

# RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2019



**COPEL**  
Companhia Paranaense de Energia



**PARANÁ**  
GOVERNO DO ESTADO

**Companhia Paranaense de Energia**

CNPJ/MF 76.483.817/0001-20

Inscrição Estadual 10146326-50

Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1

[www.copel.com](http://www.copel.com) [copel@copel.com](mailto:copel@copel.com)

Rua Coronel Dulcídio, 800, Batel - Curitiba - PR

CEP 80420-170

**RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO**  
**E**  
**DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**

**2019**

## SUMÁRIO

<b>MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE .....</b>	<b>3</b>
<b>1. PERFIL ORGANIZACIONAL .....</b>	<b>6</b>
<b>2. GOVERNANÇA CORPORATIVA .....</b>	<b>11</b>
2.1.Estrutura de Governança .....	11
2.2.Integridade .....	13
<b>3. DESEMPENHO OPERACIONAL.....</b>	<b>16</b>
3.1.Análise macroeconômica .....	16
3.2.Ambiente regulatório .....	16
3.3.Segmentos de Negócios .....	22
<b>4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO .....</b>	<b>40</b>
4.1.Receita Operacional Líquida .....	40
4.2.Custos e Despesas Operacionais.....	42
4.3.EBITDA ou LAJIDA .....	44
4.4.Resultado Financeiro .....	44
4.5.Valor Adicionado .....	44
4.6.Endividamento .....	45
4.7.Lucro Líquido .....	45
4.8.Inadimplência de Consumidores .....	47
4.9.Programa de Investimentos.....	47
4.10.Pesquisa & Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE.....	48
<b>5. DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL.....</b>	<b>49</b>
5.1.Recursos humanos .....	49
5.2.Fornecedores .....	52
5.3.Clientes.....	52
5.4.Gestão da Sustentabilidade .....	53
<b>6. BALANÇO SOCIAL.....</b>	<b>55</b>
<b>7. COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA.....</b>	<b>58</b>

## MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE

Uma das principais tarefas desta gestão tem sido honrar e manter o principal ativo da empresa, seu corpo técnico de alto nível e, ao mesmo tempo, desenvolver estratégias para avançar em eficiência e reduzir custos.

Completamos 65 anos em outubro como a maior empresa do Estado e a quarta do setor elétrico brasileiro, com negócios em 10 estados e foco renovado em nossas atividades no Paraná. Destinamos R\$ 920 milhões às apropriações no aperfeiçoamento do sistema elétrico de distribuição, que atende quase 4,8 milhões de consumidores no Estado, sendo esse o maior valor já destinado ao segmento em toda a história da Companhia.

Estamos à frente de um intenso movimento de transformação tecnológica, pesquisando e implementando inovações que, no médio prazo, elevarão a qualidade de fornecimento para o setor produtivo e mudarão o modo como as pessoas se relacionam com a energia. Isso é possível graças a uma gestão baseada na busca por eficiência, investimentos rentáveis e na excelência de nossos profissionais. Tal movimento já está se tornando realidade na Copel Distribuição por meio do Programa Transformação, que terá R\$2,9 bilhões aplicados no trifaseamento das redes que atendem nossa área rural, em redes inteligentes e na confiabilidade total.

Parte importante deste caminho foi aberta pela a centralização de todas as unidades de operações e serviços que ficavam no interior do Paraná. Com quase 3 mil metros quadrados, o Polo Smart Copel, novo centro integrado de operações e serviços, aplica o que há de mais avançado em tecnologia para atender o futuro do sistema elétrico. Com o Smart Copel é possível monitorar medidores inteligentes de todo o Paraná, estações de recarga de carros elétricos, sistema de geração distribuída, sensores, religadores automáticos entre outras tecnologias que começam a despontar no estado.

A eficiência que já foi implantada em Ipiranga, nossa primeira cidade 100% inteligente, será aplicada em outras localidades. A troca de todos os medidores de energia tradicionais por modelos inteligentes permite automatizar a medição do consumo e está transformando nosso sistema de distribuição em uma rede de energia integrada. Observamos a conectividade, prevemos falhas no sistema e o consumidor também acompanha a evolução do seu consumo, dando parâmetro real ao uso da energia.

Também iniciaremos o Projeto Paraná Trifásico que consiste na substituição de 25 mil km de redes monofásicas por redes trifásicas na área rural do Paraná, melhorando a qualidade do fornecimento e provendo maior segurança aos empregados e à população.

Outro marco muito importante para a Copel, a eletrovia que liga o Porto de Paranaguá às Cataratas do Iguaçu, completou um ano de profícua parceria com a Itaipu Binacional e comprova que a Companhia saiu na frente em relação à mobilidade urbana e à descarbonização, temas que se tornaram uma prioridade mundial.

