



## DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM IFRS

Exercício findo em 31 de dezembro de 2017



# CELG GT

CNPJ 07.779.299/0001-73

CAPITAL FECHADO



## SUMÁRIO

<b>Relatório da Administração .....</b>	<b>04</b>
1. Mensagem da Administração .....	04
2. Perfil e Negócios da CELG GT .....	06
3. Investimentos.....	10
4. Desempenho Operacional.....	11
5. Cenário Macroeconômico e Setorial.....	13
6. Ambiente Regulatório .....	16
7. Desempenho Econômico-Financeiro.....	19
<b>Relatório dos Auditores Independentes .....</b>	<b>21</b>
<b>Declaração de Concordância com o Relatório dos Auditores Independentes .....</b>	<b>29</b>
<b>Demonstrações Financeiras.....</b>	<b>30</b>
Balanços Patrimoniais .....	30
Demonstração dos Resultados .....	31
Demonstração dos Resultados Abrangentes .....	32
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido .....	33
Demonstração dos Fluxos de Caixa .....	34
Demonstração dos Valores Adicionados .....	35
<b>Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras.....</b>	<b>36</b>
1. Contexto Operacional .....	36
2. Apresentação das Demonstrações Financeiras.....	37
3. Principais Políticas Contábeis .....	40
4. Caixa e Equivalentes de Caixa .....	44
5. Contas a Receber .....	44
6. Créditos Fiscais.....	45
7. Ativo Financeiro da Concessão .....	45
8. Outros Devedores .....	48
9. Investimentos.....	48
10. Imobilizado .....	51
11. Intangível .....	53
12. Fornecedores.....	53
13. Empréstimos e Financiamentos.....	54





14. Obrigações Sociais e Trabalhistas .....	55
15. Benefício Pós-Emprego .....	55
16. Tributos .....	57
17. Encargos Setoriais .....	57
18. Outros Credores.....	58
19. Provisão para Litígios .....	59
20. Tributos Diferidos.....	59
21. Transações com Partes Relacionadas .....	61
22. Patrimônio Líquido .....	62
23. Receita Operacional Líquida .....	63
24. Custos e Despesas Operacionais .....	64
25. Outros Resultados Operacionais .....	65
26. Resultado Financeiro.....	65
27. Imposto de Renda e Contribuição Social .....	66
28. Demonstração do Resultado por Atividade .....	68
29. Fluxos de Caixa das Atividades Operacionais (Método Indireto).....	68
30. Distribuição do Valor Adicionado.....	69
31. Seguros.....	70
32. Instrumentos Financeiros.....	70
33. Eventos Subsequentes.....	71
34. Autorização de Emissão das Demonstrações Financeiras .....	72
<b>Declaração de Concordância com as Demonstrações Financeiras.....</b>	<b>73</b>





## 1. MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Para a CELG GT o ano de 2017 foi marcado por grandes desafios e concretização de relevantes planos da companhia. Continuamos realizando investimentos na expansão das atividades, principalmente no segmento de transmissão, e também em melhorias operacionais, tecnológicas e administrativas com vistas à consolidação da sustentabilidade da companhia.

Continuamos, de forma responsável, a estruturação do nosso quadro de talentos, convocando concursados e promovendo a capacitação dos profissionais. No último ano foram contratados 24 empregados, representando um aumento de 15%, que acumulado nos últimos três anos resultou em um aumento de 113%, saltando de 92 em 2014 para 189 empregados em 2017. Temos a convicção de que a estruturação do quadro profissional, aliada aos investimentos, estão sedimentando a base para um crescimento exponencial dos negócios da companhia.

No ano de 2017 os investimentos em expansão, melhorias e reforços no segmento de transmissão representaram mais de R\$ 90 milhões. Executamos investimentos nos contratos de concessões da própria companhia e naqueles em que a CELG GT possui participação acionária, na medida da evolução física dos projetos. Se por um lado, possuímos obras adiantadas em relação ao estabelecido em atos normativos (como por exemplo, o compensador estático de Luziânia, Contrato de Concessão 04/2016), por outro, registramos obras em atraso, como por exemplo, a construção da Linha de Transmissão de Itumbiara-Paranaíba (Contrato de Concessão 03/2015), prejudicado pelo atraso no licenciamento ambiental. Fato é que empenhamos todos os esforços para o devido encaminhamento das obras, seja de ordem ambiental, de contratação e/ou execução.

No ano de 2017 foi aprovando junto ao Conselho do Fundo Constitucional do Centro-Oeste financiamento da ordem de R\$ 167 milhões, cuja operação passa pelos trâmites regulares, com expectativa de início de desembolso no ano de 2018.

Um destaque importante para a companhia foi a posição (12º lugar) no ranking das maiores margens líquidas do ano de 2016, divulgado pela Edição Especial do Valor Econômico (Valor 1000 Maiores Empresas). Acreditamos que a boa colocação somente foi possível devido à gestão responsável realizada nos últimos anos. Ou seja, mesmo com a redução expressiva das receitas a partir de 2013 a companhia continuou realizando seus investimentos e gerindo de forma eficaz seus custos operacionais, o que viabilizou, quando dos registros de retorno dos ativos de RBSE para a base de remuneração, não ser consumida por dispêndios operacionais.

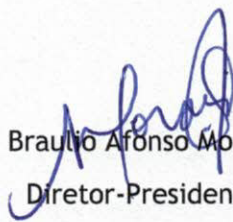
O setor elétrico ainda passa por uma reestruturação, em repercussão à MP 579/2012. Confiamos na estabilização das regras, não obstante algumas incertezas até o momento, como por exemplo as bases para a Revisão Tarifária prevista para 2018, dos quais os aspectos mais sensíveis são Banco de Preços e definição do WACC (Custo Médio Ponderado de Capital). Certamente o ano de 2018 irá requerer esforços ainda maiores, não somente da CELG GT, mas de todos os agentes setoriais, dado o prenúncio de mais uma mudança no marco regulatório do setor elétrico, decorrente da Consulta Pública nº33/2017 promovida pelo Ministério de Minas e Energia. Permaneceremos firmes para que questões regulatórias tenham equacionamento justo e adequado, equilibrando não somente modicidade tarifária, mas também investimentos prudentes e rentáveis como custos operacionais eficientes.





Esperamos a retomada de crescimento da economia nacional e assim, a retomada de crescimento da demanda de energia, o que deverá impactar tanto na expansão da geração quanto também, do sistema de transmissão.

Graças à atuação de colaboradores e parceiros, a CELG GT tem superado os desafios com muito trabalho e dedicação. Todos esses esforços, além de visar uma gestão sustentável com resultados favoráveis à Companhia, visam contribuir para o fortalecimento e crescimento do Estado de Goiás e do país, o que aumenta nossa responsabilidade e engajamento para fazer de 2018 um ano ainda melhor.



Bráulio Afonso Moraes  
Diretor-Presidente

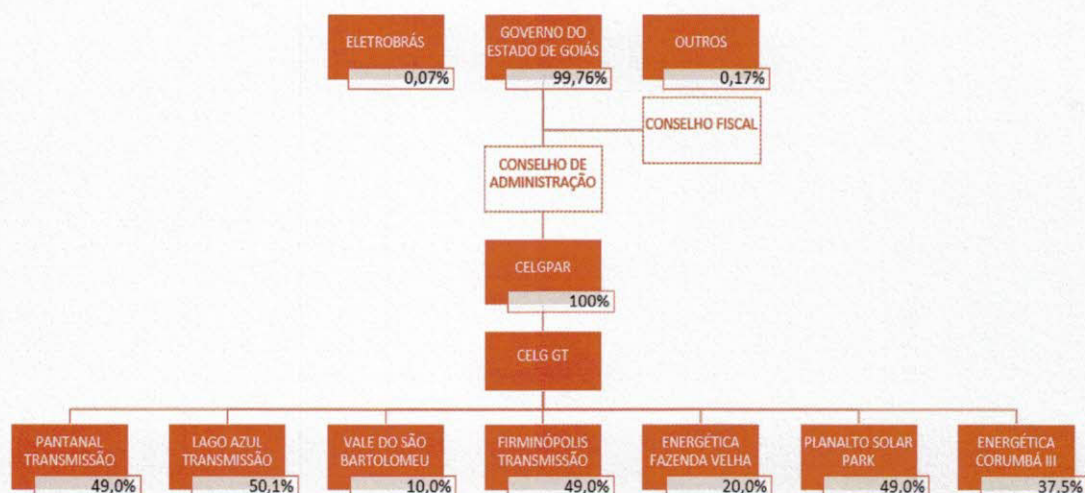


## 2. PERFIL E NEGÓCIOS DA CELG GT

A CELG GT atua nos segmentos de Geração e Transmissão de Energia, com predominância de atuação corporativa e, com participação também em Sociedades de Propósitos Específicos.

### 2.1. Estrutura e Governança

A CELG GT é uma empresa de economia mista subsidiária integral da CELGPAR, a qual possui como principal acionista o Estado de Goiás, com participação de 99,76%, seguido pela Eletrobrás (0,07%) e outros (0,17%). Veja a seguir a estrutura societária da companhia:



A CELG GT não possui Conselho de Administração e Conselho Fiscal, haja vista possuir uma única controladora (CELGPAR). Os Conselheiros Fiscais e de Administração da CELGPAR acompanham diretamente os assuntos da CELG GT.

A CELG GT conta com uma diretoria executiva composta por um Diretor Presidente, um Vice-Presidente e um Diretor Técnico-Comercial.

A sua controladora CELGPAR, conta também com uma diretoria composta por um Diretor Presidente, um Vice-Presidente e Relações com Investidores e uma Diretora de Gestão Corporativa. Ademais a companhia possui 9 Conselheiros de Administração e 5 Conselheiros Fiscais.

Em atendimento à Lei das Estatais, nº 13.303/2016, as duas companhias estruturarão ainda outros dois órgãos de governança: Comitê de Auditoria Estatutário e Comitê de Elegibilidade.

### 2.2. Negócios

A CELG GT atua nos segmentos de geração e transmissão. Consta a seguir, seus principais Contratos de Concessões, corporativos e em parceria.

#### Transmissão

Até 2012 a CELG GT detinha apenas o Contrato de Concessão 63/2001. A partir de 2013, a Companhia passou a participar de leilões para expandir suas atividades, principalmente na sua

*Handwritten signatures and initials in blue ink.*







região geográfica (Goiás). Assim, agregou à sua carteira corporativa o Contrato de Concessão 003/2015 e o Contrato de Concessão 004/2016, cuja síntese de investimento e objeto de concessão constam a seguir:

**Contratos de Concessões Transmissão CELG GT:**

 <p><b>Contrato de Concessão 063/2001</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 16 Linhas de Transmissão 230 KV</li> <li>• 744,7 km Estado de Goiás</li> <li>• 12 Subestações (Potência Total Instalada: 3.208,06 MVA)</li> <li>• Instalações Existentes</li> <li>• Vencimento: 31.12.2042</li> <li>• RAP 2017: R\$ 53,28 milhões</li> </ul>	 <p><b>Contrato de Concessão 003/2015</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Linhas de Transmissão 230 KV</li> <li>• 11 km: Itumbiara-Paranaíba</li> <li>• Previsão Operação: 08/04/2018</li> <li>• Vencimento: 05.03.2045</li> <li>• RAP 2017: R\$ 2,06 milhões</li> </ul>	 <p><b>Contrato de Concessão 04/2016</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensador Estático</li> <li>• SE: Luziânia</li> <li>• Previsão Operação: 30/08/2018</li> <li>• Vencimento: 19.01.2046</li> <li>• RAP 2017: R\$20,51 milhões</li> </ul>
--	--	---

Além dos contratos mencionados, a CELG GT venceu, através de Consórcio, outros quatro lotes de leilões, cujos objetos de contratos de concessão e investimentos constam sintetizados a seguir:

**Contratos de Concessões Transmissão em Parceria:**

 <p><b>Contrato de Concessão 14/2013</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Vale do São Bartolomeu</li> <li>• Acionistas: FIP (51%) Furnas (39%) CELG GT (10%)</li> <li>• Parcialmente Energizado</li> <li>• Investimento Total Estimado: R\$ 420,7 milhões</li> </ul>	 <p><b>Contrato de Concessão 18/2013 e REA 5237/2015</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• SPE Pantanal</li> <li>• Acionistas: CEL Eng. (51%) CELG GT (49%)</li> <li>• Status: Objeto do Contrato Energizado em 07/06/16, Reforço previsto para abril/2018</li> <li>• Investimento Total Estimado: R\$ 69 milhões</li> </ul>	 <p><b>Contrato de Concessão 03/2014</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• SPE Lago Azul</li> <li>• Acionistas: Furnas (49,9%) CELG GT (50,1%)</li> <li>• Status: Energizado em 19/06/16</li> <li>• Investimento Total: R\$ 35 milhões</li> </ul>	 <p><b>Contrato de Concessão 08/2016</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Consórcio Firminópolis</li> <li>• Acionistas: CEL Eng. (51%) CELG GT (49%)</li> <li>• Status: Em Construção</li> <li>• Investimento Total Estimado: R\$ 43 milhões</li> </ul>
---	--	---	--

**Geração**

A CELG se destacou até a década de 90 pela implantação de grandes usinas hidrelétricas, como por exemplo Corumbá (190 MW de capacidade instalada) sendo vendida em 1986, ainda em construção e Cachoeira Dourada (658 MW capacidade instalada), vendida em 1997, após três décadas de operação.

Atualmente, conta apenas com a Concessão da Usina de Rochedo (considerando sua capacidade instalada, enquadra-se como PCH), que traz consigo a história de nascimento das Centrais Elétricas de Goiás, criada em 1955. Foi arrematada em leilão para renovação da concessão, que





não foi renovada nos termos da MP 579/2012. A Usina de São Domingos é mantida e operada pela CELG GT, por força de Portaria 352/2013, do Ministério das Minas e Energia. Vide síntese das características e instrumentos legais inerentes às duas:

GERAÇÃO CELG GT



**Usina Rochedo**

Potência Instalada: 4 MW  
 Garantia Física: 3 MW  
 Início Operação Comercial: abril/1956  
 Contrato de Concessão: 02/2016  
 Vencimento da Concessão: 04.01.2046  
 RAG 2017/2018: R\$ 4.016.325,49



**Usina São Domingos**

Potência Instalada: 12 MW  
 Garantia Física: 7,2 MW  
 Início Operação Comercial: junho/1990  
 Operação e Manutenção Provisória: Portaria 352/2013 - MME  
 RAG 2017/2018: R\$ 3.122.914,18

A expansão do parque de Geração da CELG GT, nos últimos anos, tem ocorrido principalmente através de consórcios, dos quais dois encontram-se em fase operacional e outros, em fase de estudo e/ou disputando leilões com vistas a viabilizar as implantações. Segue síntese dos dois empreendimentos hidrelétricos:

GERAÇÃO EM PARCERIA



**UHE Corumbá**

Potência Instalada: 94,6 MW  
 Garantia Física: 50,9 MW  
 Início Operação Comercial: outubro/2009  
 Contrato de Concessão: 126/2001  
 Vencimento da Concessão: 06.11.2036  
 Participação CELG GT: 15%



**PCH FazendaVelha**

Potência Instalada: 16,5 MW  
 Garantia Física: 8,9 MW  
 Início Operação Comercial: março/2016  
 Portaria 265/2014 - MME  
 Vencimento da outorga: junho/2049  
 Participação CELG GT: 20%

Além dos empreendimentos mencionados, a CELG GT participa de outros Consórcios, totalizando 26 empreendimentos, cuja soma de capacidade instalada é da ordem de 643 MW, e a participação média da CELG GT é de 18,19%, os quais constam listados a seguir:



Projetos	Usinas	Rio	Estado	Pot. (MW)	Pot. Prop. (MW)	Participação CELG GT	
Estudos de Viabilidade de UHE >50 MW	São Domingos	Paraná	TO	48	12	25%	
	Nova Roma		GO	45	11,25	25%	
	Paraná		TO	90	22,5	25%	
	Foz do Atalaia		GO	42	10,5	25%	
Projetos Básicos com Aceite da ANEEL <50 MW	PCH Mota	Meia Ponte	GO	26	2,6	9,90%	
	PCH Chapéu		GO	27	2,7	9,90%	
	PCH Aloândia		GO	19	1,9	9,90%	
	PCH Cach. do Meia Ponte		GO	29	2,9	9,90%	
	PCH Meia Ponte		GO	22	2,2	9,90%	
	PCH Campo Limpo		GO	25,5	2,5	9,90%	
	PCH Sta. Rosa		GO	26	2,6	9,90%	
	UHE Érico B. Freitas	Claro	GO	39,5	7,9	20%	
	UHE Salto Duran		GO	39,5	7,9	20%	
	PCH Ari Franco		GO	26,5	5,3	20%	
	PCH Pontas		GO	18	3,6	20%	
	PCH Boa Vista	Mosquito	GO/TO	5,1	1,5	30%	
	São Bartolomeu		GO/TO	6	1,8	30%	
	Toco Preto		GO/TO	6	1,8	30%	
	Mosquito		GO/TO	6,4	1,9	30%	
	PCH Salto	Piracanjuba	GO	21	4,2	20%	
	PCH Caldeirão	Claro	GO	9,5	0,9	9,90%	
	PCH Esmeril.		GO	14,2	1,4	9,90%	
	PCH Israelândia.		GO	11,5	1,1	9,90%	
	PCH T Campo.		GO	17,9	1,8	9,90%	
	PCH Matrinchã		GO	23	2,3	9,90%	
	<b>TOTAL</b>					<b>643,6</b>	<b>117,05</b>

### 2.3. Referenciais Estratégicos

A missão da CELG GT é atuar de forma empreendedora, rentável, inovadora, sustentável e com excelência para, até 2021, dobrar a capacidade instalada de transmissão e, quadruplicar as receitas de transmissão de energia. Para tanto, fazemos uso dos nossos valores essenciais, quais sejam: transparência, ética, eficiência, espírito empreendedor e inovador, com governança eficaz, segurança e respeito às pessoas e ao meio ambiente.

No ano de 2017, a CELG GT elaborou o Planejamento Estratégico para o período de 2017 a 2021, pautado, em termos de conceitos e forma de monitoramento, na reconhecida metodologia *Balanced Scorecard* (BSC). Estão sendo monitorados 4 indicadores na perspectiva “Aprendizado e Crescimento”, 7 indicadores de “Processos Internos”, 4 relativos a “Clientes” e mais 4 indicadores de performance “Financeira”. Ademais, com vistas ao efetivo alcance das metas



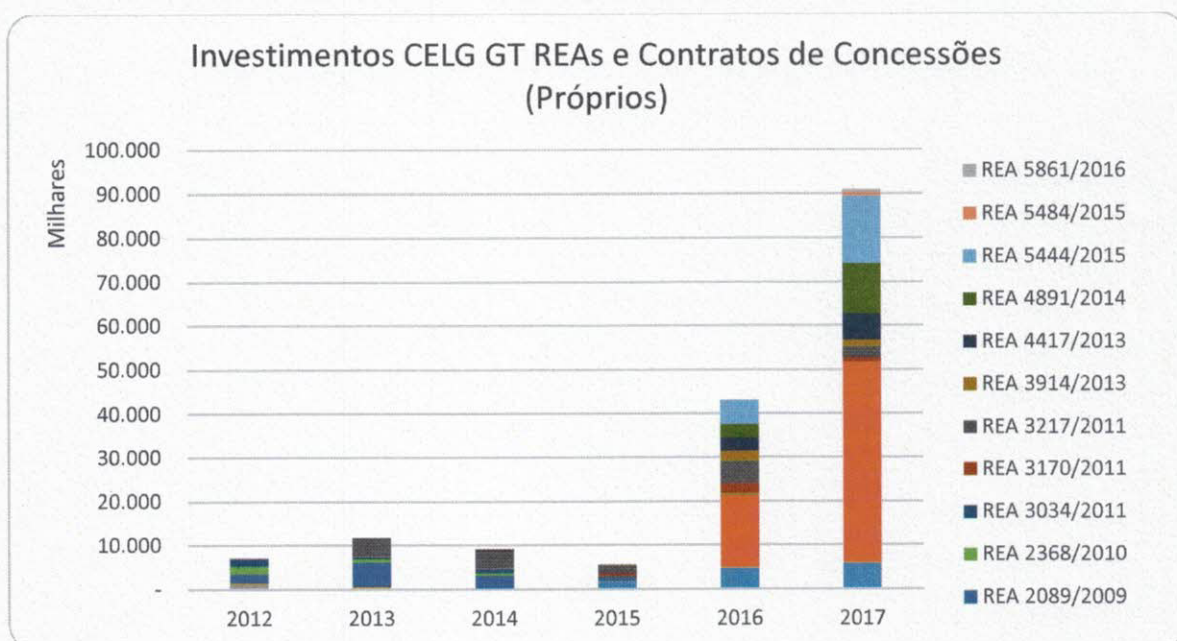
estratégicas, a Companhia elegeu 14 Projetos Estratégicos, dos quais 64% tiveram início em 2017.

### 3. INVESTIMENTOS

A Companhia vem empregando todos os esforços necessários para a realização dos seus investimentos, sejam próprios ou em parceria.

