais razões, a Enel questionará judicialmente as alterações introduzidas pela Lei 20.416/19.