O uso de sistemas que gerem energia de forma abundante, renovável e limpa esteve em destaque em 2019 com a entrada em operação das três últimas unidades geradoras do Complexo Eólico Cutia, e a conclusão das obras do Complexo Eólico Bento Miguel, ambos no litoral do Rio Grande do Norte. Juntos, os dois complexos produzirão energia suficiente para atender mais de 800 mil pessoas.

Em março iniciamos a operação comercial da primeira unidade geradora de energia da Usina Hidrelétrica Colíder. Esse foi mais um passo para o fechamento de um ciclo de investimentos em geração de energia limpa. Colíder tem importância significativa no cenário nacional já que o Brasil, muito embora já possua parques eólicos, ainda depende das hidrelétricas para garantir a operação adequada do sistema interligado.

A Copel Energia, nossa subsidiária responsável pela comercialização de energia elétrica para o mercado livre, atingiu, em 2019, o número expressivo de 1.3 GW médios de energia vendida. Esse resultado coloca-nos mais próximos de cumprir nosso objetivo de estar entre os principais *players* do segmento.

Todos esses avanços e planos requerem uma gestão comprometida. Esse comprometimento comprovou-se por meio dos prêmios alcançados pela Companhia ao longo de 2019. Temos a melhor governança entre as estatais de acordo com o programa Destaque em Governança de Estatais da B3. Continuamos no topo das empresas mais valiosas do Paraná e no Top 3 da região Sul do Brasil. Temos a segunda melhor distribuidora da América Latina, premiação concedida pela *Comisión de Integración Energética Regional (Cier)* e a melhor do Brasil na avaliação do cliente, de acordo com a apuração realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee.

Nossa Auditoria recebeu a certificação internacional de Quality Assessment. Essa certificação atesta o uso das melhores práticas globais e a conformidade com os padrões internacionais para a prática profissional da auditoria interna. Já a Ouvidoria da Copel Distribuição, recebeu, pelo segundo ano consecutivo, o Prêmio Aneel de Ouvidoria.

Honrando nosso compromisso de trabalhar em prol dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, o projeto Internet Sem Bullying, criado pela Copel Telecom em parceria com a Abrace Programas Preventivos, recebeu o troféu de melhor prática sustentável na categoria grandes empresas. Por meio de palestras em escolas estaduais, já conectadas pela internet da Copel, equipes de voluntários de todas as subsidiárias e parceiros estratégicos de negócio, impactaram mais de 700 alunos da rede pública com o tema do *cyberbullying*.

Ressaltamos que a Copel Telecomunicações, com tecnologia 100% em fibra óptica, presta um serviço altamente demandado e valorizado, mas precisa de investimentos intensivos para fazer frente à concorrência. Diante disso, durante 2019 revisamos nossa atuação, nosso mercado, investimento e retorno, sempre buscando manter a qualidade já consolidada pelo Grupo Copel, ao mesmo tempo em que estamos aprofundando os estudos sobre potencial alienação do controle da Copel Telecomunicações S.A. com assessorias financeira e jurídica externas.

Outra iniciativa social, o programa Cultivar Energia apoiado pela Copel Geração e Transmissão, recebeu o troféu Benchmarking Brasil. Esse programa permite a criação de hortas comunitárias embaixo de linhas de transmissão de energia.

Os resultados financeiros obtidos em 2019 refletem nossa convicção de que disciplina financeira é um dos mais importantes pilares para o crescimento sustentado do negócio. Pela primeira vez, nosso lucro líquido consolidado superou os R\$ 2 bilhões. Além disso, nosso Ebitda teve acréscimo de R\$ 1.141,3 milhão em relação a 2018, demonstrando a nossa eficiência e aumento de produtividade.

Por fim, gostaria de destacar a excelência do trabalho de todos os empregados. Sua dedicação e comprometimento fez com que a Copel alcançasse índices de eficiência que igualam ou mesmo superam os das melhores empresas privadas do setor elétrico.

Em 2020, estamos diante de uma crise sem precedentes no Brasil e no mundo. Enfrentamos um inimigo invisível, que tem imposto severas restrições às pessoas e à atividade econômica. Teremos um enorme desafio pela frente: conciliar medidas de proteção à saúde com a atividade produtiva. Pela própria natureza da empresa em que escolhemos trabalhar, estamos na linha de frente. Temos responsabilidade com mais de 11 milhões de paranaenses, em especial com as camadas mais vulneráveis da população, e não falharemos em nossa missão. E é pelo caminho que seguimos até aqui, que devemos trilhar: manter a estabilidade de empresa pública mas com *mindset* de empresa privada.

Projetos, há muitos, mas é preciso trabalhar com afinco para efetivamente deixar um legado.

Daniel Pimentel Slaviero  
Presidente da Copel

## 1. PERFIL ORGANIZACIONAL

A Copel foi criada em outubro de 1954 e é a maior empresa do Paraná em receita líquida. Atua com tecnologia de ponta nas áreas de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia, além de telecomunicações e gás natural.