#### 3.1. Investimentos Próprios

Nos últimos cinco anos a CELG GT investiu mais de R\$ 146 milhões nos Contratos de Concessões 003/2015 e 004/2016, bem como nas diversas Resoluções Autorizativas, cuja representação gráfica de investimentos em transmissão consta a seguir:



A Companhia mais que dobrou os investimentos em 2017, saindo de R\$ 42,7 milhões em 2016 para R\$ 90,9 milhões. No orçamento de 2018 consta previsão de investimentos na transmissão da ordem de R\$ 94 milhões.

No que se refere à Geração (Própria) a CELG GT está fazendo estudo para ampliação da capacidade instalada da Usina Rochedo, o que deverá ser submetido aos agentes institucionais e, quando devidamente autorizado, deverá envolver investimentos da ordem de R\$ 40 milhões, a fim de triplicar a capacidade instalada.

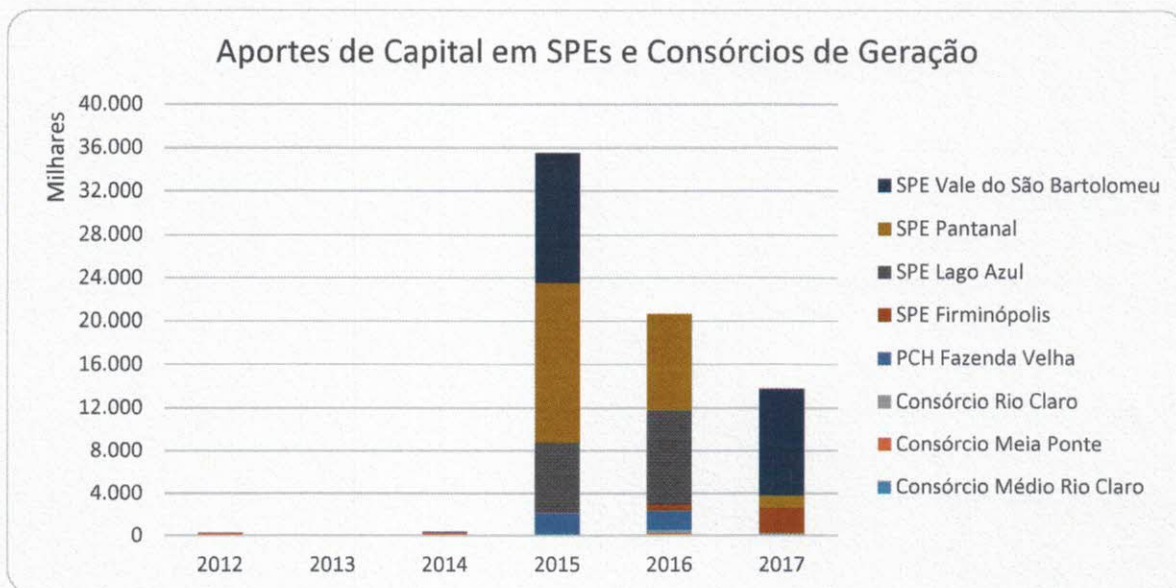
#### 3.2. Investimentos em parceria

No período de 2012 a 2017 a CELG GT investiu mais de R\$ 86,131 milhões em sociedades de Transmissão (Vale do São Bartolomeu, Pantanal, Lago Azul e Firminópolis) e Geração (Fazenda Velha, Meia Ponte e Médio Rio Claro).

*(Assinaturas manuscritas)*



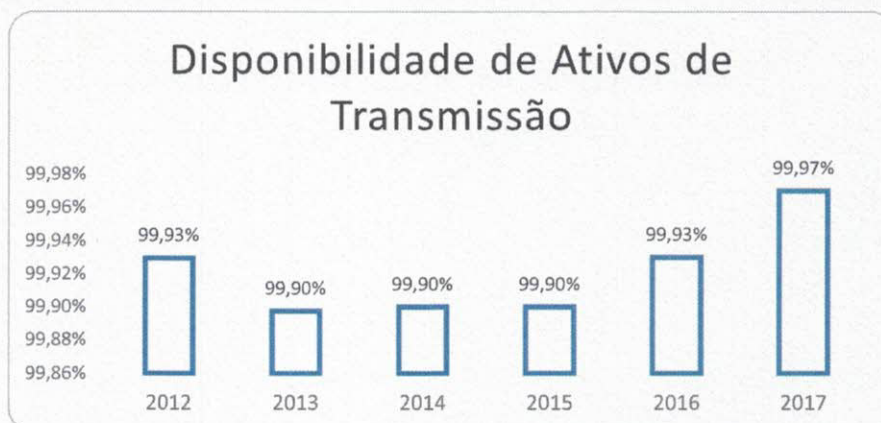
Das SPE's de transmissão, apenas Firminópolis está em fase de implantação e a Pantanal em fase de implantação de reforços. Segue gráfico sintético dos investimentos realizados nos últimos cinco anos:



Em 2017, após as liberações ambientais das UHE's Engenheiro Érico B. de Freitas e Salto Duran, bem como da PCH Ari Franco, aproveitamentos localizados no Rio Claro, o Consórcio Médio Rio Claro participou do Leilão de Geração nº 005/2017 (A-6) em dezembro/2017. Porém, dada a baixa demanda e a elevada competitividade, não se concretizou a venda da energia. A expectativa é que em 2018 o consórcio consiga viabilizar preço competitivo, que aliado ao aumento da demanda, obtenha sucesso na venda de energia para assim, iniciar a implantação dos três aproveitamentos.

#### 4. DESEMPENHO OPERACIONAL

A CELG GT tem feito gestão para melhorar todos os seus índices de qualidade, dentre eles o índice de disponibilidade dos ativos de transmissão, como se observa no gráfico a seguir:

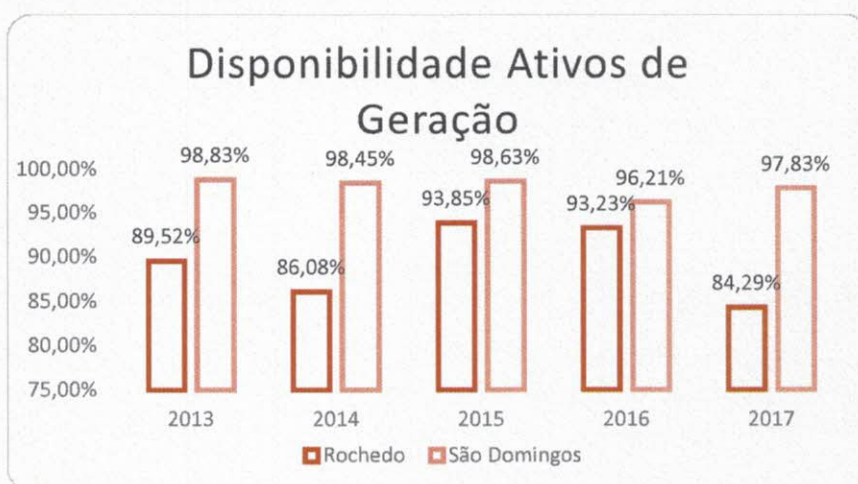


*(Assinaturas manuscritas)*



As quedas de disponibilidade no período de 2013 a 2015 foram impactadas principalmente pelo aumento significativo dos desligamentos programados para realização de manutenção preventiva, objetivando a conservação da confiabilidade do Sistema em níveis adequados de qualidade da prestação do serviço público de Transmissão. Ademais, a média da disponibilidade dos ativos da Rede Básica da Celg GT, no intervalo de 6 anos (2012-2017), está em aproximadamente 99,92% nível este acima da disponibilidade do SIN (Sistema Interligado Nacional), apresentada pelo ONS que está na ordem de 99,53%, referenciada de 2017.

No âmbito da Geração, observa-se uma variação de disponibilidade que decorre de fatores adversos, dos quais por exemplo, o tempo de operação da usina. A seguir, segue gráfico com desempenho de Rochedo e São Domingos.



A Usina Rochedo, por se tratar de um empreendimento muito antigo e com apenas uma unidade geradora, apresenta-se mais vulnerável às paradas para manutenções corretivas frequentes e aleatórias, com grande dificuldade para reposição de peças e componentes eletro-eletrônicos já obsoletos, o que impacta fortemente no resultado da Usina. Contudo, a CELG GT está concluindo o projeto de modernização da unidade geradora existente, que, após aprovação dos agentes institucionais, deverá ocorrer paralelamente às obras de ampliação previstas para iniciar em 2019, quando a Usina passará a operar com níveis de disponibilidade maiores e mais regulares.

Na UHE São Domingos, pelo fato de possuir 2 (duas) unidades geradoras, o somatório do índice de disponibilidade das duas máquinas não traduz o resultado da Usina pois sempre temos uma máquina disponível para o sistema, sem perda de geração, no entanto, o índice de disponibilidade das unidades geradoras da UHE São Domingos, de maneira geral bastante regular, reflete o resultado das manutenções preventivas anuais que buscam minimizar a ocorrência de falhas, ainda assim a CELG GT também está elaborando um projeto de modernização da usina que deverá reduzir significativamente os custos de operação e manutenção.

*Assinaturas manuscritas em azul.*



## 5. CENÁRIO MACROECONÔMICO E SETORIAL

As demandas do Setor Elétrico são bastante impactadas por aspectos regulatórios, técnicos, de meio ambiente e de forma expressiva, também pelas condições macroeconômicas. Consta a seguir, nossas considerações sobre o Cenário Macroeconômico e Setorial.

### 5.1. Cenário Macroeconômico

Após dois anos de crescimento negativo do Produto Interno Bruto, em taxas altíssimas (-3,5% em 2015 e -3,5% em 2016), enquanto o PIB Mundial cresce em mais de 3%, o Brasil deverá registrar um crescimento de 1% no ano de 2017. No período, o país apresentou resultados piores, inclusive que os da América Latina (-0,5% em 2015, -1,6% em 2016 e, deverá crescer 1,5% em 2017).

Tal situação foi bastante agravada pelos resultados primários e aumentos das dívidas do Setor Público, que além de impactar na oscilação do Risco País, refletiu nos níveis de desemprego, que saltou da casa dos 7% em 2014 para mais de 12% em 2017, além da redução no rendimento real da população ocupada, chegando em -2% em 2016, mas deverá registrar crescimento em mais de 2% em 2017.

Ademais, destaca-se que após quedas significativas desde 2012, o Crédito deverá apresentar tímido crescimento, ainda muito inferior aos patamares daquele ano, motivado inclusive pela redução da taxa Selic, que saiu de 13,75% em 2016 para 7% em 2017, em que o capital então destinado ao mercado financeiro, deverá movimentar para atividades econômicas e mercado de capitais.

Outro indicador relevante para o setor elétrico é a variação cambial, em dólar, que figura tanto na ponta de custos de materiais e equipamentos quanto em custo de capital, após sucessivos aumentos, registrou queda em 2016 e sutil elevação em 2017.

Contudo, deve-se ressaltar que com os aumentos das taxas de juros norte-americanas e *libor* registradas nos últimos três anos, bem como as esperadas para o próximo ano, deverão tornar o ambiente externo um pouco mais atrativo, isso porque, além da taxa real de juros nacional registrar oscilações nos últimos anos, 2018 será ano eleitoral no Brasil. Tudo isso, aliado à alteração das regras de financiamento do BNDES (principal agente financiador do setor nos últimos anos), que deixará de aplicar taxa vinculada à TJLP para vincular à flutuante TLP, poderá impactar no custo de captação do setor.

### 5.2. Cenário Setorial

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2026, divulgado pelo Ministério de Minas e Energia, elaborado em parceria com a Empresa de Pesquisa Energética, que possui caráter indicativo e não determinativo, o crescimento médio anual da carga do SIN, será de aproximadamente 2.700 MW médios, representando uma taxa média de 3,5% ao ano (de 2017 a 2026). Fato é que, de acordo com o próprio documento “seguramente, um crescimento econômico mais forte e sustentável exigirá uma maior capacidade de oferta da economia e menor restrição dos gargalos existentes...”.

Em termos de oferta, são consideradas premissas, além de fatores econômicos, o respeito à legislação ambiental. Há destaque para o fato de que o Brasil dispõe de grande potencial



energético, através de fontes renováveis de energia (potenciais hidráulicos, eólico, de biomassa e solar). Assim, oferta indicativa prevê a necessidade energética, o custo para implantação e operação de cada fonte e os prazos estimados para entrada em operação das usinas a serem contratadas nos leilões futuros. Considerou-se ainda, que o aproveitamento hidrelétrico ainda representa um vetor importante de ampliação de oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).

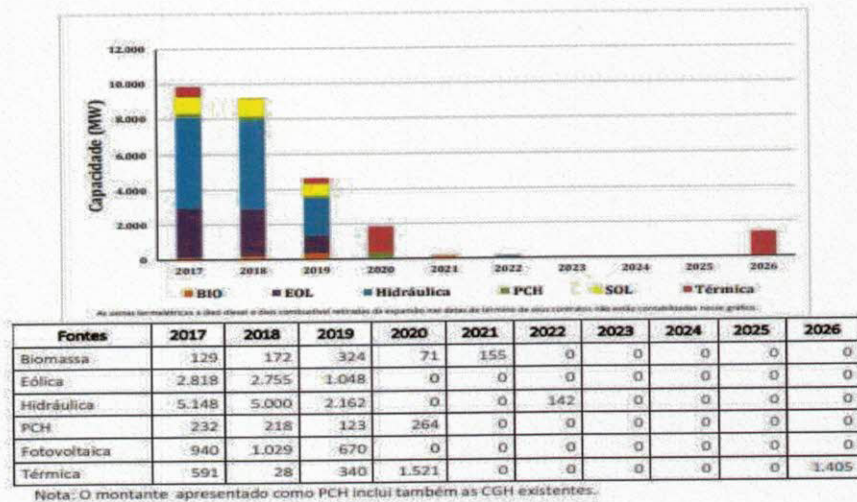
Neste sentido, consta no referido documento, destaque para o potencial proporcionado pelo desenvolvimento das usinas de pequeno porte (Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH e Centrais Geradoras Hidráulicas - CGH), que deverá agregar diversos benefícios para a matriz elétrica brasileira, como as sinergias com outras fontes renováveis (eólica, biomassa e fotovoltaica) e, principalmente, flexibilidade operativa e de armazenamento no horizonte operativo de curto prazo.

O PDE 2026 também mencionou que a alternativa de repotenciação e motorização adicional de usinas hidrelétricas existentes, cuja viabilidade técnica e econômica deverão ser analisadas individualmente, o que poderia incorrer também em benefício energético, em função de redução de eventuais vertimentos, ocasionando algum ganho na garantia física da usina.

O PDE 2026 também prevê evolução tecnológica, não somente com a introdução dos medidores inteligentes e da tarifação dinâmica, que com automação e telecomunicações, poderá permitir o melhor aproveitamento e integração de novas tecnologias, como por exemplo, a geração distribuída, a resposta da demanda, o armazenamento e os veículos elétricos, mas também cita sobre o potencial de armazenamento químico de energia elétrica, especialmente por meio de baterias, visando suprimento da quantidade indicada de potência, atuando ora como carga, ora como geradores de despacho imediato.

Perspectivas para Geração

Conforme gráfico abaixo **Expansão contratada até 2016 - incremento anual de capacidade**, observa-se que as duas fontes com maiores volumes contratados são provenientes de fontes hidráulicas e eólicas, conforme replicado a seguir:



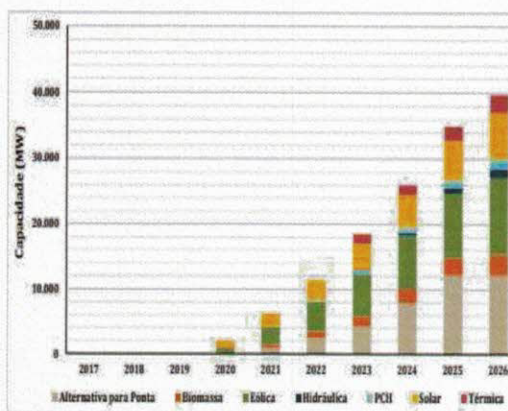
Fonte: PDE 2026

*(Assinaturas manuscritas)*

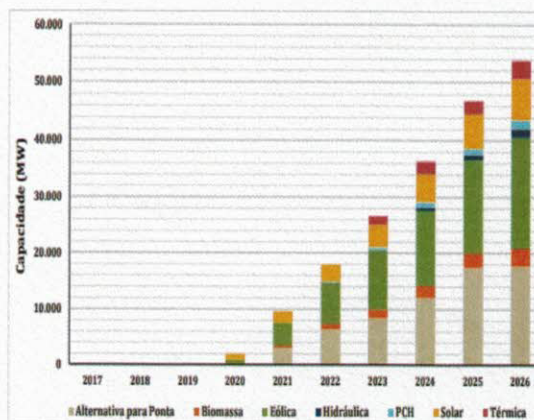


Já em termos de perspectivas de contratações, tanto no Cenário de “Referência”, como no “Mercado Alternativo”, observa-se aumento do volume de energia proveniente de fonte solar e alternativa para ponta, crescimento um pouco mais tímido através de PCH’s além da continuidade de crescimento de energia proveniente de fonte eólica.

**Expansão Indicativa de Referência**



**Expansão Indicativa - Mercado Alternativo**



De acordo com os estudos, a expansão indicada da opção PCH e CGH, levou em conta os custos previstos e a contribuição de energia e potência. O potencial de 300 MW por ano pode ser facilmente ampliado, dados sinais de competitividade econômica.

Perspectivas para Transmissão

O Setor de Transmissão é o elo entre a geração e a distribuição, sendo que o Brasil possui um dos maiores Sistemas Interligados do mundo. O PDE 2026, conforme Tabela, prevê um aumento de extensão de Linhas de Transmissão da ordem de 46% (de 2016 a 2026), com destaque para tensão em 500kV, que deverá ter expansão de mais de 30.000 quilômetros, cujos investimentos previstos são da ordem de R\$ 77,5 bilhões. Vide tabela 25 do PDE replicada a seguir:

Tensão	±800 kV	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	TOTAL
	km							
Existente em 2016		2.683	12.816	46.569	6.746	10.320	55.820	134.956
Evolução 2017-2026	12.078	0	0	30.737	439	1.337	17.293	61.884
Evolução 2017-2021	9.158	0	0	14.778	316	802	7.222	32.276
Evolução 2022-2026	2.920	0	0	15.959	123	535	10.071	29.608
Estimativa 2026	12.078	2.683	12.816	77.306	7.187	11.656	73.113	196.839

Notas: (1) Nos casos de LTs em circuito duplo ou bipoles de corrente contínua, as extensões foram computadas por circuito e por polo.  
(2) Dados de 2016 do DMSZ/ANEEL.

Já em termos de expansão de Capacidade de Transformação será ainda maior, em torno de 60% (de 2016 a 2026), com destaque também para tensão em 500kV, cujo crescimento deverá ser de mais de 70% e em 230kV que deverá crescer em torno de 55%, o que totalizará mais de R\$ 41 bilhões, como se observa na Tabela 26 do PDE 2026, replicada abaixo:

*Assinaturas manuscritas em azul.*



Tensão	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	TOTAL
	MVA					
Existente em 2016	23.247	142.808	26.352	51.195	89.665	333.267
Evolução 2017-2026	1.650	109.650	12.924	25.339	49.615	199.178
Evolução 2017-2021	1.650	51.752	6.749	13.315	21.808	95.274
Evolução 2022-2026	0	57.898	6.176	12.024	27.807	103.905
Estimativa 2026	24.897	252.458	39.277	76.534	139.280	532.445

Notas: (1) Inclui os transformadores de fronteira.  
(2) Dados de 2016 do DMSE/MME.

Para o Estado de Goiás e Distrito Federal foram recomendados importantes reforços estruturais no sistema de transmissão de energia do Distrito Federal, com destaque para a recomendação de um novo ponto de suprimento para esta região: SE Brasília Leste 500/138 kV. Além disso, foram recomendados diversos reforços nas linhas de transmissão e transformações que atendem o Distrito Federal, para atendimento ao critério diferenciado para a capital do país. O conjunto de obras abrange as subestações de Samambaia, Brasília Sul, Brasília Geral além da SE Luziânia.

Já no Estado de Goiás, destaque para as ampliações das transformações que atendem a região metropolitana de Goiânia: Subestações Anhanguera, Bandeirantes, Goiânia Leste, Trindade, Xavantes e Carajás. Outros importantes reforços foram recomendados para a eliminação de circuitos radiais de Rede Básica que atendem as regiões sul, oeste e norte do estado, através das subestações Paranaíba, Firminópolis e Itapaci. A entrada em operação do compensador estático da SE 500 kV Luziânia, prevista para novembro de 2018, permitirá não só a melhora do controle de potência reativa da região, bem como da interligação Norte-Sul, além de viabilizar conexão de diversas PCHs localizadas na região.

## 6. AMBIENTE REGULATÓRIO

O ano de 2017 foi marcado por proposições de alterações significativas no setor elétrico, dentre as quais o próprio Marco Regulatório, que constou de Audiência Pública aberta pelo Ministério das Minas e Energia (32 e 33/2017) e também da privatização da Eletrobrás, cujo Projeto de Lei contempla hipóteses que também podem alterar a dinâmica do setor, tais como a descotização (reversão da energia proveniente de contratos renovados no âmbito da MP 579/2012, os quais passariam a ser livremente negociados) e também alteração do prazo de recebimento da parcela financeira da então Indenização de RBSE, que voltou a compor a base de remuneração.

Apenas no âmbito da ANEEL foram abertas diversas Audiências Públicas e Consultas Públicas no ano de 2017, sendo que algumas ainda repercutirão em outras discussões, conforme proposto em Agenda Regulatória.

No segmento de **Distribuição** destacam-se duas Audiências Públicas, a AP 66/2017 - que tratou do custo médio ponderado de capital regulatório e a AP 61/2017 que discutiu a revisão da metodologia das Bandeiras Tarifárias.

Ademais foram colocados em Audiência ou Consultas Públicas em 2017 outros assuntos regulatórios, tais como:



## AUDIÊNCIAS E CONSULTAS PÚBLICAS 2017

- AP 20/2017 - aprimoramento da proposta de regulamentação que trata do Rateio de Encargo do Serviço do Sistema - ESS e do Encargo de Energia de Reserva - EER
- AP 29/2017 - Aprimoramento da regulamentação de aspectos relativos ao fornecimento de energia elétrica a veículos elétricos
- AP 44/2017 - aprimoramento da Norma de Organização no 40/2013, aprovada pela ReN 540/2013, que dispõe sobre realização de Análise de Impacto Regulatório - AIR no âmbito da ANEEL
- AP 46/2017 - elaboração da Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2018-2019
- CP 16/2017 - Obter subsídios acerca da pertinência da previsão regulatória do pré-pagamento de energia elétrica, analisar os obstáculos de sua implantação e avaliar propostas de aprimoramentos da ReN 610/2014.

## AGENDA REGULATÓRIA - 2018

- Revisão da metodologia das Bandeiras Tarifárias
- Consolidação da Regulamentação de Mercado.
- Aprimoramento das Regras de Comercialização.
- Adequação dos Procedimentos de Comercialização associados às alterações e Regras de Comercialização.
- Avaliação da necessidade de regulamentação dos aspectos comerciais relativos ao fornecimento de energia elétrica a veículos elétricos.
- Realização de estudo e propor regulamentação de Tarifa Binômia.
- Atualização do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE.
- Avaliação e aprimoramento na regulamentação de segurança do trabalho e das instalações.
- Aprimoramento da regulamentação que trata das obras para atendimento de empreendimentos de regularização fundiária, em função da Lei nº 13.465/2017.

Já no segmento de **Transmissão** houve um quantitativo menor de Atos de participação Pública, porém, alguns deles de grande impacto, haja vista tratar da regulamentação da Revisão Tarifária Periódica prevista para 2018, tais como Banco de Preços, Remuneração de Capital e Custos Operacionais, os quais não foram concluídos em 2017. Vide relação dos principais atos consultivos em 2017:

AUDIÊNCIAS E CONSULTAS PÚBLICAS 2017  
TRANSMISSÃO

1. AP 38/2017 - Aprimorar Resolução no. 729/2016 quanto ao critério de confiabilidade, parâmetro de duração de desligamento programado, parâmetro regulatório, dentre outros.
2. AP 41/2017 - Proposta de regulamentação da revisão periódica das RAPs das instalações de transmissão de energia elétrica.
3. AP 49/2017 - revisão de regulamentos para a regulamentação dos pagamentos de custos incorridos por concessionárias de serviço público de transmissão e outras obrigações associadas à conexão de usuários a instalações sob sua responsabilidade.
4. CP 004/2017 - Base de dados preliminar para cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para Centrais Geradoras - TUSDg
5. CP 02/2017 - Base de Dados de estudo de benchmarking de custos operacionais das concessionárias de transmissão, no âmbito da revisão do Submódulo 9.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET
6. CP 03/2017 - Solicitação de informações do Banco de Preços de Referência ANEEL a ser utilizadas nos processos de autorização, licitação e revisão tarifária das concessionárias de transmissão de energia elétrica, consoante NT 62/2017-SRM/ANEEL
7. CP 12/2017 - Aprimoramento da regulamentação do serviço público de transmissão de energia elétrica associada às instalações transmissão em corrente contínua

AGENDA REGULATÓRIA - 2018  
TRANSMISSÃO

1. Revisar regulamentação de critérios e procedimentos para cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados (Revisão da REN 596/2013).
2. Aprimorar metodologia da REH 758/2009 que trata do Banco de preços da transmissão.
3. Revisão dos requisitos dos Procedimentos de Rede relacionados com o regime de operação - proposta de alteração dos requisitos de Teleassistência.
4. Aprimorar a Resolução Normativa nº 454/2011 quanto aos critérios e condições para entrada em operação comercial de reforços e ampliações de instalações de transmissão a serem integrados ao Sistema Interligado Nacional - SIN.
5. Estabelecer regulamentação específica para instalações em Corrente Contínua de Alta Tensão, observando eventuais impactos na regulamentação já existente
6. Aprimorar a Resolução Normativa nº 443, de 2011, que estabelece a distinção entre melhorias e reforços em instalações de transmissão sob responsabilidade de concessionárias de transmissão e dá outras providências.
7. Elaborar o Projeto de Consolidação da Regulamentação dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.
8. Regular as responsabilidades técnicas e comerciais associadas à conexão de acessantes e de concessionárias de transmissão às instalações sob responsabilidade de concessionárias de serviços públicos de transmissão.

Como se observa a seguir, o setor de **Geração** passou por diversas discussões regulatórias, totalizando 22 atos, muito em razão dos efeitos da MP 579/2012, que aliada à crise hidrológica



dos últimos anos, desestabilizou o setor, provocando elevados níveis de inadimplência junto a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

**AUDIÊNCIAS E CONSULTAS PÚBLICAS 2017  
GERAÇÃO**

- AP 004/2017 - atualização do Submódulo 4.4 do PRORET (Demais componentes financeiros) e discussão do tratamento tarifário da previsão do risco hidrológico
- AP 14/2017 - proposta de procedimento regulatório para os efeitos financeiros decorrentes de recontabilizações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica anteriores a janeiro de 2015 (NT 54/2017 - SGT)
- AP 16/2017 - aprimoramento da proposta de regulamentação da revisão periódica das Receitas Anuais de Geração - RAGs
- AP 24/2017 - Aprimoramento da Proposta de revisão da ReN 409/2010, que estabelece critérios e procedimentos para participação de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE
- AP 25/2017 - Aprimoramento da ReN 568/2013, que estabelece condições e prazos para que a CCEE republique o Preço de Liquidação das Diferenças - PLD
- AP 37/2017 - Proposta de atualização da Resolução Normativa n. 482/2012 que estabelece condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica e dá outras providências.

**AGENDA REGULATÓRIA – 2018  
GERAÇÃO**

- Aperfeiçoar mecanismo de constituição de garantias financeiras dos contratos regulados
- Regular o processo de reajuste anual das receitas de concessionárias de geração.
- Analisar a alocação das exposições residuais.
- Adequações regulatórias decorrentes da adoção do Custo Marginal de Operação – CMO em base horária para o despacho de centrais geradoras.
- Metodologia para cálculo da UBP para a prorrogação de concessões de geração de energia elétrica abrangidas pelo art. 2º da Lei nº 12.783/2013 (regulamentação do Decreto nº 9.158, de 21/9/2017)

**AUDIÊNCIAS E CONSULTAS PÚBLICAS 2017  
GERAÇÃO**

- AP 39/2017 - Aprimoramento das Regras de Comercialização de Energia Elétrica relativas ao Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova
- AP 40/2017 - Aprimoramento da proposta de regulamentação da revisão da alocação de cotas de garantia física contratadas nos termos da Lei n. 12.783/2013
- AP 50/2017 - aprimoramento da metodologia de rateio de inadimplência e da cobrança de Encargos de Serviço do Sistema na Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo, no âmbito da CCEE
- AP 56/2017 - regulamentação da Lei Complementar 158/2017 que dispõe sobre o cálculo do valor adicionado de energia hidrelétrica para fins de repartição do produto de arrecadação do imposto sobre circulação de mercadorias e serviços pertencente aos municípios
- AP 59/2017 - Aprimoramento das Regras de Comercialização de Energia Elétrica
- AP 67/2017 - Atualização do valor do custo do déficit de energia
- AP 70/2017 - regulamentação da venda de excedentes que trata o art. 6º. Da Lei 13.360/2016
- AP 72/2017 - aperfeiçoar tratamento das exposições residuais decorrentes da insuficiência de recursos para alívio das exposições negativas no âmbito da contabilização do mercado de curto prazo.
- AP 74/2017 - revisão da Resolução 395/1998 que estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação de estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimentos de geração hidrelétrica
- AP 80/2017 - consolidar em ato único as ReN 389, 390 e 391 de 2009 e 672 e 676 de 2015 para simplificar os procedimentos de submissão e análise dos requerimentos e a gestão de outorga dos empreendimentos de geração de energia elétrica.
- AP 81/2017 - atualizar Resolução 67/2001 que estabelece procedimento para cálculo e recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH
- CP 001/2017 - Discussão conceitual sobre a alocação das exposições residuais, conforme requerimento administrativo da APINE
- CP 005/2017 - Proposta dos Procedimentos de Comercialização - PdCs (Adesão à CCEE, Cadastro de Agentes, Atendimento, Desligamento da CCEE, Contratos do Ambiente Livre, Contratos do Ambiente regulado, Liquidação financeira relativa a Contratação de Angra 1 e 2, Liquidação financeira relativa às cotas de garantia física, apuração da energia de reserva, cessão de energia de reserva e MCSD mensal)
- CP 006/2017 - subsídios para representação de usinas despachadas ou programadas centralizadamente e não simuladas individualmente nos modelos de planejamento e programação da operação
- CP 13/2017 - Subsídios adicionais quanto à decisão de autorização dos programas computacionais a partir do PMO e PLD de novembro de 2017
- CP 14/2017 - Informações adicionais associadas à sistemática de aperfeiçoamento da representação de condições de contorno hidráulicas de usinas hidrelétricas a fio d'água, de modo a aprimorar o planejamento operativo e a formação do preço de curto prazo no âmbito do SIN.

**AGENDA REGULATÓRIA – 2018  
GERAÇÃO**

- Atualização da Resolução nº 67/2001, para adequação dos comandos legais que regem a cobrança de juros e multas por atraso no pagamento dos valores referentes à Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos - CFURH.
- Aprimorar a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica e o rateio de valores não pagos no processo de Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo – MCP
- Definir limites mínimo e máximo do PLD.
- Regular a metodologia da revisão tarifária periódica da Receita Anual de Geração – RAG.
- Consolidar os normativos relacionados às outorgas de empreendimentos de geração (antigos itens 1, 2 e 3 – PROGER).
- Revisar a Resolução Normativa nº 583/2013, que estabelece os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica.
- Adequações regulatórias decorrentes da instalação de usinas híbridas.
- Revisão da Resolução nº 395, de 4/12/1998, que estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação de estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimentos de geração hidrelétrica.
- Atualização das versões dos programas computacionais utilizados nos processos de planejamento, programação da operação e formação do preço do mercado de curto prazo.
- Revisar a regulamentação que trata da recontabilização atinente à comercialização de energia na CCEE.



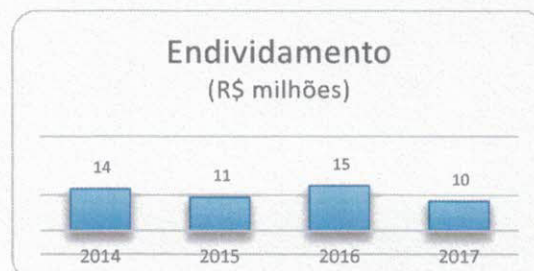
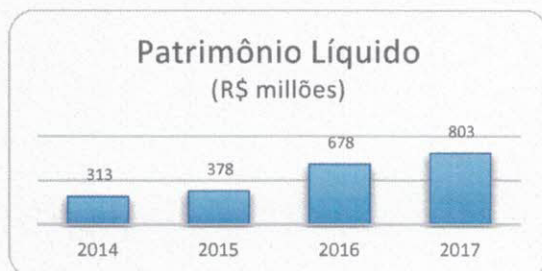
Como se observa, em termos regulatórios há relevantes desafios que requerem ação conjunta do Poder Concedente, dos agentes institucionais, concessionários, *players* e sociedade para que os atos decorrentes das discussões sejam suficientes para reorganizar o setor e, gerar impactos positivos e não destruição de valores aos envolvidos como ocorreu nos últimos anos, em que o consumidor registrou aumentos exorbitantes em suas contas, ao tempo em que os concessionários (geradores, transmissores e distribuidores), também acompanharam a deterioração de seus valores.

## 7. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

A CELG GT encerrou 2017 com aumento de 18,36% no Patrimônio Líquido, em que se registrou aumentos de 11,8% de Capital Realizado, de 34% na conta de Reserva Legal e de 36% de Reserva de Retenção de Lucros.

Observou-se crescimento saudável do Ativo Circulante de 16,26%, passando de R\$ 176,913 para R\$ 205,671 milhões, enquanto o Passivo Circulante foi reduzido em mais de 40%, passando de R\$ 78,354 milhões em 2016 para R\$ 46,937 milhões em 2017. Destaca-se ainda que no Ativo a conta de Investimentos registrou aumento de 18%, além das Contas relativas a Ativos Financeiros (Circulante e Não Circulante), acumulando crescimento de 24,11% (de R\$ 669,493 milhões em 2016 para R\$ 830,915 milhões em 2017).

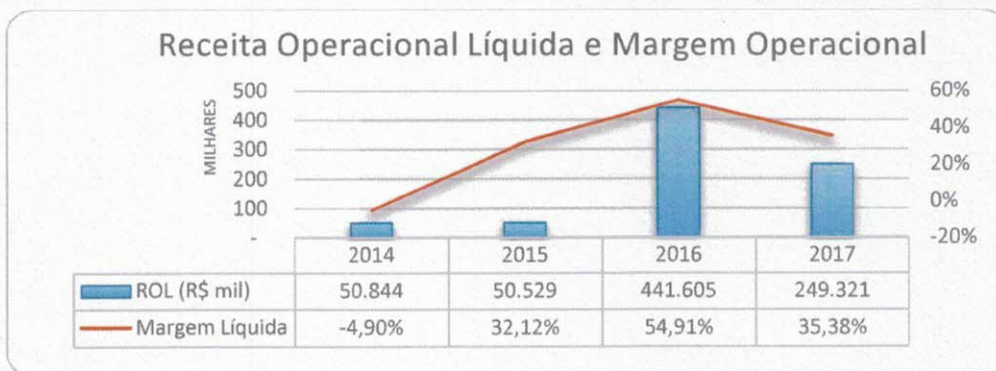
Para melhor sintetizar o comportamento patrimonial da CELG GT, seguem gráficos das contas Patrimônio Líquido e Endividamento, em que se observa reduções de dívidas e aumento do patrimônio líquido:



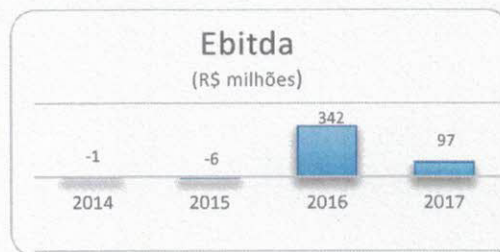
Em 2017 houve redução na Receita Operacional Líquida quando comparada à 2016 (quando a receita foi afetada pelos efeitos do retorno dos Ativos de RBSE para a Base de Remuneração), porém quando comparada à 2015, observa-se um aumento da ordem de 393%, conforme se observa no gráfico abaixo:

*(Assinaturas manuscritas em azul)*





Da mesma forma que o efeito do retorno da RBSE à base de remuneração impactou as Receitas Operacionais Líquidas, também se observou variação no Lucro Líquido e no Ebitda. Os gráficos abaixo demonstram a evolução dos mesmos, evidenciando que em 2017 os níveis de estabilidade são significativamente melhores que 2015:



Em termos de Custos e Despesas Operacionais verifica-se uma redução de 10,62%, passando de R\$ 61,656 milhões para R\$ 55,028 milhões. As rubricas Pessoal e Material estiveram estáveis, observando-se redução de 20,27% nos Encargos Setoriais e Tributos e mais de 55% na rubrica “Outros”, em que pesou principalmente redução na conta “Provisão para Litígios Fiscais”. Segue gráfico comparativo das principais rubricas:



Em linhas gerais, segue síntese dos principais números da CELG GT relativos aos quatro últimos anos:

	2014	2015	2016	2017
<b>ROL (R\$ mil)</b>	50.844	50.529	441.605	249.321
<b>Margem Líquida</b>	-4,90%	32,12%	54,91%	35,38%
<b>Ebitda (R\$ mil)</b>	-853	-5.766	341.961	97.306
<b>Lucro Líquido (R\$ mil)</b>	-2.498	16.234	242.484	88.209
<b>Patrimônio Líquido (R\$ mil)</b>	312.829	377.663	678.018	802.517
<b>Endividamento (R\$ mil)</b>	14.187	11.373	15.227	10.027





**RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES - RAI  
ACERCA DE DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS DE 31/12/2017**

Aos Acionistas, Conselheiros, Diretores e Administradores da  
**CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S/A - CELG GT**  
EMPRESA DE CAPITAL FECHADO - CNPJ(MF) 07.779.299/0001-73  
Avenida "C" nº 60 - Quadra A36 - Lote 01 - Jardim Goiás - 74805-070  
Goiânia - Goiás

Prezados Senhores,

**(1) Introdução**

Examinamos as demonstrações financeiras da **CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S/A - CELG GT** ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e do fluxo de caixa, para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

**(2) Opinião sem Ressalvas**

Em nossa opinião, a demonstração financeira acima referida apresenta adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da CELG Geração e Transmissão S.A. - CELG GT ("CELG GT" ou "Companhia") em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e o seu fluxo de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

**(3) Base para Opinião sem Ressalva**

Nossos trabalhos de auditoria foram conduzidos 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 da demonstração financeira". 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.

**(4) Base para Opinião com Ênfase**

**4.1 - Ênfase sobre Continuidade Normal do Negócio**

Conforme evidenciado na Nota Explicativa nº 1.2, a Companhia, detém junto à ANEEL um total de sete concessões, sendo três de transmissão e quatro de geração hidrelétrica, dessas últimas, três encontram-se com contratos vencidos, conforme demonstramos a seguir:





Geradoras Hidrelétricas	Localidade	Contrato	Data da concessão	Vencimento	Capacidade instalada e utilizada (MW)
São Domingos <sup>1</sup>	Rio São Domingos/GO	62/2000	22/05/1981	24/05/2011	12,000
Mambar <sup>2</sup>	Rio Corrente/GO	62/2000	17/01/1973	07/07/2015	0,360
Mosquito <sup>3</sup>	Rio Mosquito/GO	62/2000	25/08/2000	07/07/2015	0,360
Rochedo <sup>4</sup>	Rio Meia Ponte/GO	02/2016	05/01/2016	05/01/2046	4,000
<b>Total</b>					<b>16,710</b>

(1) Apesar da concessão estar vencida, a CELG GT continua operando a usina por autorização, conforme Portaria nº 352, de 10 de outubro de 2013, do Ministério de Minas e Energia - MME. Em 14 de março de 2008 foi solicitada a renovação da concessão pela administração da CELG GT, estando esta renovação em discussão administrativa junto ao MME, bem como na esfera judicial.

Em que se pese a incerteza acerca da continuidade normal dos negócios decorrente da não renovação da concessão da geradora hidrelétrica de São Domingos, a administração da Companhia, optou por elaborar as demonstrações contábeis constantes das presentes demonstrações financeiras, na pressuposição da continuidade normal da concessão, seus negócios e suas operações. Nossa opinião exarada no parágrafo (2) Base para Opinião sem Ressalva, permanece inalterada e, portanto, sem modificação na Opinião em função dessa matéria.

#### 4.2 - Ênfase sobre Ativos Financeiros da Concessão

Com base na Nota Explicativa nº 07 a Companhia, mantém contabilizado, arrimada no que preconiza o § 2º do artigo 5º da Lei nº 12.783/2013, R\$ 505.025 mil relativos aos Ativos Financeiros da Concessão com base em estimativa dos valores atualizados até 31/12/2017 conforme Nota Técnica nº 336/2016-SGT/ANEEL, reconhecendo contabilmente, conforme quadro abaixo:

Transmissão	31/12/2017	31/12/2016
Saldo histórico dos ativos RBSE/RPC	138.498	138.498
Diferença entre o VNR e o saldo histórico	88.606	88.606
Valor homologado pela ANEEL	227.104	227.104
Atualização - IPCA e remuneração	277.921	240.642
<b>Valor total do ativo financeiro atualizado</b>	<b>505.025</b>	<b>467.746</b>
Receita operacional	366.527	329.248
Provisão de IRPJ/CSLL	(124.619)	(111.944)
<b>Efeito líquido no resultado</b>	<b>241.908</b>	<b>217.304</b>

Da melhor exegese da legislação pertinente à “reversão”, depreende-se que a remuneração destes ativos se dará pela seguinte forma:

- ✓ Pelo custo do capital correspondente aos ativos, composto por remuneração e depreciação acrescidos dos devidos tributos a partir do processo tarifário de 2017; sendo que a remuneração será dada através do Custo Médio Ponderado de Capital e a depreciação será paga em função da vida útil de cada ativo incorporado à Base de Remuneração Regulatória;
- ✓ O custo de capital não incorporado desde as prorrogações das concessões até o processo tarifário será atualizado e remunerado pelo custo de capital próprio. A partir do processo tarifário de 2017 o custo de capital será remunerado pelo Custo Médio Ponderado de Capital pelo prazo de oito anos;
- ✓ Para as empresas que ainda não tiveram os valores homologados foi considerado como melhor estimativa da Administração o laudo de fiscalização emitido pela ANEEL.





Em qualquer uma das situações precitadas, a dita legislação prevê que os valores devidos vão compor a base de remuneração regulatória da Companhia, ou seja, serão repassados às tarifas de energia dos consumidores e que isso será iniciado a partir do processo tarifário de 2017, assim sendo o saldo definitivo obtido inicialmente por meio de tais estimativas depende da BRR homologada no processo tarifário de 2017. Nossa opinião exarada no parágrafo (2) Base para Opinião sem Ressalva sobre as Informações Contábeis Intermediárias, permanece inalterada e, portanto, sem modificação na conclusão em função dessa matéria.

#### 4.3 - Ênfase sobre Seguros

Com base na afirmativa da Nota Explicativa nº 31, os riscos decorrentes de eventuais sinistros sob os bens e instalações que compõem o imobilizado destinado às operações, não tem cobertura de uma apólice de seguro, como determinam os contratos de concessão. Nossa opinião exarada no parágrafo (2) Base para Opinião sem Ressalva, permanece inalterada e, portanto, sem modificação na Opinião em função dessa matéria.

### (5) Outros Assuntos

#### 5.1 Demonstração do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria da demonstração financeira da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com a demonstração financeira e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação à demonstração financeira tomada em conjunto.

### (6) Principais Assuntos de Auditoria

Os Principais Assuntos de Auditoria (PAA's) são aqueles que, reputamos de maior relevância em função de sua materialidade financeira ou sua complexidade operacional, conforme o caso, a partir de nosso julgamento profissional, os quais foram considerados os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras tomadas em conjunto com as notas explicativas e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

#### 6.1 Ativo Financeiro (Nota explicativa nº 7)

Conforme Nota Explicativa nº 7, o principal ativo da Companhia é seu ativo financeiro no montante de R\$ 830.915 em 31/12/2017 (R\$ 669.493 mil em 31/12/2016), segregado em curto e longo prazo, de acordo com a vigência do contrato de concessão. E estão segregados esses saldos com o contrato de concessão nº 063/2001, referente a linha de transmissão, contrato de concessão nº 03/2015, linha de transmissão de Itumbiara, contrato de concessão nº 02/2016, Usina de Rochedo, contrato de concessão nº 04/2016, Luziânia e Portaria MME nº 352/2013, usina de São Domingos.





A administração registra os contratos de concessão de geração/transmissão de energia dentro dos critérios de aplicação da interpretação técnica 01 - ICPC 01 (R1), reconhecendo o ativo financeiro à medida do seu direito contratual de recebimento, garantindo o seu direito incondicional de recebimento de caixa se a concedente garantir em contrato o pagamento de valores acordados.

Esse assunto foi considerado significativo para nossa auditoria, tendo em vista a relevância dos valores envolvidos e os eventuais impactos por julgamentos e entendimentos dos registros do ativo financeiro da Companhia.

✓ **Como nossos auditores abordaram esse assunto?**

Especificamente para o ativo financeiro, nosso planejamento incluiu o estudo e avaliação dos controles auxiliares da Companhia na composição do ativo financeiro, da receita de operação e construção, receitas financeiras, com base no grau de credibilidade atribuído estabelecemos os procedimentos de auditoria a ser aplicados, consubstanciados por testes de substância e de observância na oportunidade e profundidade apropriadas, dentre os quais destacamos: revisão dos cálculos da indenização/reversão, discussão com os principais envolvidos na governança da Companhia, leitura dos Despachos, Portarias e Contratos de Concessão aderentes à matéria. A evolução desses saldos foi validada mediante documentação hábil que suportou as mutações ocorridas por adições, baixas e transferências do ativo imobilizado e intangível, que geraram impacto na movimentação dos fluxos de caixa dos ativos financeiros e sua adequada divulgação em notas explicativas que integram o conjunto das demonstrações financeiras da Companhia.

**6.2 Investimentos (Nota Explicativa nº 9)**

Conforme Nota Explicativa nº 9, a Companhia possui Investimentos em coligadas e controladas em conjunto "joint venture" no montante de R\$158.959 mil em 31/12/2017 (R\$135.233 mil em 31/12/2016), esses saldos sofreram um aumento devido aportes e AFAC e equivalência patrimonial das investidas. Apresentando a seguinte posição:

Rubrica	% Capital Social	31/12/2017	31/12/2016
Coligadas		42.228	22.317
Energética Fazenda Velha S.A. <sup>1</sup>	20%	4.524	4.537
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A. <sup>2</sup>	10%	37.704	18.780
Controladas em conjunto (joint venture)		116.682	111.862
Energética Corumbá III S.A. <sup>3</sup>	37,0%	63.157	63.588
Pantanal Transmissão S.A. <sup>4</sup>	49,0%	34.061	29.203
Lago Azul Transmissão S.A. <sup>5</sup>	50,1%	20.000	19.271
Piriripósis Transmissão S.A. <sup>6</sup>	49,0%	(541)	(198)
Avallados ao custo		49	44
Sicob - Juhrecredim <sup>7</sup>	(0)	(4)	44
		158.959	135.233

Esse assunto foi considerado significativo para nossa auditoria devido à relevância dos valores envolvidos entre as coligadas e *joint ventures*, sendo que a Administração da Companhia necessita exercer, efetivo e rigoroso controle desses investimentos para que seus saldos quando consolidados ofereçam segurança na determinação dos valores apresentados.

✓ **Como nossos auditores abordaram esse assunto?**

Nosso planejamento, iniciado pelo estudo e avaliação dos controles internos aderentes ao assunto, intuíram a aplicação dos procedimentos de auditoria julgados oportunos e incluíram, entre outros, a revisão das informações de suas investidas para base do cálculo da equivalência patrimonial, a revisão dos cálculos e composições de participação individual em cada investida, validação dos controles

*[Handwritten signatures in blue ink]*





analíticos elaborados pela Governança da Companhia, testes na efetivação do saldo de equivalência patrimonial, movimentação do mapa de investimento e leitura de todos as demonstrações financeiras destas investidas que são auditados por outros auditores independentes registrados na Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

Também efetuamos a análise da razoabilidade dos cálculos matemáticos incluídos em tais documentos. Os nossos procedimentos incluíram também a avaliação das divulgações efetuadas pela Companhia nas demonstrações contábeis.

### 6.3 Provisão para litígios (Nota explicativa n° 19)

Observando ao que determina a NTG 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, a Companhia efetua provisão com base em avaliação de classificação e qualificação dos riscos com probabilidade, considerada de perda provável, cujo montante registrado é de R\$ 7.837 mil em 31/12/2017 (R\$5.677 em 31/12/2016). Para as ações classificadas e qualificadas com perda possível, apenas é mencionado em notas explicativas o montante estimado de R\$1.595 em 31/12/2017 (R\$173 em 31/12/2016). Esta avaliação é suportada pelo julgamento da Administração, conjuntamente com seus assessores jurídicos, considerando-se as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da Administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis. Os litígios classificados e qualificados como de remota perda, não são registrados contabilmente ou mencionados em notas explicativas.

Esse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria devido à relevância dos valores envolvidos, principalmente em relação aos processos com prognóstico de perda possível, ao grau de julgamento que precisou ser exercido pela Administração da Companhia, para a determinação se uma provisão deve ser registrada, bem como pela complexidade do ambiente jurídico no Brasil. A avaliação dos processos quanto ao seu valor e probabilidade de desembolso financeiro inclui ainda grau de julgamento por parte da Administração e de seus assessores jurídicos internos.

#### ✓ Como nossos auditores abordaram esse assunto?

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o envio de cartas de circularização dos advogados internos na data-base de 31 de dezembro de 2017, análise histórica e comparativa de causas similares, pesquisa pelo CNPJ da Companhia diretamente aos "sítios" dos diversos Tribunais, em busca de ações ainda não citadas ao polo passivo para cotejamento da efetividade operacional e implementação dos controles internos relacionados à identificação, à avaliação, à mensuração e à divulgação das Provisões e Passivos Contingentes.

Supletivamente, com base em testes de substância e de observância, avaliamos a suficiência das provisões reconhecidas e dos valores de contingências divulgados, por meio da avaliação dos critérios e premissas utilizadas e metodologia de mensuração, considerando ainda a avaliação dos assessores jurídicos internos da Companhia, bem como dados e informações históricas acerca do mérito e jurisprudência a ser consideradas. Este trabalho incluiu também analisar se as divulgações efetuadas nas demonstrações contábeis estão de acordo com as regras aplicáveis, segundo o arcabouço normativo do Conselho Federal de Contabilidade - CFC e, se fornecem informações sobre a natureza, a exposição e os valores provisionados ou divulgados, relativos aos principais assuntos fiscais, civis e trabalhistas em que a Companhia está envolvida.





**(7) Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior**

Os valores correspondentes relativos ao balanço patrimonial individual referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016 e as informações contábeis relativas às demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado (informação suplementar), foram auditados, por outros auditores independentes que emitiram relatórios de auditoria datados de 27 de março de 2017, respectivamente, contendo ênfase relativa aos ajustes de exercícios anteriores que redundaram em reapresentação dos saldos do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2015.

**(8) Outras informações que acompanham as Demonstrações Financeiras e o Relatório do Auditor Independente**

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

Nossa opinião sobre a demonstração financeira não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria da demonstração financeira, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com a demonstração financeira 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.

**(9) Responsabilidades da Administração e da Governança pelas Demonstrações Financeiras**

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação da demonstração financeira de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstração financeira livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração da demonstração financeira, 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 da demonstração financeira, 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 da demonstração financeira.

**(10) Responsabilidades do Auditor pela Auditoria das Demonstrações Financeiras**

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que a demonstração financeira, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e





internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes.

As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base na referida demonstração financeira.

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 na demonstração financeira, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- ✓ Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- ✓ Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- ✓ Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações na demonstração financeira 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 da demonstração financeira, inclusive as divulgações e se a demonstração financeira representa as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

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

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





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

Goânia/GO, 22 de março de 2018.



**AUDIMEC - AUDITORES INDEPENDENTES S/S**

CRC/PE 000150/O "S"GO

*Luciano Gonçalves de Medeiros Pereira*  
**Luciano Gonçalves de Medeiros Pereira**

Contador - CRC/PE 010483/O-9 "S"GO  
Sócio Sênior

*Phillipe de Aquino Pereira*  
**Phillipe de Aquino Pereira**  
Contador - CRC/PE 028157/O-2 "S"GO

*Thomaz de Aquino Pereira*  
**Thomaz de Aquino Pereira**  
Contador - CRC/PE 021100/O-8 "S"GO



DECLARAÇÃO DE CONCORDÂNCIA COM O RELATÓRIO DOS AUDITORES  
INDEPENDENTES

Os Diretores da Celg Geração e Transmissão S.A. - Celg GT, em cumprimento ao disposto no Art. 25, inciso V da Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, e às disposições estatutárias, declaram que reviram, discutiram e concordam com o Parecer, sem ressalvas, da Audimec Auditores Independentes S.S., emitido em 22 de março de 2018, referente às Demonstrações Financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2017.

Goiânia, 22 de março de 2018.

  
Brailto Afonso Morais  
Diretor Presidente  
CPF nº 082.965.101-20

  
Humberto Tannus Júnior  
Diretor Vice-Presidente  
CPF nº 167.058.231-00

  
Augusto Francisco da Silva  
Diretor Técnico e Comercial  
CPF nº 122.424.701-91



CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CELG GT

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016

(Valores expressos em milhares de reais)

ATIVO	Notas	31/12/2017	31/12/2016	PASSIVO	Notas	31/12/2017	31/12/2016
<b>CIRCULANTE</b>				<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	4	11.867	40.564	Fornecedores	12	6.984	6.182
Contas a receber	5	23.982	7.314	Empréstimos e financiamentos	13	4.751	5.248
Créditos fiscais	6	196	6.338	Obrigações sociais e trabalhistas	14	4.495	3.845
Estoques		2.811	2.768	Benefício pós-emprego	15	203	161
Despesas antecipadas		426	469	Tributos	16	6.674	2.348
Ativo financeiro	7	160.931	117.558	Dividendos a pagar	22	20.950	57.951
Outros devedores	8	5.458	1.902	Encargos setoriais	17	2.512	2.170
				Outros credores	18	368	449
Total do ativo circulante		205.671	176.913	Total do passivo circulante		46.937	78.354
<b>NÃO CIRCULANTE</b>				<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
<b>REALIZÁVEL A LONGO PRAZO</b>				<b>REALIZÁVEL A LONGO PRAZO</b>			
Depósitos judiciais e cauções		1.182	15.871	Empréstimos e financiamentos	13	5.276	9.979
Ativo financeiro	7	669.984	551.935	Benefício pós-emprego	15	782	70
Outros devedores	8	5.828	1.761	Provisão para litígios	19	7.837	5.677
				Encargos setoriais	17	2.851	2.316
		676.994	569.567	Tributos diferidos	20	141.175	118.975
				Outros credores	18	52.000	90
INVESTIMENTOS	9	158.959	135.223	Total do passivo não circulante		209.921	137.107
IMOBILIZADO	10	10.644	11.344	<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
INTANGÍVEL	11	7.107	432	Capital realizado	22	549.095	491.143
Total do ativo não circulante		853.704	716.566	Outros resultados abrangentes	22	(782)	(70)
				Reserva legal	22	17.500	13.090
				Reserva de retenção de lucros	22	236.704	173.855
				Total do patrimônio líquido		802.517	678.018
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>1.059.375</b>	<b>893.479</b>	<b>TOTAL DO PASSIVO</b>		<b>1.059.375</b>	<b>893.479</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.



CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CELG GT

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016

(Valores expressos em milhares de reais, exceto resultado por ações)

	Notas	31/12/2017	31/12/2016
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	23	249.321	441.605
Custos operacionais	24	(122.615)	(64.000)
<b>LUCRO BRUTO OPERACIONAL</b>		<b>126.706</b>	<b>377.605</b>
Despesas operacionais	24	(31.685)	(29.621)
<b>LUCRO OPERACIONAL ANTES DOS OUTROS RESULTADOS</b>		<b>95.021</b>	<b>347.984</b>
Outros resultados operacionais	25	853	(8.124)
Resultado da equivalência patrimonial	9	22.514	11.305
Resultado financeiro	26	1.357	10.376
<b>LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>		<b>119.745</b>	<b>361.541</b>
Imposto de renda e contribuição social	27	(31.536)	(119.057)
<b>LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>		<b>88.209</b>	<b>242.484</b>
<b>LUCRO POR AÇÕES</b>		<b>0,268</b>	<b>0,735</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.



CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CELG GT

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS ABRANGENTES

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016

(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2017	31/12/2016
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		88.209	242.484
Perdas atuariais de benefício pós-emprego	15	(712)	(70)
<b>RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO</b>		<b>87.497</b>	<b>242.414</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.





CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CELG GT

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016

(Valores expressos em milhares de reais)

	Capital social	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Reserva de lucros a realizar	Lucros ou prejuízos acumulados	Patrimônio Líquido
<b>SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 (REAPRESENTADO)</b>	<b>378.325</b>	<b>-</b>	<b>965</b>	<b>1.085</b>	<b>362</b>	<b>-</b>	<b>380.737</b>
Aporte de capital	112.818	-	-	-	-	-	112.818
Perdas atuariais de benefício pós-emprego (Nota 15)	-	(70)	-	-	-	-	(70)
Reversão de reserva de lucros a realizar (Nota 22)	-	-	-	-	(362)	362	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	242.484	242.484
Dividendos mínimos obrigatórios (Nota 22)	-	-	-	-	-	(57.951)	(57.951)
Constituição de reservas de lucros (Nota 22)	-	-	12.125	172.770	-	(184.895)	-
<b>SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016</b>	<b>491.143</b>	<b>(70)</b>	<b>13.090</b>	<b>173.855</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>678.018</b>
Aporte de capital	57.952	-	-	-	-	-	57.952
Perdas atuariais de benefício pós-emprego (Nota 15)	-	(712)	-	-	-	-	(712)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	88.209	88.209
Dividendos mínimos obrigatórios (Nota 22)	-	-	-	-	-	(20.950)	(20.950)
Constituição de reservas de lucros (Nota 22)	-	-	4.410	62.849	-	(67.259)	-
<b>SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017</b>	<b>549.095</b>	<b>(782)</b>	<b>17.500</b>	<b>236.704</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>802.517</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.



CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CELG GT

DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016

(Valores expressos em milhares de reais)

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<b>FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		
Recebimentos de clientes e outros	92.361	69.627
Pagamentos a fornecedores	(12.446)	(9.942)
Pagamentos de empregados e encargos sociais	(36.864)	(29.102)
Pagamentos de tributos e encargos setoriais	(18.923)	(28.867)
Outras despesas operacionais e administrativas	(2.221)	(2.287)
<b>CAIXA GERADO (CONSUMIDO) PELAS (NAS) OPERAÇÕES</b>	<b>21.907</b>	<b>(571)</b>
Rendimentos de aplicações financeiras	1.593	8.119
Receitas financeiras recebidas	2.353	483
Despesas financeiras pagas	(1.085)	(1.040)
Tributos sobre o lucro	(4.939)	(1.865)
<b>CAIXA LÍQUIDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>	<b>19.829</b>	<b>5.126</b>
<b>FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>		
Dividendos recebidos	5.741	538
Aquisição de investimentos societários	(14.127)	(20.054)
Aquisição de ativo financeiro	(96.748)	(57.622)
Aquisição de imobilizado	(2.468)	(3.010)
Aquisição de intangível	-	(58)
Outros	12.452	(302)
<b>CAIXA LÍQUIDO DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>	<b>(95.150)</b>	<b>(80.508)</b>
<b>FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>		
Aporte de capital e AFAC	52.000	(7.900)
Mútuos obtidos	-	6.877
Recebimento de empréstimos concedidos	-	49.110
Pagamento de mútuos obtidos	(1.981)	-
Pagamento de empréstimos obtidos	(3.395)	(3.394)
<b>CAIXA LÍQUIDO DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>	<b>46.624</b>	<b>44.693</b>
<b>REDUÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>(28.697)</b>	<b>(30.689)</b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	40.564	71.253
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	11.867	40.564
<b>REDUÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>(28.697)</b>	<b>(30.689)</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.



CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CELG GT

DEMONSTRAÇÃO DOS VALORES ADICIONADOS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016

(Valores expressos em milhares de reais)

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<b>1. RECEITAS</b>		
Receita operacional	63.186	59.883
Outras receitas	111.526	374.142
Receita de construção de ativos próprios	99.272	32.056
Provisão/Reversão para créditos de liquidação duvidosa	(100)	(42)
	<u>273.884</u>	<u>466.039</u>
<b>2. INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS</b>		
Custos dos produtos, das mercadorias e dos serviços vendidos	(732)	-
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(104.983)	(40.776)
Perda/Recuperação de valores ativos	-	(5.986)
Outros custos operacionais	(7.123)	(15.709)
	<u>(112.838)</u>	<u>(62.471)</u>
<b>3. VALOR ADICIONADO BRUTO (1 - 2)</b>	<b>161.046</b>	<b>403.568</b>
<b>4. RETENÇÕES</b>		
Depreciação e amortização	(1.434)	(2.102)
	<u>(1.434)</u>	<u>(2.102)</u>
<b>5. VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE (3 - 4)</b>	<b>159.612</b>	<b>401.466</b>
<b>6. VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA</b>		
Resultado de equivalência patrimonial	22.514	11.305
Receitas financeiras e variações monetárias ativas	3.394	12.940
Receita de dividendos e aluguéis	208	206
	<u>26.116</u>	<u>24.451</u>
<b>7. VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR (5 + 6)</b>	<b>185.728</b>	<b>425.917</b>
<b>8. DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>		
8.1. Pessoal	34.081	31.230
8.2. Impostos, taxas e contribuições	61.645	150.294
8.3. Remuneração de capitais de terceiros	1.793	1.909
8.4. Remuneração de capitais próprios	88.209	242.484

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.



## CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CELG GT

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS REFERENTES AOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 31 DE DEZEMBRO DE 2016

(Valores expressos em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma)

## 1. CONTEXTO OPERACIONAL

A CELG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. - CELG GT (“Companhia”) é uma sociedade anônima de capital fechado, subsidiária integral da COMPANHIA CELG DE PARTICIPAÇÕES (“CELGPAR”), com sede na cidade de Goiânia, Estado de Goiás, Brasil, constituída em 15 de dezembro de 2005 com início das suas operações a partir de 1º de setembro de 2006, como resultado do processo de desmembramento das atividades da COMPANHIA ENERGÉTICA DE GOIÁS - CELG, determinado pelo Governo Federal conforme Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

1.1. Objeto Social

A CELG GT está destinada à exploração técnica e comercial de instalações de geração e de transmissão que lhes foram outorgados pelo Poder Concedente, para isso poderá realizar estudos, elaborar projeções, pesquisar, planejar, construir e operar instalações de geração, transformação e transporte de energia elétrica, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. Adicionalmente, a CELG GT está autorizada a participar de consórcios ou companhias, em conjunto com empresas privadas, com o objetivo de desenvolver atividades nas áreas de energia, observada a legislação aplicável.

A Companhia possui usinas hidrelétricas, linhas e subestações de transmissão pertencentes à rede básica do sistema brasileiro de geração e transmissão.

1.2. Concessões

A transferência das concessões de geração e transmissão de energia elétrica da COMPANHIA ENERGÉTICA DE GOIÁS para a CELG GT foi aprovada pela ANEEL através da Resolução Autorizativa nº 643, de 25 de julho de 2006.

Companhia detém junto à ANEEL as seguintes concessões:

Geração	Localidade	Estado	Contrato	Data da concessão	Vencimento	Capacidade instalada (MW)	Capacidade utilizada (MW)
Hidrelétricas:							
São Domingos <sup>1</sup>	Rio São Domingos	GO	62/2000	22/05/1981	24/05/2011	12,000	12,000
Mambaí <sup>2</sup>	Rio Corrente	GO	62/2000	17/01/1973	07/07/2015	0,350	0,350
Mosquito <sup>3</sup>	Rio Mosquito	GO	62/2000	25/08/2000	07/07/2015	0,360	0,360
Rochedo <sup>4</sup>	Rio Meia Ponte	GO	02/2016	05/01/2016	05/01/2046	4,000	4,000
						<b>16,710</b>	<b>16,710</b>



<sup>1</sup> Apesar da concessão estar vencida, a CELG GT continua operando a usina por autorização, conforme Portaria nº 352, de 10 de outubro de 2013, do Ministério de Minas e Energia - MME, sem previsão de término. Em 14 de março de 2008 foi solicitada a renovação da concessão pela administração da CELG GT, estando esta renovação em discussão administrativa junto ao MME, bem como na esfera judicial.

<sup>2</sup> A CGH Mambaí foi extinta em função do seu alagamento para construção da PCH Mambaí II. Em função disso, é disponibilizado energia pelo período integral de concessão obtido pela exploração da citada Pequena Central Hidrelétrica Mambaí II e de suas eventuais prorrogações, no montante mensal de 203,792 MWh, como contraprestação ao bloco de energia que a CGH Mambaí I deixou de produzir mensalmente a partir de sua efetiva paralisação. A forma de pagamento se dá através da entrega dos montantes descritos acima na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

<sup>3</sup> A CGH Mosquito está paralisada e o sítio encontra-se em estudo, para implantação do aproveitamento ótimo, em fase de licenciamento ambiental. As Centrais de Geração Hidrelétrica estão dispensadas de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicado ao órgão regulador o seu funcionamento para fins de registro.

<sup>4</sup> Contrato de concessão para prestação de serviço de geração de energia elétrica em regime de alocação de cotas de garantia física de energia e potência, nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Transmissão	Localidade	Contrato de concessão	Data da concessão	Vencimento	Capacidade instalada (MVA/MVar) Subestações	Extensão (km) Linhas de transmissão
Subestações e linhas:						
Rede básica <sup>1</sup>	Goiás	63/2001	07/07/1995	05/12/2042	3.208	745
Rede básica <sup>2</sup>	Goiás / Minas Gerais	03/2015	06/03/2015	06/03/2045	-	11
Rede básica <sup>3</sup>	Goiás	04/2016	20/01/2016	20/01/2046	300	-
					<b>3.508</b>	<b>756</b>

<sup>1</sup> Concessão composta por 12 subestações de transmissão de 230 kV e 14 linhas de transmissão na tensão de 230 kV.

<sup>2</sup> Concessão composta pela LT 230 kV Itumbiara - Paranaíba - C2. Em fase pré-operacional.

<sup>3</sup> Concessão composta pela SE 500 kV Luziânia - Compensador Estático 500 kV - (-150/+300) Mvar. Em fase pré-operacional.

## 2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

### 2.1. Bases de preparação

As Demonstrações Financeiras foram preparadas em conformidade às normas internacionais de contabilidade ("IFRS" - *Internacional Financial Reporting Standards*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

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

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



A autorização para a conclusão destas Demonstrações Financeiras foi dada pela Administração em 26 de março de 2018.

#### 2.2. Base de mensuração

As Demonstrações Financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto quando informado de outra forma, como descrito nas práticas contábeis a seguir. O custo histórico usualmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas em troca de ativos.

#### 2.3. Moeda funcional e de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o Real, e as Demonstrações Financeiras estão sendo apresentadas em milhares de reais. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores. Desta forma, os valores em milhares apresentados quando somados podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

#### 2.4. Uso de estimativas, julgamentos e premissas

A preparação das Demonstrações Financeiras exige que a Administração da Companhia faça julgamentos e adote estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas.

Por definição, as estimativas contábeis raramente serão iguais aos respectivos resultados reais. Desta forma, a Administração da Companhia revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua, baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva.

As Demonstrações Financeiras incluem a utilização de estimativas que levaram em consideração avaliações e julgamentos da Administração, experiências de eventos passados e correntes, pressupostos relativos a eventos futuros e outros fatores objetivos e subjetivos. Os itens significativos sujeitos a essas estimativas são:

- a) análise do risco de crédito para determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa e de outros riscos para a determinação da necessidade de provisões, inclusive para contingências trabalhistas e transações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;
- b) revisão da vida útil econômica do ativo imobilizado e de sua recuperação nas operações;
- c) mensuração do valor justo de instrumentos financeiros;
- d) compromissos com plano de benefícios de colaboradores;
- e) imposto de renda e contribuição social diferidos; e
- f) provisões para contingências.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores divergentes dos registrados nas Demonstrações Financeiras devido às imprecisões inerentes ao processo de estimativa. Essas estimativas são revisadas periodicamente.



## 2.5. Avaliação de Investimento em Joint Venture

O investimento em controlada em conjunto, objeto do Pronunciamento Técnico CPC 19 (R2) - Negócios em Conjunto, é avaliado pelo método da equivalência patrimonial no balanço individual da adquirente e apresentado pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações, tanto como parte das práticas contábeis brasileiras, quanto das normas internacionais de contabilidade, que admitem o uso da equivalência patrimonial alternativamente à consolidação proporcional, alternativa adotada pelo CPC a partir da versão revisada (R2) do Pronunciamento Técnico CPC 19, conforme determinado pela Interpretação Técnica ICPC 09 (R2).

Em 31 de dezembro de 2017 a participação nas controladas em conjunto se apresentava da seguinte forma:

Controlada em conjunto	Data base das Demonstrações Financeiras	Participação %	
		31/12/2017	31/12/2016
Energética Corumbá III S.A.	31/12/2017	37,50	37,50
Pantanal Transmissão S.A.	31/12/2017	49,00	49,00
Lago Azul Transmissão S.A.	31/12/2017	50,10	50,10
Firminópolis Transmissão S.A.	31/12/2017	49,00	49,00

## 2.6. Informações por segmento

Um segmento operacional é um componente da Companhia que desenvolve atividades de negócio das quais pode obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes da Companhia. Todos os resultados operacionais desses segmentos são revistos frequentemente pela Administração para decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para o qual informações financeiras individualizadas estão disponíveis.

Os resultados de segmentos que são reportados à Administração incluem itens diretamente atribuíveis, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis. Os itens não alocados compreendem principalmente ativos corporativos (primariamente a sede da Companhia), despesas da sede e ativos e passivos de imposto de renda e contribuição social.

Os gastos de capital por segmento são os custos totais incorridos durante o exercício para a aquisição de ativo financeiro da concessão, ativo imobilizado, e ativos intangíveis não sendo ágio.

## 2.7. Demonstração do Valor Adicionado

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza gerada pelas empresas assim como sua distribuição durante determinado período. É apresentada, conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas Demonstrações Financeiras. Não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRS.



### 3. PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

#### 3.1. Caixa e equivalentes de caixa

A Companhia considera como caixa e equivalentes de caixa o montante em caixa, depósitos bancários e investimentos de curto prazo.

Para que um investimento seja qualificado como equivalente de caixa é preciso ter conversibilidade imediata em montante conhecido de caixa e estar sujeito a um insignificante risco de mudança de valor.

#### 3.2. Contas a receber

Representam os valores faturados aos concessionários do serviço público de distribuição de energia elétrica, de acordo com contratos realizados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs ou cotas de garantia física de energia e potência, operações realizadas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e os valores a receber referentes aos serviços de construção, da receita financeira e dos serviços de operação e manutenção, bem como o valor do ativo indenizável da geração/transmissão de energia elétrica.

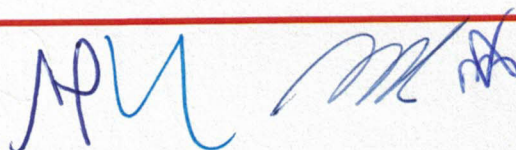
O ativo indenizável registrado ao término da construção, refere-se à parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão e ao qual a Companhia terá direito de receber caixa ou outro ativo financeiro ao término da vigência do contrato de concessão. Conforme definido nos contratos, a extinção da concessão determinará, de pleno direito, a reversão ao poder concedente dos bens vinculados ao serviço, procedendo-se os levantamentos e avaliações, bem como a determinação do montante da indenização devida à concessionária, observando os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico. A Companhia estimou o valor de indenização de seus ativos com base nos seus respectivos valores de livros, sendo este o montante que a Administração entende ser o mínimo garantido pela regulamentação em vigor. Considerando que a Administração monitora de maneira constante a regulamentação do setor, em caso de mudanças nesta regulamentação que por ventura alterem a estimativa sobre o valor de indenização dos ativos, os efeitos contábeis destas mudanças serão tratados de maneira prospectiva nas Demonstrações Financeiras. No entanto, a Administração reitera seu compromisso em continuar a defender os interesses dos acionistas da Companhia na realização destes ativos, visando a maximização do retorno sobre o capital investido na concessão, dentro dos limites legais.

#### 3.3. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Em conformidade aos critérios de constituição que constam Nota Explicativa n° 5, a Administração resguarda um montante, considerado satisfatório, objetivando a cobertura de eventuais perdas na realização dos créditos a receber da Companhia.

#### 3.4. Estoques (inclusive do ativo imobilizado)

Os materiais no almoxarifado classificados no ativo circulante e aqueles destinados a investimentos, classificados no ativo imobilizado, estão registrados pelo custo médio de aquisição. Os valores contabilizados não excedem seus valores de realização. Os materiais em estoque são classificados no ativo circulante e os destinados a obras são classificados no Ativo Imobilizado e Ativo Financeiro, não sendo depreciados ou amortizados.





### 3.5. Investimentos

As informações financeiras das controladas em conjunto e das coligadas são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial. O investimento da Companhia inclui o ágio identificado na aquisição, líquido de quaisquer perdas acumuladas por redução ao valor recuperável.

### 3.6. Imobilizado

Os bens do ativo imobilizado vinculados aos contratos de concessão de serviço público são depreciados pelo método linear com base nas taxas anuais estabelecidas e revisadas periodicamente pela Aneel, as quais são praticadas e aceitas pelo mercado como representativas da vida útil econômica dos bens vinculados à infraestrutura da concessão. No entanto, os bens vinculados aos contratos de uso de bem público sob o regime de produtor independente de energia elétrica são depreciados com base nas taxas anuais estabelecidas pela ANEEL, limitados ao prazo da concessão. Os demais bens do ativo imobilizado são depreciados pelo método linear com base na estimativa de vida útil.

A depreciação é calculada sobre os bens do ativo imobilizado em serviço, pelo método linear, tomando por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastro - UC, como determina a Resolução Normativa ANEEL nº 674 de 11 de agosto de 2015, às taxas constantes na tabela anexa à mesma Resolução, as quais refletem a vida útil estimada dos bens.

### 3.7. Intangível

Inclui os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos destinados a manutenção da entidade ou exercidos com tal finalidade. Os ativos intangíveis serão amortizados caso sua vida útil possa ser razoavelmente estimada, caso contrário serão considerados de vida útil indefinida sendo sujeitos ao teste de recuperabilidade econômica.

A amortização é calculada sobre os bens do ativo intangível em serviço, pelo método linear, tomando por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastro - UC, como determina a Resolução Normativa ANEEL nº 674 de 11 de agosto de 2015, às taxas constantes na tabela anexa à mesma Resolução, as quais refletem a vida útil estimada dos bens.

### 3.8. Empréstimos e financiamentos

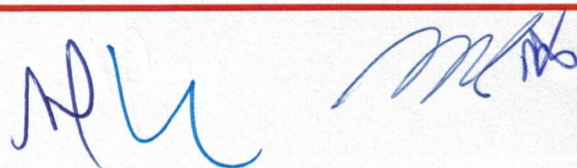
São atualizados pelas variações monetárias incorridas até a data do final do exercício, incluindo juros e demais encargos previstos contratualmente. A Companhia não possui operações em moeda estrangeira.

### 3.9. Plano de suplementação de aposentadoria e pensão

A CELG GT é patrocinadora da ELETRA - FUNDAÇÃO CELG DE SEGUROS E PREVIDÊNCIA. Os custos associados ao plano previdenciário são reconhecidos à medida que as contribuições são devidas, observando o regime de competência e a Deliberação CVM nº 695 de 13 de dezembro de 2012.

### 3.10. Imposto de renda e contribuição social

São calculados e provisionados com base nas alíquotas efetivas, vigentes na data de elaboração das Demonstrações Financeiras, de imposto de renda e contribuição social.





### 3.11. Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D

Conforme a Lei nº 9.991/2000, as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de geração e transmissão de energia elétrica estão obrigadas a destinar anualmente o percentual de 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, conforme Resolução Normativa Aneel nº 504/2012.

### 3.12. Provisões

As provisões são reconhecidas em função de um evento passado quando há uma obrigação legal ou construtiva que possa ser estimada de maneira confiável e se for provável a exigência de um recurso econômico para liquidar esta obrigação. Quando aplicável, as provisões são apuradas através do desconto dos fluxos de desembolso de caixa futuros esperados a uma taxa que considera as avaliações atuais de mercado e os riscos específicos para o passivo.

### 3.13. Estimativas

A preparação das informações financeiras requer que a Administração da Companhia se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam os ativos e passivos, receitas e despesas da Companhia, bem como a divulgação de informações sobre dados das suas Demonstrações Financeiras. Os resultados finais das transações e informações, em sua efetiva realização nos exercícios subsequentes, podem diferir das estimativas.

As principais estimativas relacionadas às Demonstrações Financeiras referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de:

- a) Provisão para créditos de liquidação duvidosa;
- b) Provisão para contingências; e
- c) Transações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

### 3.14. Demonstração dos Fluxos de Caixa

As informações sobre o fluxo de caixa de uma entidade são úteis para proporcionar aos usuários das Demonstrações Financeiras uma base para avaliar a capacidade da entidade gerar caixa e equivalentes de caixa, assim como as necessidades da entidade de uso desses fluxos de caixa. As decisões econômicas que são tomadas pelos usuários exigem avaliação da capacidade em gerar caixa e equivalentes de caixa, bem como da época de sua ocorrência e do grau de certeza de sua geração.

A Demonstração dos Fluxos de Caixa, quando usada em conjunto com as demais Demonstrações Financeiras, proporciona informações que permitem que os usuários avaliem as mudanças nos ativos líquidos da entidade, sua estrutura financeira (inclusive sua liquidez e solvência), sua capacidade para mudar os montantes e a época de ocorrência dos fluxos de caixa, a fim de adaptá-los às mudanças nas circunstâncias e oportunidades.

Segundo o CPC 03 (R2) - Demonstração dos Fluxos de Caixa, os fluxos de caixa referentes a juros, dividendos e juros sobre o capital próprio (JSCP) recebidos e pagos devem ser apresentados separadamente. Cada um deles deve ser classificado de maneira consistente, de exercício a exercício, em decorrência de atividades operacionais, de investimento ou de financiamento.





O CPC encoraja fortemente as entidades a classificarem os juros, recebidos ou pagos, os dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos como fluxos de caixa das atividades operacionais, e os dividendos e juros sobre o capital próprio pagos como fluxos de caixa das atividades de financiamento. Contudo, a CELG GT adotava alternativa diferente e, após revisão da Administração, ficou decidido que seguiríamos em parte o que preconiza o CPC. Por entendermos que a classificação abaixo tem uma representação mais adequada dos fluxos de caixa da Companhia, a CELG GT adota a seguinte opção:

Rubrica	CPC	CELG GT
Juros pagos	Atividades operacionais	Atividades operacionais
Juros recebidos	Atividades operacionais	Atividades operacionais
Dividendos pagos	Atividades de financiamento	Atividades de financiamento
Dividendos recebidos	Atividades operacionais	Atividades de investimento
JSCP pagos	Atividades de financiamento	Atividades de financiamento
JSCP recebidos	Atividades operacionais	Atividades de investimento

### 3.15. Procedimentos de Consolidação

Os investimentos nas controladas são demonstrados ao custo e ajustados pelo método de equivalência patrimonial. O saldo do valor patrimonial dos investimentos nas controladas em conjunto permaneceram ajustados pela equivalência patrimonial nas Demonstrações Financeiras, incluindo a respectiva provisão para desvalorização do investimento nessas participações societárias, ou seja, os saldos patrimoniais e de resultado dessas controladas em conjunto não foram consolidados com a CELG GT nas Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2017 comparativamente à posição apresentada em 31 de dezembro de 2016.

Dessa forma, as informações individuais das controladas em conjunto não foram incorporadas ao processo de consolidação da CELG GT na data base de 31 de dezembro de 2017, visto que a CELG GT obedeceu a posição adotada pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis, no que concerne à não adoção da consolidação proporcional dos Investimentos Controlados em Conjunto, nos moldes da CPC 19 (R2) - Negócios em Conjunto.

### 3.16. Novas normas e interpretações ainda não adotados

Uma série de novas normas, alterações e interpretações serão efetivas para exercícios iniciados após 1º de janeiro de 2018 e não foram adotadas na preparação destas Demonstrações Financeiras. Aquelas que podem ser relevantes para a Companhia estão mencionadas a seguir. A Companhia não adotou estas normas de forma antecipada.

#### a) IFRS 9 - Instrumentos financeiros

Inclui orientação revista sobre a classificação e mensuração de instrumentos financeiros, incluindo um novo modelo de perda esperada de crédito para o cálculo da redução ao valor recuperável de ativos financeiros e novos requisitos sobre a contabilização de hedge. A norma mantém as orientações existentes sobre o reconhecimento e desreconhecimento de



instrumentos financeiros da IAS 39. A IFRS 9 é efetiva para exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018, com adoção antecipada permitida.

#### b) IFRS 15 - Receitas de Contratos com Clientes

Exige que uma entidade reconheça o montante da receita refletindo a contraprestação que elas esperam receber em troca do controle desses bens ou serviços. A nova norma vai substituir a maior parte da orientação detalhada sobre o reconhecimento da receita que existe atualmente em IFRS quando a nova norma for adotada. A nova norma é aplicável a partir de ou após 1º de janeiro de 2018, com adoção antecipada permitida pela IFRS. A norma poderá ser adotada de forma retrospectiva, utilizando uma abordagem de efeitos cumulativos. A Companhia está avaliando os efeitos que a IFRS 15 vai ter nas Demonstrações Financeiras e nas suas divulgações e ainda não escolheu o método de transição para a nova norma nem determinou os efeitos da nova norma nos relatórios financeiros atuais.

#### 4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

A composição dos saldos em Caixa e Equivalentes é formada pelos seguintes valores:

Rubrica	31/12/2017	31/12/2016
Contas bancárias à vista	351	67
Fundos de caixa	65	63
Equivalentes de caixa <sup>1</sup>	11.451	40.434
	<b>11.867</b>	<b>40.564</b>

<sup>1</sup> Aplicações financeiras na modalidade de Certificado de Depósito Bancário - CDB com remuneração vinculada ao CDI, e liquidez a partir de 30 dias.

#### 5. CONTAS A RECEBER

A composição dos saldos em Contas a Receber é formada pelos seguintes valores:

Rubrica	31/12/2017	31/12/2016
Suprimento <sup>1</sup>	703	866
Encargos de uso da rede elétrica <sup>2</sup>	21.308	6.493
Energia elétrica de curto prazo <sup>3</sup>	2.306	156
Outros <sup>4</sup>	-	34
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa - PCLD	(335)	(235)
	<b>23.982</b>	<b>7.314</b>

<sup>1</sup> Faturamento da energia comercializada através de leilão, pelo regime de alocação de cotas de garantia física de energia e potência, e, pelo recebimento de ativo financeiro da concessão.

<sup>2</sup> Faturamento pelo uso da rede elétrica (recebimento de ativo financeiro da concessão).

<sup>3</sup> Valores a receber do Mercado de Curto Prazo - MCP e provisão de energia elétrica de curto prazo a ser liquidada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

<sup>4</sup> Faturamento referente à prestação de serviços de engenharia.

A seguir, a composição por vencimento das Contas a Receber:



Rubrica	Saldos a vencer	Vencidos até até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	31/12/2017	31/12/2016
Suprimento	689	3	11	703	866
Encargos de uso da rede elétrica	18.405	2.407	496	21.308	6.493
Energia elétrica curto prazo	580	1.309	417	2.306	156
Outros	-	-	-	-	34
Perda estimadas em créditos de liquidação duvidosa - PCLD	-	-	(335)	(335)	(235)
	<b>19.674</b>	<b>3.719</b>	<b>589</b>	<b>23.982</b>	<b>7.314</b>

A Companhia constitui a provisão para créditos de liquidação duvidosa por meio de uma análise individual do saldo dos clientes, sendo considerado o histórico de inadimplência, negociações em andamento e existência de garantias reais. A provisão constituída é considerada suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos.

## 6. CRÉDITOS FISCAIS

A CELG GT possui créditos tributários registrados no ativo circulante, os quais deverão ser compensados integralmente. A composição dos saldos em Créditos Fiscais é formada pelos seguintes valores:

Rubrica	31/12/2017	31/12/2016
Imposto de renda retido na fonte - IRRF <sup>1</sup>	6	868
Saldo negativo de IRPJ e CSLL	-	4.106
Pagamento indevido ou a maior	190	1.364
	<b>196</b>	<b>6.338</b>

<sup>1</sup> Retenções efetuadas por órgãos públicos em cumprimento à Instrução Normativa RFB nº 1.234/2012 e nº 1.540/2015, e, retenções sobre rendimentos de aplicações financeiras.

## 7. ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Os contratos de concessão de geração/transmissão de energia da CELG GT estão dentro dos critérios de aplicação da Interpretação Técnica 01 - ICPC 01 (R1). Os saldos dos Ativo Financeiro da Concessão são como segue:



Contrato	31/12/2017			31/12/2016		
	Curto prazo	Longo prazo	Total	Curto prazo	Longo prazo	Total
Transmissão	150.031	558.096	708.127	108.632	495.848	604.480
Usina São Domingos	1.721	19.591	21.312	3.352	15.454	18.806
LT 230 KV Itumbiara - Paranaíba	2.106	14.313	16.419	596	5.083	5.679
Usina Rochedo	4.459	12.008	16.467	4.978	18.229	23.207
SE 500 KV Luziânia	2.614	65.976	68.590	-	17.321	17.321
	<b>160.931</b>	<b>669.984</b>	<b>830.915</b>	<b>117.558</b>	<b>551.935</b>	<b>669.493</b>

A seguir, a movimentação do Ativo Financeiro da Concessão no exercício:

Contrato	31/12/2016	Receita financeira da concessão	Serviços de construção ou de melhoria	Serviços de operação e manutenção	Recebimentos (RAP/RAG) ou indenização	Laudo RBSE/RPC	Outras adições e baixas	31/12/2017
Transmissão	604.480	65.204	39.949	49.391	(94.118)	37.279	5.942	708.127
Usina São Domingos	18.806	2.547	-	3.686	(3.686)	-	(41)	21.312
LT 230 KV Itumbiara - Paranaíba	5.679	841	11.785	-	-	-	(1.886)	16.419
Usina Rochedo	23.207	1.759	1	2.714	(4.239)	-	(6.975)	16.467
SE 500 KV Luziânia	17.321	3.435	47.537	-	-	-	297	68.590
	<b>669.493</b>	<b>73.786</b>	<b>99.272</b>	<b>55.791</b>	<b>(102.043)</b>	<b>37.279</b>	<b>(2.663)</b>	<b>830.915</b>

#### Prorrogação das Concessões de Serviço Público de Energia Elétrica

No dia 12 de setembro de 2012, foi publicada a Medida Provisória 579/2012 (MP 579) que regulamentou a prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, outorgadas antes da publicação da Lei nº 8.987, de 1995, e alcançadas pela Lei nº 9.074 de 1995. Em 14 de setembro de 2012, foi publicado o Decreto 7.805 que regulamentou a MP 579.

De acordo com a MP 579, as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia, vencidas ou vincendas nos 60 meses subsequentes à publicação da referida MP, tinham a opção de ter o vencimento antecipado para dezembro de 2012, com prorrogação, a critério do Poder Concedente uma única vez pelo prazo de até 30 anos, entretanto, para a atividade de transmissão, a prorrogação dependeria da aceitação expressa, dentre outras, das seguintes principais condições:

- receita fixada conforme critérios estabelecidos pela ANEEL;
- valores estabelecidos pela indenização dos ativos; e
- submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.

Através das Resoluções Normativas nº 589 e 596, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, para fins de indenização, definiu os critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR) para os ativos de transmissão existentes em 31 de maio de 2000 ainda não depreciados (RBSE/RPC) e os critérios e procedimentos para cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, de aproveitamentos hidrelétricos, cujas concessões foram prorrogadas ou não, nos termos da Lei nº 12.783/2013.

De acordo com a Resolução Normativa nº 589, de 10 de dezembro de 2013, foi apresentado à ANEEL, o laudo de avaliação dos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000 ("Laudo de Avaliação"), para fins do processo de indenização das instalações da denominada Rede Básica do Sistema Existente - RBSE prevista no artigo 15, § 2º da Lei nº 12.783/2013. Em 31 de julho de 2015, a Companhia protocolou na ANEEL o Laudo Técnico de



Avaliação dos Ativos elaborado pela empresa American Appraisal Serviços de Avaliação Ltda., empresa independente credenciada pela ANEEL, relativo aos bens existentes em 31 de maio de 2000, buscando reconhecer o montante de R\$ 254.376 mil. Em 07 de setembro de 2016, através do Despacho ANEEL nº 1.505/2016, foi homologado pela ANEEL o montante de R\$ 227.104 mil.

O valor contábil, até então mantido pelo custo histórico, dos gastos relacionados ao investimento, ampliações e/ou melhorias em certos ativos da concessão prorrogada estão demonstrados a seguir:

Rubrica	31/12/2012
Transmissão	
Rede Básica do Sistema Existente - RBSE	138.498
	<b>138.498</b>

Em 20 de abril de 2016, o Ministério das Minas e Energia - MME publicou a Portaria nº 120 que regulamentou as condições de recebimento das indenizações relativas aos ativos de transmissão de energia elétrica existentes em 31 de maio de 2000, denominados instalações da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE e Demais Instalações de Transmissão - RPC, não depreciados e não amortizados, conforme parágrafo segundo do artigo 15 da Lei nº 12.783/2013.

São abrangidos pela Portaria os ativos reversíveis que não estavam depreciados até 31 de dezembro de 2012, quando a Companhia teve antecipado o vencimento do Contrato de Concessão nº 063/2001, nos termos da Lei nº 12.783/2013 (conversão da MP 579/2012).

A remuneração desses ativos se dará pela seguinte forma:

- Pelo custo do capital correspondente aos ativos, composto por remuneração e depreciação acrescidos dos devidos tributos a partir do processo tarifário de 2017; sendo que a remuneração será dada através do Custo Médio Ponderado de Capital e a depreciação será paga em função da vida útil de cada ativo incorporado à Base de Remuneração Regulatória;
- O custo de capital não incorporado desde as prorrogações das concessões até o processo tarifário será atualizado e remunerado pelo custo de capital próprio. A partir do processo tarifário de 2017 o custo de capital será remunerado pelo Custo Médio Ponderado de Capital pelo prazo de oito anos; e
- Para as empresas que ainda não tiveram os valores homologados foi considerado como melhor estimativa da Administração o laudo de fiscalização emitido pela ANEEL.

A referida Portaria cita que os valores devidos vão compor a base de remuneração regulatória da Companhia, ou seja, serão repassados às tarifas de energia dos consumidores e que isso será iniciado a partir do processo tarifário de 2017. Além de remunerar os ativos, a Portaria também estabelece que o custo de capital incorrido pela Companhia possa ser incluído nos referidos valores.

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia efetuou sua estimativa dos valores atualizados até essa data conforme Nota Técnica nº 336/2016-SGT/ANEEL, reconhecendo contabilmente, conforme quadro abaixo:



Transmissão	31/12/2017	31/12/2016
Saldo histórico dos ativos RBSE/RPC	138.498	138.498
Diferença entre o VNR e o saldo histórico	88.606	88.606
Valor homologado pela ANEEL	227.104	227.104
Atualização - IPCA e remuneração	277.921	240.642
<b>Valor total do ativo financeiro atualizado</b>	<b>505.025</b>	<b>467.746</b>
Efeitos no Resultado	31/12/2017	31/12/2016
Receita operacional	366.527	329.248
Provisão de imposto de renda e contribuição social	- 124.619	- 111.944
<b>Efeito líquido</b>	<b>241.908</b>	<b>217.304</b>

## 8. OUTROS DEVEDORES

A composição dos saldos em Outros Devedores, é formada pelos seguintes valores:

Rubrica	31/12/2017	31/12/2016
<b>Outros devedores</b>		
<b>Circulante</b>	<b>5.458</b>	<b>1.902</b>
Empregados	64	1
Rendas a receber <sup>1</sup>	417	18
Indenização pela concessão a receber <sup>2</sup>	-	9.645
( - ) Provisão para redução ao valor recuperável <sup>2</sup>	-	(9.645)
Dividendos a receber <sup>3</sup>	4.272	1.213
Outros <sup>4</sup>	701	670
Desativações em curso	4	-
<b>Não circulante</b>	<b>5.828</b>	<b>1.761</b>
Adiantamentos - coligadas, controladas ou controladoras <sup>1</sup>	4.557	490
Outros <sup>1</sup>	1.271	1.271
<b>Total de outros devedores</b>	<b>11.286</b>	<b>3.663</b>

<sup>1</sup> Renda de aluguel de imóvel para a Usina Xavantes S.A., localizada ao lado da Subestação Xavantes do acervo da CELG GT e prestação de serviços.

<sup>2</sup> Indenização dos ativos de transmissão (RBNI) atualizada com base nas variações acumuladas do IPCA e juros de 5,59% a.a. paga mensalmente pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS.

<sup>3</sup> Ver Nota Explicativa nº 21.

## 9. INVESTIMENTOS

A composição dos saldos em Investimentos é formada pelos seguintes valores:



Rubrica	31/12/2017	31/12/2016
<b>Coligadas</b>	<b>42.228</b>	<b>23.317</b>
Energética Fazenda Velha S.A. <sup>1</sup>	4.524	4.537
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A. <sup>1</sup>	37.704	18.780
<b>Controladas em conjunto (joint venture)</b>	<b>116.682</b>	<b>111.862</b>
Energética Corumbá III S.A. <sup>2</sup>	63.157	63.588
Pantanal Transmissão S.A. <sup>1</sup>	34.061	29.201
Lago Azul Transmissão S.A. <sup>1</sup>	20.005	19.271
Firminópolis Transmissão S.A. <sup>1</sup>	(541)	(198)
<b>Avaliados ao custo</b>	<b>49</b>	<b>44</b>
Sicoob Juriscredcelg <sup>3</sup>	49	44
	<b>158.959</b>	<b>135.223</b>

<sup>1</sup> Aporte de capital e aumento/diminuição pela equivalência patrimonial.

<sup>2</sup> Aporte de capital, aumento/diminuição pela equivalência patrimonial e ágio e gastos diferidos concernentes à parte do custo financeiro da Energética Corumbá III S.A., referente ao atraso de aportes no Consórcio Empreendedor Corumbá III, regulado pela ata da 10ª Assembleia.

<sup>3</sup> Integralização de capital via distribuição de sobras e juros sobre o capital próprio na Cooperativa de Crédito dos Magistrados, Servidores da Justiça do Estado de Goiás e Empregados da Celg Ltda. (Sicoob Juriscredcelg).

A seguir, a movimentação dos Investimentos assim como o cálculo da equivalência patrimonial no exercício:

Investida	Participação no capital social (%) 31/12/2017	Patrimônio Líquido	Capital social a integralizar	Patrimônio Líquido Ajustado	Resultado do exercício	Equivalência patrimonial		31/12/2016	Equivalência patrimonial e outros	Aportes e AFAC	Amortização de ágio	Dividendos e JSCP	31/12/2017
						31/12/2017	31/12/2016						
Energética Fazenda Velha	20,0%	22.219	400	22.619	(365)	(73)	(103)	4.537	(73)	60	-	-	4.524
Vale do São Bartolomeu	10,0%	377.038	-	377.038	89.242	8.924	2.264	18.780	8.924	10.000	-	-	37.704
Energética Corumbá III	37,5%	166.287	-	166.287	14.469	5.518	4.793	63.588	5.518	-	(42)	(5.907)	63.157
Pantanal Transmissão	49,0%	69.511	-	69.511	14.357	7.036	2.984	29.201	7.036	-	-	(2.176)	34.061
Lago Azul Transmissão	50,1%	39.930	-	39.930	3.934	1.452	1.570	19.271	1.452	-	-	(718)	20.005
Firminópolis Transmissão	49,0%	(1.104)	-	(1.104)	(699)	(343)	(203)	(198)	(343)	-	-	-	(541)
Sicoob Juriscredcelg (Custo)	-	-	-	-	-	-	-	44	-	-	-	5	49
		<b>673.881</b>	<b>400</b>	<b>674.281</b>	<b>120.938</b>	<b>22.514</b>	<b>11.305</b>	<b>135.223</b>	<b>22.514</b>	<b>10.060</b>	<b>(42)</b>	<b>(8.796)</b>	<b>158.959</b>

### Energética Fazenda Velha S.A.

A CELG GT é acionista da Energética Fazenda Velha S.A. que tem por objeto a finalidade específica de promover todos os atos e ações necessários para garantir a participação conjunta dos acionistas, na qualidade de produtora independente de energia elétrica. A Companhia tem o direito de exploração de aproveitamento hidrelétrico no Rio Ariranha, no município de Jataí, no Estado de Goiás, bem como a comercialização da energia a ser gerada na PCH Fazenda Velha, com potência instalada de 16,5 MW, com concessão de 35 anos.

A CELG GT tem participação acionária de 20% (vinte por cento) do capital social.

### Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.

A CELG GT participou do Leilão ANEEL nº 02/2013, venceu o Lote B, juntamente a outras empresas para construção de subestações e linhas de transmissão da Rede Básica, conforme descrição abaixo:

- a) LT 500 kV Brasília Leste - Luziânia - C1 e C2;
- b) SE Brasília Leste 500/138 kV - (6+1)X180MVA;



c) LT 230 kV Brasília Geral - Brasília Sul - C3 (subterrânea); e

d) LT 345 kV Brasília Sul - Samambaia - C3.

Para implantação e exploração desse empreendimento foi constituída, em agosto de 2013, a SPE Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A., no qual a CELG GT tem participação acionária de 10% (dez por cento) do capital social.

#### Energética Corumbá III S.A.

A CELG GT é acionista da Energética Corumbá III S.A. que participa do Consórcio Empreendedor Corumbá III, tendo por objeto a operação, manutenção e exploração comercial da Usina Hidrelétrica Corumbá III, localizada em Luziânia, no Estado de Goiás, na qualidade de produtor independente de energia elétrica. A usina hidrelétrica entrou em operação comercial no dia 24 de outubro de 2009, com capacidade instalada de 93,6 MW.

A CELG GT tem participação acionária de 37,50% (trinta e sete vírgula cinco por cento) do capital social.

#### Pantanal Transmissão S.A.

A CELG GT participou do Leilão ANEEL nº 02/2013, venceu o Lote F, juntamente com a empresa CEL Engenharia Ltda. para construção da seguinte subestação da Rede Básica: SE Campo Grande II 230/138 kV, 2x150 MVA.

Para implantação e exploração desse empreendimento foi constituída, em agosto de 2013, a SPE Pantanal Transmissão S.A., sendo que a CELG GT tem participação acionária de 49% (quarenta e nove por cento) do capital social.

#### Lago Azul Transmissão S.A.

A CELG GT participou do Leilão ANEEL nº 07/2013, venceu o Lote D, juntamente com a empresa Furnas Centrais Elétricas S.A. para construção da seguinte linha de transmissão da Rede Básica: LT 230 kV Barro Alto - Itapaci, C2.

Para implantação e exploração desse empreendimento foi constituída, em janeiro de 2014, a SPE Lago Azul Transmissão S.A., sendo que a CELG GT tem participação acionária de 50,1% (cinquenta vírgula um por cento) do capital social.

Para efeito de encerramento das Demonstrações Financeiras da Celg GT, com o objetivo de finalização dos trabalhos de auditoria independente, a Controlada em Conjunto Lago Azul Transmissão S.A. não havia disponibilizado o parecer dos seus Auditores Independentes, visto os trabalhos de auditoria nesta Controlada em Conjunto estarem em processo de conclusão por parte da empresa contratada para tais fins.

Apesar desta excepcionalidade, a Administração da Lago Azul informou que não haverá ajustes na posição patrimonial e de resultados devidamente reconhecidos em sua contabilidade ao final do exercício de 2017. Diante do exposto, está sendo reconhecido, mensurado e divulgado nas Demonstrações Financeiras findas em 31 de dezembro de 2017, as informações de equivalência patrimonial, fundamentada em informações oficiais encaminhadas por esta investida, quando da autorização para divulgação das Demonstrações Financeiras da CELG GT.



Firminópolis Transmissão S.A.

A CELG GT participou do Leilão ANEEL nº 05/2015, venceu o Lote L, juntamente com a empresa CEL Engenharia Ltda. para construção da seguinte linha de transmissão da Rede Básica: LT 230 kV Trindade - Firminópolis.

Para implantação e exploração desse empreendimento foi constituída, em fevereiro de 2016, a SPE Firminópolis Transmissão S.A., sendo que a CELG GT tem participação acionária de 49% (quarenta e nove por cento) do capital social.

**10. IMOBILIZADO**

A composição dos saldos no Imobilizado é formada pelos seguintes valores:

Rubrica	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Custo corrigido	Depreciação acumulada	Líquido 31/12/2017	Líquido 31/12/2016
<b>Geração</b>					
Terrenos	-	1	-	1	1
Reservatórios, barragens e adutoras	2,85%	3.184	(1.923)	1.261	1.325
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,69%	527	(526)	1	2
Máquinas e equipamentos	4,59%	873	(858)	15	22
Imobilizado em curso	-	2.825	-	2.825	3.334
		<b>7.410</b>	<b>(3.307)</b>	<b>4.103</b>	<b>4.684</b>
<b>Administração Central</b>					
Edificações, obras civis e benfeitorias	6,54%	2.889	(297)	2.592	162
Máquinas e equipamentos	6,54%	4.646	(1.521)	3.125	2.330
Veículos	6,43%	923	(370)	553	394
Móveis e utensílios	6,43%	267	(68)	199	44
Imobilizado em curso	-	72	-	72	3.730
		<b>8.797</b>	<b>(2.256)</b>	<b>6.541</b>	<b>6.660</b>
		<b>16.207</b>	<b>(5.563)</b>	<b>10.644</b>	<b>11.344</b>

A movimentação do Ativo Imobilizado no exercício é apresentada abaixo:

Rubrica	31/12/2016	Adições	Baixas	Depreciação	Unitização	Outros	31/12/2017
Imobilizado em serviço - Geração	1.350	-	(4)	(68)	-	-	1.278
Imobilizado em serviço - Administração Central	2.930	-	-	(903)	4.700	(258)	6.469
<b>Total em serviço</b>	<b>4.280</b>	<b>-</b>	<b>(4)</b>	<b>(971)</b>	<b>4.700</b>	<b>(258)</b>	<b>7.747</b>
Imobilizado em curso - Geração	3.334	206	(716)	-	-	1	2.825
Imobilizado em curso - Administração Central	3.730	1.354	(122)	-	(4.700)	(190)	72
<b>Total em curso</b>	<b>7.064</b>	<b>1.560</b>	<b>(838)</b>	<b>-</b>	<b>(4.700)</b>	<b>(189)</b>	<b>2.897</b>
	<b>11.344</b>	<b>1.560</b>	<b>(842)</b>	<b>(971)</b>	<b>-</b>	<b>(447)</b>	<b>10.644</b>

As principais taxas de depreciação por macroatividade, estão discriminadas na Resolução Normativa ANEEL nº 674 de 11 de agosto de 2015.

Bens vinculados à concessão

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração e transmissão de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução Normativa ANEEL nº 691/2015,



regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

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

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, Estados, Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica. O prazo de vencimento dessas obrigações é aquele estabelecido pelo órgão regulador para concessões de geração e transmissão, cuja quitação ocorrerá no final da concessão.

#### Análise do Valor de Recuperação

De acordo com o CPC 01 (R1) - Redução ao Valor Recuperável dos Ativos, para fins de análise de recuperação, o menor nível de unidade geradora de caixa considerado foi cada uma das concessões detidas, analisadas individualmente.

Estimou-se o valor recuperável das unidades geradoras de caixa com base no seu valor em uso, que representa o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados para estes ativos, e com base nas premissas relacionadas a seguir. Os valores alocados a estas premissas representam a avaliação da Administração sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos.

Os fluxos de caixa foram projetados com base nos resultados operacionais e projeções da Companhia até o término das concessões, tendo como principais premissas:

- a) Cenários macroeconômicos obtidos através de consultorias conceituadas no mercado;
- b) Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira; e,
- c) Taxa média de desconto obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital.

O valor recuperável desses ativos superou seu valor contábil e, portanto, não houve perdas por desvalorização a serem reconhecidas.

A Interpretação Técnica 10 - ICPC 10 incentiva fortemente que na adoção inicial do Pronunciamento CPC 27, seja estabelecido um valor justo daqueles bens ou conjunto de bens de valores relevantes ainda em operação e que apresentem valor contábil substancialmente inferior ou superior ao seu valor justo. A Companhia fez uma avaliação ao valor justo dos seus ativos de geração. Para os demais ativos a Companhia entende que o custo histórico deduzido da melhor estimativa de depreciação e de provisão para redução ao valor recuperável é a prática que melhor representa seus ativos imobilizados.



## 11. INTANGÍVEL

O saldo do Intangível é composto basicamente por direitos de servidão de passagem, do qual sua vida útil é indefinida, e softwares, de vida útil definida e cuja amortização é de 20% ao ano, que teve sua recuperação analisada de acordo com o pronunciamento técnico “CPC 01 (R1) - Redução ao Valor Recuperável de Ativos”, conforme descrito na Nota Explicativa nº 10.

A composição dos saldos no Intangível é formada pelos seguintes valores:

Rubrica	Vida útil	Taxas anuais médias de amortização (%)	Método de amortização	Custo corrigido	Amortização acumulada	Líquido 31/12/2017	Líquido 31/12/2016
<b>Geração</b>							
Outros	Definida	3,4%	Prazo da concessão	6.962	(239)	6.723	-
				<b>6.962</b>	<b>(239)</b>	<b>6.723</b>	<b>-</b>
<b>Administração Central</b>							
Softwares	Definida	20%	Linear	581	(214)	367	68
Outros	Definida	20%	Linear	246	(229)	17	30
Intangível em curso	-	-	-	-	-	-	334
				<b>827</b>	<b>(443)</b>	<b>384</b>	<b>432</b>
				<b>7.789</b>	<b>(682)</b>	<b>7.107</b>	<b>432</b>

A movimentação do Intangível no exercício é apresentada abaixo:

Rubrica	31/12/2016	Adições	Baixas	Amortização	Unitizações	31/12/2017
Intangível em Serviço - Geração	-	-	-	(239)	6.962	6.723
Intangível em Serviço - Administração Central	98	-	-	(224)	510	384
<b>Total em serviço</b>	<b>98</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(463)</b>	<b>7.472</b>	<b>7.107</b>
Intangível em Curso - Geração	-	6.962	-	-	(6.962)	-
Intangível em Curso - Administração Central	334	177	(1)	-	(510)	-
<b>Total em curso</b>	<b>334</b>	<b>7.139</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>(7.472)</b>	<b>-</b>
	<b>432</b>	<b>7.139</b>	<b>(1)</b>	<b>(463)</b>	<b>-</b>	<b>7.107</b>

## 12. FORNECEDORES

A composição dos saldos em Fornecedores é formada pelos seguintes valores:

Rubrica	31/12/2017	31/12/2016
Encargos de uso da rede elétrica	53	51
Materiais e serviços	785	845
Imobilizações em curso	5.909	5.286
Outros	237	-
	<b>6.984</b>	<b>6.182</b>



## 13. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

As principais informações a respeito dos Empréstimos e Financiamentos estão demonstradas a seguir:

Financiador	Vencimento	Encargos financeiros anuais (%)	Moeda	31/12/2017	31/12/2016
<b>Circulante</b>				<b>4.751</b>	<b>5.248</b>
<b>Empréstimos e financiamentos</b>					
Eletra <sup>1</sup>	30/06/2020	INPC + 6%	Real	1.362	1.152
Eletrobrás <sup>2</sup>	31/08/2018	8%	Real	1.553	2.329
				<b>2.915</b>	<b>3.481</b>
<b>Mútuos</b>					
Celgpar <sup>3</sup>	30/11/2020	IPCA + 12,68%	Real	1.868	1.789
(-) Custos de transação <sup>3</sup>	30/11/2020	-	Real	(32)	(22)
				<b>1.836</b>	<b>1.767</b>
<b>Não circulante</b>				<b>5.276</b>	<b>9.979</b>
<b>Empréstimos e financiamentos</b>					
Eletra <sup>1</sup>	30/06/2020	INPC + 6%	Real	2.125	3.305
Eletrobrás <sup>2</sup>	31/08/2018	8%	Real	-	1.553
				<b>2.125</b>	<b>4.858</b>
<b>Mútuos</b>					
Celgpar <sup>3</sup>	30/11/2020	IPCA + 12,68%	Real	3.211	5.218
(-) Custos de transação <sup>3</sup>	30/11/2020	-	Real	(60)	(97)
				<b>3.151</b>	<b>5.121</b>
				<b>10.027</b>	<b>15.227</b>

<sup>1</sup> Parcela do saldo devedor junto à ELETRA - FUNDAÇÃO CELG DE SEGUROS E PREVIDÊNCIA (82,25% para o Plano CELGPREV e 17,75% para o Plano Eletra Benefício Definido 01), relativo aos funcionários da CELG GT. Esse saldo é atualizado com base nas variações acumuladas do INPC e juros de 6% a.a.

<sup>2</sup> Contrato ECF-2805/2010 formalizado entre a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS e a CELG GT, no valor de até R\$ 15.551 mil para cobertura dos custos de ampliação da SE Palmeiras de Goiás. Esse saldo é atualizado a juros de 5% a.a. incidindo, ainda, taxas de administração de 2% a.a. e comissão de reserva de crédito de 1% a.a.

<sup>3</sup> Contrato de Mútuo firmado com a CELGPAR para fazer face aos compromissos de investimentos, inerentes a Reforços, determinados pelas Resoluções Autorizativas ANEEL - REA nº 3.170/2011, 3.217/2011, 3.914/2013, 4.417/2013, 4.891/2014 e 5.444/2015, bem como em decorrência da implantação de empreendimentos relativos aos Contratos de Concessões nº 003/2015 e 004/2016, monetariamente atualizado, a partir da data de sua transferência, com base na variação mensal do Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA do mês anterior à competência, ou outro índice que vier a substituí-lo, atualização esta paga mensalmente, acrescido de juros remuneratórios à taxa de 1% (um por cento) ao mês, ambos *pro rata die*.

A previsão de amortização para os próximos exercícios está demonstrada a seguir:



Financiador	Vencimento	2018	2019	2020	Total
Eletra	30/06/2020	1.362	1.206	919	3.487
Eletrobrás	31/08/2018	1.553	-	-	1.553
Celgpar	30/11/2020	1.868	1.675	1.536	5.079
(-) Custos de transação - Celgpar	30/11/2020	(32)	(31)	(29)	(92)
		<b>4.751</b>	<b>2.850</b>	<b>2.426</b>	<b>10.027</b>

#### 14. OBRIGAÇÕES SOCIAIS E TRABALHISTAS

A composição dos saldos em Obrigações Sociais e Trabalhistas é formada pelos seguintes valores:

Rubrica	31/12/2017	31/12/2016
Tributos retidos na fonte	816	668
Consignações em favor da concessionária e/ou terceiros	485	426
Provisão de férias	2.790	2.422
Provisão de bonificação de férias	404	329
	<b>4.495</b>	<b>3.845</b>

#### 15. BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO

A composição dos saldos em benefício pós-emprego é formada pelos seguintes valores:

Rubrica	Tipo	31/12/2017	31/12/2016
<b>Circulante</b>			
Previdência privada	Contribuição corrente	203	161
		<b>203</b>	<b>161</b>
<b>Não Circulante</b>			
Previdência privada	Déficit atuarial	782	70
		<b>782</b>	<b>70</b>
		<b>985</b>	<b>231</b>

A Companhia é patrocinadora da ELETRA - FUNDAÇÃO CELG DE SEGUROS E PREVIDÊNCIA, pessoa jurídica sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal a complementação dos benefícios concedidos pela previdência oficial aos seus empregados.

A quantificação dos montantes encontra-se em conformidade com o Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1) - Benefícios a Empregados, que foi instituído pela Deliberação CVM nº 695, de 13 de dezembro de 2012, emitida pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

A seguir apresentam-se as principais informações quanto aos benefícios aos associados e seus reflexos na patrocinadora:



### 15.1. Definição dos tipos de benefícios

A CELG GT, através da ELETRA, oferece aos seus empregados o Plano Misto de Benefícios, instituído a partir de setembro de 2000, na característica de Contribuição Definida - CD, durante o exercício de acumulação e de benefício definido na fase de pagamento.

A CELG GT 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 GT 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 GT assume a responsabilidade apenas pela variação negativa das hipóteses de sobrevivência.

### 15.2. Descrição do plano misto de benefícios

O plano prevê a acumulação de reservas individualizadas, por recolhimento mensal de quotas pelos ativos 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 são os seguintes:

- a) Suplementação de aposentadoria;
- b) Suplementação de aposentadoria por invalidez;
- c) Suplementação de pensão; e
- d) Suplementação do abono anual.

### 15.3. Premissas atuariais

As premissas utilizadas para avaliação atuarial, sob os critérios estabelecidos na Deliberação CVM nº 695/2012, conforme determinação do item 49c do Pronunciamento anexo à mesma (foi aplicado o método PUC para obtenção do valor presente da obrigação atuarial), executadas por atuário especializado.

### 15.4. Custo do Patrocinador

Em 2017, o montante de contribuições da CELG GT para a ELETRA foi de R\$ 1.225 mil de contribuições correntes.

### 15.5. Política adotada para reconhecimento de Perdas e Ganhos atuarias:

De acordo com a Lei Complementar nº 108, de 29 de maio de 2001, os resultados deficitários dos planos devem ser equacionados paritariamente entre a Patrocinadora, os Participantes e os Assistidos, enquanto que os superávits são destinados à constituição de reserva de contingência.

De acordo com o parecer atuarial emitido por consultoria especializada, os resultados apresentados no relatório atuarial estão em consonância com as regras estabelecidas pela Deliberação CVM nº 695/2012, e correspondem à opção da CELG GT pelo critério de amortização



de ganhos e perdas diferidos. A divulgação dos resultados atuariais, com base no CPC 33 (R1), apontou déficit atuarial no Plano Eletra BD 01 no montante de R\$ 138 mil, e, apontou déficit atuarial no Plano CELGPREV no montante de R\$ 644 mil.

## 16. TRIBUTOS

A composição dos saldos em Tributos é formada pelos seguintes valores:

Rubrica	31/12/2017	31/12/2016
Imposto de renda	1.680	-
Contribuição social	637	-
PIS não-cumulativo	268	83
COFINS não-cumulativa	1.233	392
ISS	51	-
IPTU	1	-
Taxas	3	-
INSS a pagar	669	538
Provisão de INSS sobre férias e 13º salário	804	708
FGTS a pagar	294	241
Provisão de FGTS sobre férias e 13º salário	223	194
Imposto de renda retido na fonte	68	11
Contribuição social retida na fonte	44	5
PIS retido na fonte	3	3
COFINS retida na fonte	14	13
INSS retido de terceiros	291	88
ISS retido de terceiros	391	72
	<b>6.674</b>	<b>2.348</b>

## 17. ENCARGOS SETORIAIS

As obrigações a recolher, derivadas de encargos estabelecidos pela legislação do setor elétrico, são as seguintes:

ML



Rubrica	31/12/2017	31/12/2016
<b>Circulante</b>		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D - FINEP/FNDCT	99	29
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D - MME	49	14
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	2.078	1.844
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	44	16
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	46	58
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	196	209
	<u>2.512</u>	<u>2.170</u>
<b>Não Circulante</b>		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D - recursos em poder da empresa	2.851	2.316
	<u>2.851</u>	<u>2.316</u>
	<u>5.363</u>	<u>4.486</u>

## 18. OUTROS CREDORES

A composição dos saldos em Outros Credores é formada pelos seguintes valores:

Rubrica	31/12/2017	31/12/2016
<b>Circulante</b>		
Empregados <sup>1</sup>	91	245
Concessionárias e permissionárias de energia elétrica	103	50
Cauções em garantia	8	8
Celgmed - Caixa de Assistência à Saúde dos Empregados da CELG	106	86
Outros	60	60
	<u>368</u>	<u>449</u>
<b>Não circulante</b>		
Empregados <sup>1</sup>	-	90
Companhia Celg de Participações - CELGPARG <sup>2</sup>	52.000	-
	<u>52.000</u>	<u>90</u>
	<u>52.368</u>	<u>539</u>

<sup>1</sup> Pagamento parcelado a empregados desligados através de Programa de Demissão Voluntária - PDV.

<sup>2</sup> Ver Nota Explicativa nº 21.



**19. PROVISÃO PARA LITÍGIOS**

A CELG GT responde por processos judiciais e de natureza administrativa. A Administração da Companhia fundamentada na opinião de seus assessores legais mantém provisão para litígios sobre as causas cuja probabilidade de perda é provável.

Natureza	Reclamante	Probabilidade de perda	31/12/2017	31/12/2016
Trabalhista	Ex-funcionários	Provável	7.649	5.500
Fiscal	Receita Federal do Brasil - RFB	Provável	188	177
			<b>7.837</b>	<b>5.677</b>
Trabalhista	Ex-funcionários	Possível	838	-
Cível	Ministério Público e usucapião	Possível	571	-
Fiscal	Receita Federal do Brasil - RFB	Possível	186	173
			<b>1.595</b>	<b>173</b>

A movimentação das Provisões para Litígios no exercício:

Natureza	31/12/2016	Provisões	Reversões	Baixas	31/12/2017
Trabalhista	5.500	2.827	(295)	(383)	7.649
Fiscal	177	11	-	-	188
Regulatória	-	702	(343)	(359)	-
	<b>5.677</b>	<b>3.540</b>	<b>(638)</b>	<b>(742)</b>	<b>7.837</b>

**20. TRIBUTOS DIFERIDOS**

A composição dos saldos em Tributos Diferidos é formada pelos seguintes valores:



Rubrica	31/12/2017	31/12/2016
<b>Imposto de renda diferido</b>		
Diferenças temporárias passivas	51	534
Diferenças temporárias passivas - Receita financeira da concessão	19.905	9.267
Diferenças temporárias passivas - Laudo RBSE/RPC	86.638	82.312
Diferenças temporárias ativas	(2.826)	(4.730)
	<b>103.768</b>	<b>87.383</b>
<b>Contribuição social diferida</b>		
Diferenças temporárias passivas	18	193
Diferenças temporárias passivas - Receita financeira da concessão	7.166	3.336
Diferenças temporárias passivas - Laudo RBSE/RPC	31.190	29.632
Diferenças temporárias ativas	(986)	(1.675)
	<b>37.388</b>	<b>31.486</b>
<b>PIS diferido<sup>1</sup></b>		
Diferenças temporárias passivas	3	15
	<b>3</b>	<b>15</b>
<b>COFINS diferida<sup>1</sup></b>		
Diferenças temporárias passivas	16	91
	<b>16</b>	<b>91</b>
	<b>141.175</b>	<b>118.975</b>

<sup>1</sup> Tributos sobre provisão de energia elétrica de curto prazo a ser liquidada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, e, sobre ajuste ao valor justo de títulos públicos (receitas financeiras).

As provisões para créditos/débitos fiscais são constituídas nos casos em que sua recuperação/tributação futura seja efetivamente garantida. Normalmente, as provisões ativas/passivas para créditos/débitos fiscais podem ser constituídas sobre certas condições e com certas exceções, com relação às seguintes bases:

- a) Diferenças temporárias ocorridas na base de cálculo dos tributos devidos (não dedutíveis/tributáveis no exercício corrente, porém possivelmente dedutíveis/tributáveis em exercícios futuros);
- b) Prejuízos fiscais - imposto de renda; e
- c) Base negativa de cálculo da contribuição social.

Os tributos diferidos são reconhecidos como receita ou despesa e incluídos no resultado do exercício. Os créditos e débitos fiscais diferidos de imposto de renda e contribuição social foram apurados e estão apresentados pelo seu valor líquido no passivo.



## 21. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia efetuou uma variedade de transações com partes relacionadas incluindo a venda de energia elétrica e certas transações de financiamentos, conforme tabela:

Rubrica	31/12/2017		31/12/2016	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
<b>Celg Distribuição S.A. - CELG D</b>				
Contas a receber <sup>1</sup>	-	-	2.510	-
Outros devedores <sup>2</sup>	-	-	1.292	-
Fornecedores <sup>2</sup>	-	-	-	51
	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.802</b>	<b>51</b>
<b>Companhia Celg de Participações - CELGPAR</b>				
Mútuos <sup>3</sup>	-	4.987	-	6.888
AFAC <sup>3</sup>	-	52.000	-	-
	<b>-</b>	<b>56.987</b>	<b>-</b>	<b>6.888</b>
<b>Energética Corumbá III S.A. - ECIII</b>				
Dividendos a receber <sup>4</sup>	1.378	-	1.213	-
	<b>1.378</b>	<b>-</b>	<b>1.213</b>	<b>-</b>
<b>Pantanal Transmissão S.A.</b>				
Dividendos a receber <sup>4</sup>	2.176	-	-	-
AFAC <sup>5</sup>	1.176	-	-	-
	<b>3.352</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Lago Azul Transmissão S.A.</b>				
Contas a receber <sup>1</sup>	13	-	34	-
Dividendos a receber <sup>4</sup>	718	-	-	-
	<b>731</b>	<b>-</b>	<b>34</b>	<b>-</b>
<b>Firminópolis Transmissão S.A.</b>				
AFAC <sup>5</sup>	3.381	-	490	-
	<b>3.381</b>	<b>-</b>	<b>490</b>	<b>-</b>
	<b>8.842</b>	<b>56.987</b>	<b>5.539</b>	<b>6.939</b>

<sup>1</sup> Faturas emitidas pela utilização da rede básica, conexão da transmissão e ainda valores faturados no regime de cotas.

<sup>2</sup> Valor a receber referente a adiantamento para aquisição de imóveis e valores a pagar referentes à conexão das Usinas São Domingos e Rochedo.

<sup>3</sup> Adiantamento para Futuro Aumento de Capital aportado pela CELGPAR. Ver também a Nota Explicativa nº 13, que tratou, dentre outros assuntos, de mútuo com a Celgpar.

<sup>4</sup> Valor de dividendos mínimos obrigatórios propostos.

<sup>5</sup> Adiantamento para Futuro Aumento de Capital aportado pela CELG GT.



## 22. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O capital social subscrito e totalmente integralizado é de R\$ 549.095 mil, representado por 329.725.474 ações ordinárias, sem valor nominal, de propriedade integral do único acionista, COMPANHIA CELG DE PARTICIPAÇÕES - CELGPARG.

### Capital Social

Em 06 de maio de 2016, na 103ª Reunião do Conselho de Administração da Controladora Companhia Celg de Participações - CELGPARG, foi examinada a capitalização na CELG GT do valor referente ao Contrato de Cessão de Direitos Creditórios, firmado entre a CELGPARG, Celg Distribuição S.A. - CELG D e CELG GT, de 17 de setembro de 2014, no valor de R\$ 112.817.571,89 (cento e doze milhões, oitocentos e dezessete mil, quinhentos e setenta e um reais e oitenta e nove centavos). Os Conselheiros de Administração expressaram concordância com a subscrição e integralização em ações a serem emitidas no aumento do Capital Social da CELG GT, ato societário concretizado em maio de 2016, conforme Assembleia Geral Extraordinária nº 64ª, realizada em 12 de maio de 2016.

Em 06 de abril de 2017, na 111ª Reunião do Conselho de Administração da Controladora Companhia Celg de Participações - CELGPARG, foi examinada a capitalização na CELG GT do montante de dividendos mínimos obrigatórios, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2016, no total R\$ 57.951.777,93 (cinquenta e sete milhões, novecentos e cinquenta e um mil, setecentos e setenta e sete reais e noventa e três centavos). Os Conselheiros de Administração expressaram concordância com a subscrição e integralização em ações a serem emitidas no aumento do Capital Social da CELG GT, ato societário concretizado em agosto de 2017, conforme Assembleia Geral Extraordinária nº 72ª, realizada em 28 de junho de 2017.

### Outros resultados abrangentes

De acordo com a Nota Explicativa nº 15 e parecer atuarial emitido por consultoria especializada houve um déficit atuarial no Plano Eletra BD 01 no montante de R\$ 138 mil, e, um déficit atuarial no Plano CELGPARG no montante de R\$ 644 mil.

### Lucros ou prejuízos acumulados

A distribuição dos lucros dos exercícios de 2017 e 2016, foram calculados como segue:

Rubrica	31/12/2017	31/12/2016
Lucro líquido do exercício	88.209	242.484
( - ) Reserva legal (5%)	(4.410)	(12.125)
Lucro após constituição da reserva legal	83.799	230.359
Dividendos mínimos obrigatórios (25%)	20.950	57.589
Reversão de reserva de lucros a realizar	-	362
Dividendos a pagar	20.950	57.951
Constituição de reserva legal	4.410	12.125
Dividendos mínimos obrigatórios	20.950	57.589
Constituição de reserva de retenção de lucros	62.849	172.770
Lucro líquido do exercício distribuído	88.209	242.484



**23. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA**

A composição da Receita Operacional Líquida é formada pelos seguintes valores:

<b>Rubrica</b>	<b>31/12/2017</b>	<b>31/12/2016</b>
Receita operacional bruta (23.1)	271.855	465.754
Deduções da receita bruta (23.2)	(22.534)	(24.149)
	<b>249.321</b>	<b>441.605</b>

**23.1. Receita Operacional Bruta**

Segue a composição da Receita Operacional Bruta:

<b>Rubrica</b>	<b>31/12/2017</b>	<b>31/12/2016</b>
Suprimento CCEAR <sup>1</sup>	-	3.736
Energia Elétrica de Curto Prazo <sup>2</sup>	3.972	-
Provisão de Energia Elétrica de Curto Prazo <sup>2</sup>	49	-
Conexão da transmissão <sup>3</sup>	1.706	1.966
Serviços de operação e manutenção <sup>3</sup>	55.791	54.181
Receita financeira da concessão	73.786	44.567
Receita decorrente do Laudo RBSE/RPC <sup>4</sup>	37.279	329.248
Serviços de construção ou de melhoria <sup>5</sup>	99.272	32.056
	<b>271.855</b>	<b>465.754</b>

<sup>1</sup> Energia gerada e comercializada através do regime de cotas.

<sup>2</sup> Energia gerada e comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE através do Mercado de Curto Prazo - MCP.

<sup>3</sup> Remuneração destinada pelo poder concedente em face aos custos de operação e manutenção dos ativos de transmissão, assim como conexões nos ativos de transmissão da rede básica.

<sup>4</sup> Vide Nota Explicativa nº 7.

<sup>5</sup> Receita de construção conforme ICPC 01 (R1), correspondente a serviços e aquisições de equipamentos incorporados ao ativo financeiro da concessão.

**23.2. Deduções da Receita**

A composição das Deduções sobre a Receita Operacional Bruta é a seguinte:



Rubrica	31/12/2017	31/12/2016
Tributos sobre a receita		
PIS	1.777	1.173
PIS diferido	1	(5)
COFINS	8.187	5.406
COFINS diferida	4	(22)
	<b>9.969</b>	<b>6.552</b>
Encargos do consumidor		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	747	391
Reserva Global de Reversão - RGR	-	423
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	8.586	13.570
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	354	162
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	262	329
Outros encargos - PROINFA <sup>1</sup>	2.616	2.722
	<b>12.565</b>	<b>17.597</b>
	<b>22.534</b>	<b>24.149</b>

<sup>1</sup> Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA.

## 24. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os Custos e Despesas Operacionais estão compostos por natureza de gasto. Abaixo os valores que compõem este grupo:

Rubrica	Custos operacionais	Despesas operacionais	Total 31/12/2017	Custos operacionais	Despesas operacionais	Total 31/12/2016
Energia comprada para revenda	110	-	110	-	-	-
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	554	-	554	957	-	957
Pessoal	16.087	19.144	35.231	18.594	16.334	34.928
Administradores	-	2.230	2.230	-	2.145	2.145
Materiais	151	736	887	109	785	894
Serviços de terceiros	5.549	3.672	9.221	4.624	3.632	8.256
Arrendamentos e aluguéis	-	36	36	-	-	-
Seguros	-	15	15	-	38	38
Doações, contribuições e subvenções	-	22	22	-	10	10
Provisão/reversão para créditos de liquidação duvidosa	100	-	100	42	-	42
Provisão/reversão para litígios trabalhistas	129	2.403	2.532	-	4.228	4.228
Provisão/reversão para litígios fiscais	-	11	11	-	177	177
Provisão/reversão para litígios regulatórios	359	-	359	-	-	-
Provisão/reversão para redução ao valor recuperável	-	-	-	5.986	-	5.986
Outras provisões/reversões	-	237	237	-	-	-
Recuperação de custos/despesas	(298)	(14)	(312)	(252)	(81)	(333)
Tributos	13	723	736	470	191	661
Depreciação	68	903	971	817	1.239	2.056
Amortização	239	224	463	-	46	46
Custo de construção <sup>1</sup>						
Pessoal	3.236	-	3.236	114	-	114
Materiais	59.405	-	59.405	8.179	-	8.179
Serviços de terceiros	34.679	-	34.679	22.203	-	22.203
Seguros	136	-	136	-	-	-
Tributos	27	-	27	25	-	25
Gastos diversos	1.789	-	1.789	1.535	-	1.535
Gastos diversos	282	1.343	1.625	597	877	1.474
	<b>122.615</b>	<b>31.685</b>	<b>154.300</b>	<b>64.000</b>	<b>29.621</b>	<b>93.621</b>

<sup>1</sup> Custo de construção conforme ICPC 01 (R1), correspondente a serviços, outros custos e aquisições de equipamentos incorporados ao ativo de concessão no período.



**25. OUTROS RESULTADOS OPERACIONAIS**

Os Outros Resultados Operacionais têm a seguinte composição por natureza:

Rubrica	31/12/2017	31/12/2016
Outras receitas operacionais		
Compartilhamento de infraestrutura	643	-
Serviços de engenharia	1.025	285
Receita de aluguel <sup>1</sup>	203	191
Ganhos na alienação de materiais	21	-
Outras <sup>2</sup>	440	42
PIS	(38)	(9)
COFINS	(176)	(39)
ISS	(51)	(14)
	<b>2.067</b>	<b>456</b>
 Outras despesas operacionais		
Serviços de terceiros	(506)	-
Perdas na desativação	(706)	(8.580)
Gastos diversos	(2)	-
	<b>(1.214)</b>	<b>(8.580)</b>
	<b>853</b>	<b>(8.124)</b>

<sup>1</sup> Valor composto pela locação de parte do imóvel denominado “SE Xavantes” à Aruanã Energia S.A.

<sup>2</sup> Valor composto por recebimento de inscrições de Concurso Público CELG GT 2017 e por receitas diversas.

**26. RESULTADO FINANCEIRO**

O Resultado Financeiro tem a seguinte composição por natureza:



Rubrica	31/12/2017	31/12/2016
<b>Receitas financeiras</b>		
Receitas com aplicações financeiras <sup>1</sup>	1.945	9.986
Juros sobre depósitos vinculados	5	15
Multas e acréscimos moratórios	190	229
Variações monetárias	446	582
Juros sobre o capital próprio <sup>2</sup>	4	3
Marcação a mercado (MTM)	808	1.783
Outras receitas financeiras	-	345
Outros ganhos com participações societárias <sup>2</sup>	1	12
<b>Tributos sobre receitas financeiras</b>		
PIS	(35)	(73)
PIS diferido	13	(12)
COFINS	(215)	(446)
COFINS diferida	79	(71)
IOF <sup>1</sup>	(99)	(65)
	<b>3.142</b>	<b>12.288</b>
<b>Despesas financeiras</b>		
Dívida em moeda nacional		
Juros	(1.080)	(554)
Variações monetárias	(271)	(369)
Comissões e taxas	(56)	(106)
IOF	(28)	-
Multas e acréscimos moratórios	(66)	(219)
Variações monetárias	(242)	(622)
Outros perdas com participações societárias <sup>2</sup>	(42)	(42)
	<b>(1.785)</b>	<b>(1.912)</b>
	<b>1.357</b>	<b>10.376</b>

<sup>1</sup> Rendimentos de aplicações financeiras na modalidade de Certificado de Depósito Bancário - CDB com remuneração vinculada ao CDI, e liquidez a partir de 30 dias.

<sup>3</sup> Dividendos e juros sobre o capital próprio de investimentos avaliados ao custo, amortização de ágio, dentre outros ganhos e perdas.

## 27. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

O Imposto de Renda e Contribuição Social tem a seguinte composição:

Rubrica	31/12/2017	31/12/2016
<b>Imposto de renda e contribuição social correntes</b>		
Contribuição social corrente	2.427	54
Imposto de renda corrente	6.822	134
	<b>9.249</b>	<b>188</b>
<b>Imposto de renda e contribuição social diferidos</b>		
Contribuição social diferida	5.902	31.486
Imposto de renda diferido	16.385	87.383
	<b>22.287</b>	<b>118.869</b>
	<b>31.536</b>	<b>119.057</b>



A conciliação da despesa/receita de Imposto de Renda e Contribuição Social registrada no resultado está demonstrada abaixo:

Rubrica	31/12/2017	31/12/2016
<b>Lucro líquido antes dos impostos</b>	<b>119.745</b>	<b>361.541</b>
Tributos sobre o lucro a alíquota nominal de 34%	40.713	122.924
Diferenças permanentes	(7.486)	(717)
Diferenças temporárias	(22.287)	(121.904)
Prejuízos fiscais e base de cálculo negativa	(1.667)	(91)
Diferencial de alíquota de imposto de renda	(24)	(24)
<b>Imposto de renda e contribuição social correntes</b>	<b>9.249</b>	<b>188</b>
Diferenças temporárias	22.287	121.904
Diferenças temporárias de exercícios anteriores	-	(3.035)
<b>Imposto de renda e contribuição social diferidos</b>	<b>22.287</b>	<b>118.869</b>
<b>Tributos sobre o lucro</b>	<b>31.536</b>	<b>119.057</b>
<b>Alíquota fiscal efetiva dos tributos sobre o lucro</b>	<b>26,3%</b>	<b>32,9%</b>

As despesas de imposto de renda e contribuição social são calculadas e registradas conforme legislação vigente e incluem o imposto corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto para os casos em que estiverem diretamente relacionados a itens registrados diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente, nos quais já são reconhecidos a valores líquidos destes efeitos fiscais.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício a taxas de impostos ou substantivamente decretadas na data de apresentação das Demonstrações Financeiras, e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores.

O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias, entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação. O imposto diferido não é reconhecido para diferenças temporárias oriundas do reconhecimento inicial de ativos e passivos em uma transação que não seja combinação de negócios e que não afete nem a contabilidade tampouco o lucro ou prejuízo tributável.

O imposto diferido é mensurado pelas alíquotas que se espera serem às diferenças temporárias quando elas reverterem, baseando-se nas leis que foram decretadas ou substantivamente decretadas até a data de apresentação das Demonstrações Financeiras.

Na determinação do imposto de renda corrente e diferido a Companhia leva em consideração o impacto de incertezas relativas as posições fiscais tomadas e se o pagamento adicional de imposto de renda e juros tenha que ser realizado. A Companhia acredita que a provisão para imposto de renda no ativo/passivo está adequada com relação a todos os exercícios fiscais em aberto baseada em sua avaliação de diversos fatores, incluindo interpretações das leis fiscais e experiência passada. Essa avaliação é baseada em estimativas e premissas que podem envolver uma série de julgamentos sobre eventos futuros. Novas informações podem ser disponibilizadas o que levariam a Companhia a mudar o seu julgamento quanto à adequação da provisão existente, tais alterações impactarão a despesa com imposto de renda no ano em que forem realizadas.



Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados caso haja um direito de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a impostos de renda lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

Um ativo de imposto de renda e contribuição social diferido é reconhecido por perdas fiscais, créditos fiscais e diferenças temporárias dedutíveis não utilizados quando é provável que lucros futuros sujeitos à tributação estarão disponíveis e contra os quais serão utilizados.

Os ativos de imposto de renda e contribuição social diferido são revisados a cada data de relatório e serão reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

## 28. DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO POR ATIVIDADE

	31/12/2017			31/12/2016		
	Geração	Transmissão	Total	Geração	Transmissão	Total
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	13.331	235.990	249.321	11.640	429.965	441.605
CUSTOS OPERACIONAIS	(4.095)	(118.520)	(122.615)	(5.451)	(58.549)	(64.000)
LUCRO BRUTO OPERACIONAL	9.236	117.470	126.706	6.189	371.416	377.605
DESPESAS OPERACIONAIS	(3.709)	(27.976)	(31.685)	(3.776)	(25.845)	(29.621)
LUCRO OPERACIONAL ANTES DOS OUTROS RESULTADOS	5.527	89.494	95.021	2.413	345.571	347.984
OUTROS RESULTADOS OPERACIONAIS	(694)	1.547	853	(37)	(8.087)	(8.124)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	5.445	17.069	22.514	4.690	6.615	11.305
RESULTADO FINANCEIRO	231	1.126	1.357	755	9.621	10.376
LUCRO ANTES DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	10.509	109.236	119.745	7.821	353.720	361.541
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(1.444)	(30.092)	(31.536)	(740)	(118.317)	(119.057)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	9.065	79.144	88.209	7.081	235.403	242.484

## 29. FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS (MÉTODO INDIRETO)

A apresentação dos fluxos de caixa das atividades operacionais pelo método indireto é demonstrada ajustando o lucro/prejuízo líquido pelos efeitos de transações que não envolvem caixa, pelos efeitos de quaisquer diferimentos ou apropriações por competência sobre recebimentos de caixa ou pagamentos em caixa operacionais passados ou futuros, e pelos efeitos de itens de receita ou despesa associados com fluxos de caixa das atividades de investimento ou de financiamento.

Conforme as orientações do item 20A do CPC 03 - R2 (Demonstração dos Fluxos de Caixa), a conciliação entre o lucro/prejuízo líquido e o fluxo de caixa líquido das atividades operacionais deve ser fornecida caso a entidade utilize o método direto para apurar o fluxo líquido das atividades operacionais. Abaixo a referida conciliação entre lucro/prejuízo líquido e o caixa líquido gerado/aplicado pelas/nas atividades operacionais:



Rubrica	31/12/2017	31/12/2016
<b>Resultado líquido do período</b>	<b>88.209</b>	<b>242.484</b>
<b>Despesas (Receitas) que não afetam caixa e equivalentes de caixa</b>		
Provisão/reversão de energia elétrica de curto prazo	(49)	292
Receita financeira da concessão	(73.786)	(44.567)
Receita operacional - Laudo RBSE/RPC	(37.279)	(329.248)
Receita de construção	(99.272)	(32.056)
PIS/COFINS diferidos	5	(27)
Provisão/reversão para créditos de liquidação duvidosa	100	42
Provisão/reversão para litígios e outras provisões/reversões	3.139	4.405
Provisão/reversão para redução ao valor recuperável	-	5.986
Depreciação e amortização	1.434	2.102
Custo de construção	99.272	32.056
Outros custos/despesas operacionais	285	(231)
Outras receitas operacionais	(21)	(42)
Outras despesas operacionais	706	8.580
Resultado de equivalência patrimonial	(22.514)	(11.305)
Receitas financeiras	1.931	(1.814)
PIS/COFINS diferidos sobre receitas financeiras	(92)	83
Despesas financeiras	243	486
Imposto de renda e contribuição social diferidos	22.287	118.869
	<b>(103.611)</b>	<b>(246.389)</b>
<b>Redução (Aumento) de Ativos</b>		
Contas a receber	29.533	10.380
Créditos fiscais	5.765	(298)
Estoques	(938)	118
Despesas pagas antecipadamente	43	(297)
Outros devedores	(493)	(60)
	<b>33.910</b>	<b>9.843</b>
<b>Aumento (Redução) de Passivos</b>		
Fornecedores	(59)	279
Obrigações sociais e trabalhistas	(2.583)	668
Benefício pós-emprego	42	13
Tributos	3.631	(993)
Encargos setoriais	342	(2.803)
Outros credores	(497)	(382)
Encargos setoriais - LP	535	2.316
Outros credores - LP	(90)	90
	<b>1.321</b>	<b>(812)</b>
<b>Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>19.829</b>	<b>5.126</b>

### 30. DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

A Distribuição do Valor Adicionado tem a seguinte composição:



	31/12/2017		31/12/2016	
	Valor	%	Valor	%
<b>DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>	<b>185.728</b>	<b>100,0%</b>	<b>425.917</b>	<b>100,0%</b>
<b>Pessoal</b>	<b>34.081</b>	<b>18,3%</b>	<b>31.230</b>	<b>7,3%</b>
Remuneração direta	26.383	14,2%	23.835	5,6%
Benefícios	5.927	3,2%	5.389	1,2%
FGTS	1.771	0,9%	2.006	0,5%
<b>Impostos, taxas e contribuições</b>	<b>61.645</b>	<b>33,2%</b>	<b>150.294</b>	<b>35,3%</b>
Federais	60.891	32,8%	149.648	35,1%
Estaduais	72	0,0%	36	0,0%
Municipais	682	0,4%	610	0,2%
<b>Remuneração de capitais de terceiros</b>	<b>1.793</b>	<b>1,0%</b>	<b>1.909</b>	<b>0,5%</b>
Juros	1.714	1,0%	1.867	0,5%
Aluguéis	37	0,0%	-	0,0%
Outras	42	0,0%	42	0,0%
<b>Remuneração de capitais próprios</b>	<b>88.209</b>	<b>47,5%</b>	<b>242.484</b>	<b>56,9%</b>
Dividendos	20.950	11,3%	57.589	13,5%
Lucros retidos	67.259	36,2%	184.895	43,4%

### 31. SEGUROS

Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia não detinha apólice de seguro de seus bens e instalações.

### 32. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Em atendimento à Deliberação CVM 604, de 19 de novembro de 2009, que aprovou os Pronunciamentos Técnicos CPC 38, 39 e 40, e, à Instrução CVM 475, de 17 de dezembro de 2008, a Companhia efetuou avaliação de seus instrumentos financeiros.

Em 31 de dezembro de 2017, os principais instrumentos financeiros foram:

- Numerário disponível - está apresentado ao seu valor de mercado, que equivale ao seu valor contábil;
- Contas a receber - decorrem diretamente das operações da Companhia, mantidos até o vencimento, e está registrada pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável; e
- Empréstimos e financiamentos - são classificados como passivos financeiros não mensurados ao valor justo, e estão contabilizados pelos valores contratuais. Os valores de mercado destes empréstimos são equivalentes aos seus valores contábeis.



### Fatores de Risco

**Risco de crédito:** o risco de crédito da Companhia surge da possibilidade de perda que incorre quando da incapacidade de pagamento de faturas da venda de energia elétrica e uso do sistema de transmissão. Este risco está intimamente relacionado com fatores internos e externos e para reduzir este tipo de risco a Companhia atua na gerência das contas a receber implementando políticas específicas de cobrança. Os créditos de liquidação duvidosa estão adequadamente cobertos por provisão para fazer face a eventuais perdas na realização destes.

**Risco de taxa de juros:** risco da Companhia em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros, que aumenta as despesas financeiras relativas aos passivos captados. A Companhia não celebrou contratos de derivativos para cobrir esse risco, mas vem monitorando continuamente as taxas de juros de mercado, a fim de observar necessidade de contratação.

**Risco quanto à escassez de energia:** risco de déficit de energia elétrica, decorrente de condições climáticas desfavoráveis quanto à ocorrência de chuvas, dado que a matriz energética brasileira está baseada em fontes hídricas. Exercícios de estiagem prolongada influenciam o volume de água em estoque nos reservatórios das usinas que, em níveis críticos, elevam o risco de desabastecimento de energia. Neste cenário, eventuais impactos no consumo de energia elétrica podem ocasionar perdas em razão da redução de receitas.

As principais bacias hidrográficas do país, onde estão localizados os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste tem enfrentado situações climáticas adversas nos últimos anos, levando os órgãos responsáveis pelo setor a adotarem medidas de otimização dos recursos hídricos para garantir o pleno atendimento à carga do sistema elétrico.

Desta forma, em relação ao risco no curto prazo, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE tem apontado equilíbrio entre demanda e oferta de energia, mantendo os índices dentro margem de segurança. Por outro lado, o risco é calculado mensalmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrica - ONS, que, segundo as informações do plano mensal de operação divulgado mensalmente no *site* [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br), não prevê programa de racionamento para os próximos dois anos.

### **33. EVENTOS SUBSEQUENTES**

#### Capitalização de Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital na CELG GT

Conforme as Notas Explicativas nº 18 e 21, a CELGPAR detinha em 31 de dezembro de 2017, o montante de R\$ 52.000 mil, referente a Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital - AFAC na CELG GT. Conforme deliberações no âmbito da 75ª Assembleia Geral Extraordinária de acionista da CELG GT, ocorreu a capitalização de R\$ 50.000 mil destes AFAC, sendo que a respectiva ata encontra-se em fase de registro na Junta Comercial do Estado de Goiás.

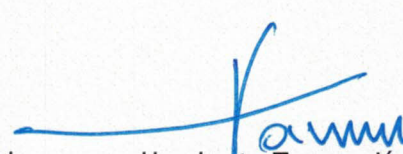



**34. AUTORIZAÇÃO DE EMISSÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**

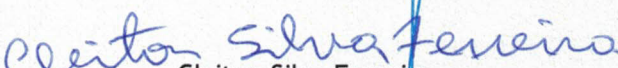
Eventos subsequentes ao exercício a que se referem essas Demonstrações Financeiras são eventos favoráveis ou desfavoráveis, que ocorrem entre a data final do exercício a que se referem, ou seja, 31 de dezembro de 2017, e a data na qual é autorizada a emissão dessas Demonstrações Financeiras.

Esta autorização é de competência da Diretoria, tendo sido as Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2017 apreciadas em Reunião da Diretoria da CELG GT, realizada em 26 de março de 2018.

  
Bráulio Afonso Morais  
Diretor Presidente  
CPF nº 082.965.101-20

  
Humberto Tannus Júnior  
Diretor Vice-Presidente  
CPF nº 167.058.231-00

  
Augusto Francisco da Silva  
Diretor Técnico e Comercial  
CPF nº 122.424.701-91

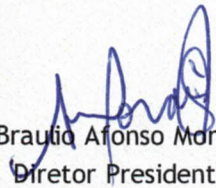
  
Cleiton Silva Ferreira  
Contador CRC-GO 018721/O-6  
CPF nº 964.994.921-34



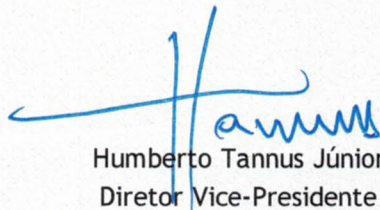
DECLARAÇÃO DE CONCORDÂNCIA COM AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Os Diretores da Celg Geração e Transmissão S.A. - Celg GT, em cumprimento ao disposto no Art. 25, inciso VI da Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, e às disposições estatutárias, declaram que reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras encerradas em 31 de dezembro de 2017.

Goiânia, 26 de março de 2018.



Braulio Afonso Moraes  
Diretor Presidente  
CPF nº 082.965.101-20



Humberto Tannus Júnior  
Diretor Vice-Presidente  
CPF nº 167.058.231-00



Augusto Francisco da Silva  
Diretor Técnico e Comercial  
CPF nº 122.424.701-91