Opera um abrangente e eficaz sistema de energia elétrica, com parque gerador próprio de usinas, linhas de transmissão, subestações, linhas e redes elétricas do sistema de distribuição, e um moderno sistema de telecomunicações, que integra todas as cidades do Estado.

Embora esteja sediada em Curitiba, no Paraná, a Copel está presente em dez estados brasileiros, conforme mapa a seguir:



## • Prêmios e certificações em 2019

Prêmios / Certificações	Certificador
<b>Prêmio Abradee</b> - Avaliação pelo cliente 2019	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee
<b>Prêmio Abradee</b> - Melhor empresa do Sul do Brasil 2019	Abradee
<b>Prêmio Abradee</b> - 2º lugar Qualidade da Gestão 2019	Abradee
<b>Prêmio CIER</b> - Melhor Distribuidora (categoria prata)	<i>Comisión de Integración Energética Regional</i> - CIER América Latina
<b>Selo Clima Paraná Ouro</b>	Governo do Estado do Paraná
<b>Certificado Empresa Cidadã</b> - informações apresentadas no relatório Social	Conselho Regional de Contabilidade do Rio de Janeiro, Sistema Firjan e Fecomércio
<b>Prêmio 500 maiores do sul</b> - Maior empresa do Paraná	Revista Amanhã
<b>Prêmio 500 maiores do sul</b> - Maior receita líquida setor de energia	Revista Amanhã
<b>Prêmio Sesi ODS</b> - Reconhecimento das práticas em prol dos objetivos de desenvolvimento sustentável - categoria indústria	SESI - Serviço Social da Indústria
<b>Selo ODS Sesi</b> - projeto Internet Sem Bullying	SESI
<b>Selo ODS Sesi</b> - Programa Cultivar Energia	SESI
<b>Mensão Honrosa ODS Sesi - Carbono zero</b>	SESI
<b>2º colocado - Prêmio de Qualidade Aneel Sul (antigo IASC)</b> - Concessionárias acima de 400 mil unidades consumidoras	Aneel
<b>Prêmio Aneel de Ouvidoria</b> - Segundo lugar	Aneel
<b>Melhores práticas socioambientais</b> - 1º colocado	Benchmarking Brasil
<b>Melhor Gestão de Frotas do país</b>	Instituto Parar
<b>Prêmio Abraconee</b> de Melhor Divulgação das Demonstrações Contábeis do exercício de 2018 - 3º lugar na categoria Companhia de grande porte do setor de energia elétrica	Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica - Abraconee
<b>Destaque em governança de empresas estatais</b>	B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão
<b>ISE</b> - Índice de Sustentabilidade Empresarial	B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão
<b>Prêmio Pró-Ética 2018-2019</b> - integridade corporativa	CGU e Instituto Ethos
<b>Prêmio Ibero-Americano de Qualidade</b> - finalista	Fundação Ibero-americana de Gestão da Qualidade - FUNDIBEQ
<b>Selo WOB</b> - pela presença feminina no CAD	ONU

## • Participação no Mercado

Principais produtos (%)	Brasil	Região Sul	Paraná
Geração de energia elétrica <sup>(1)</sup>	3,0	<sup>(2) (3)</sup> 19,9	<sup>(2) (3)</sup> 48,0
Transmissão de energia elétrica <sup>(4)</sup>	2,3	11,3	21,2
Distribuição de energia elétrica <sup>(5)</sup>	<sup>(6)</sup> 6,2	<sup>(6)</sup> 33,5	<sup>(7)</sup> 97,2
Distribuição de gás	1,8	20,74	58,5
Telecomunicações <sup>(7)</sup>	0,6	2,9	7,8

<sup>(1)</sup> Capacidade instalada. Não incluídas as participações da Copel e as usinas eólicas

<sup>(2)</sup> Não incluída a Usina de Itaipu

<sup>(3)</sup> Não inclui as usinas do Rio Paranapanema

<sup>(4)</sup> O mercado refere-se à Receita Anual Permitida - RAP

<sup>(5)</sup> Mercado fio de distribuição

<sup>(6)</sup> Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE

<sup>(7)</sup> Número de acessos

## • Referencial Estratégico

As ações da Copel e suas decisões de gestão são orientadas pelas diretrizes estabelecidas em sua Missão, Visão e Valores, apresentadas a seguir:

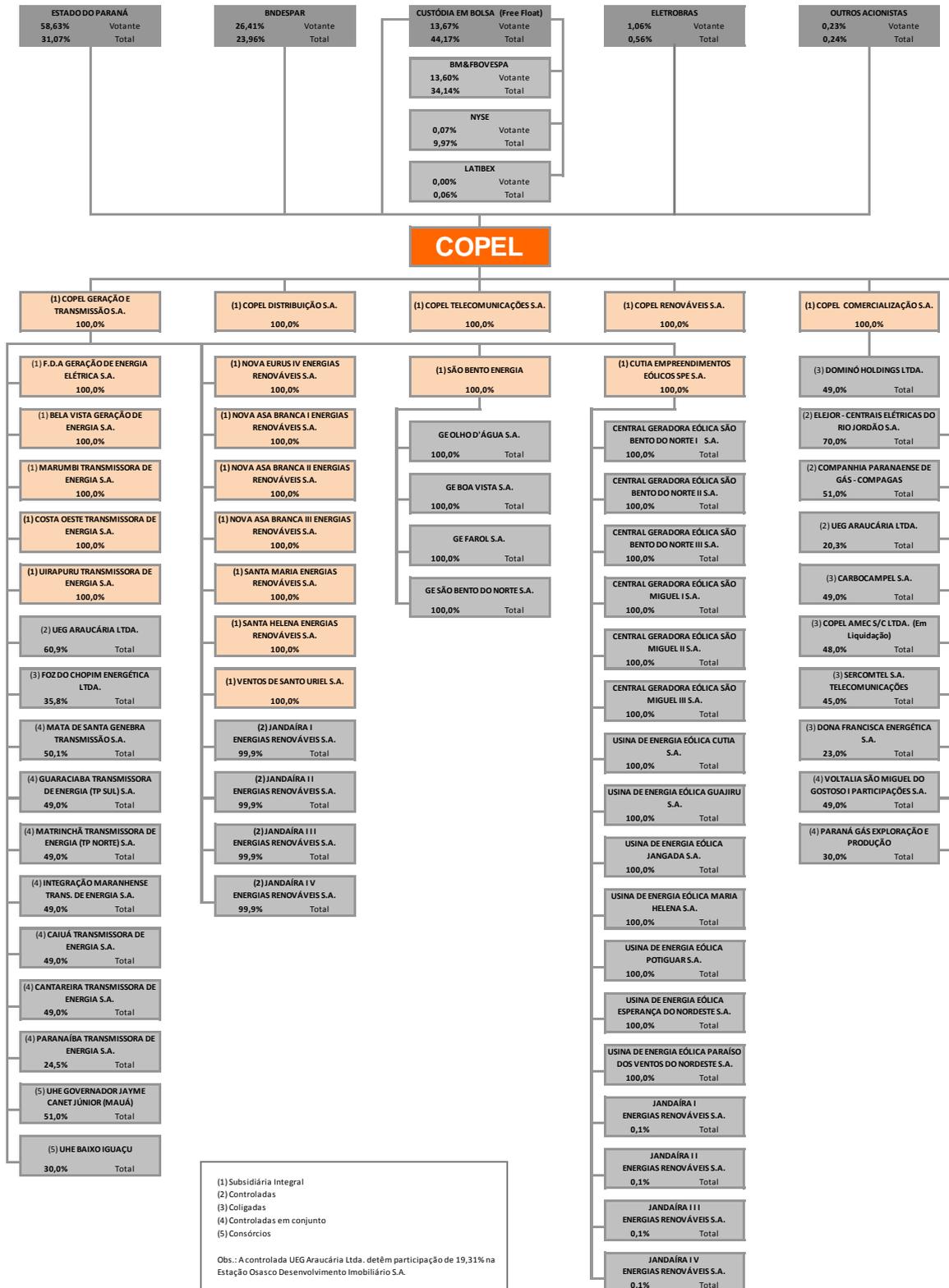
**Missão:** Prover energia e soluções para o desenvolvimento com sustentabilidade.

**Visão:** Ser referência nos negócios em que atua gerando valor de forma sustentável.

**Valores:**

- **Ética:** Resultado de um pacto coletivo que define comportamentos individuais alinhados a um objetivo comum.
- **Respeito às pessoas:** Consideração com o próximo.
- **Dedicação:** Capacidade de se envolver de forma intensa e completa no trabalho, contribuindo para a realização dos objetivos da organização.
- **Transparência:** Prestação de contas das decisões e realizações da empresa para informar seus aspectos positivos ou negativos a todas as partes interessadas.
- **Segurança e Saúde:** Ambiente de trabalho saudável, em que os trabalhadores e os gestores colaboram para o uso de processo de melhoria contínua da proteção e promoção da segurança, saúde e bem-estar de todos.
- **Responsabilidade:** Condução da vida da empresa de maneira sustentável, respeitando os direitos de todas as partes interessadas, inclusive das futuras gerações, e o compromisso com a sustentação de todas as formas de vida.
- **Inovação:** Aplicação de ideias em processos, produtos ou serviços, de forma a melhorar algo existente ou construir algo diferente e melhor.

• Organograma societário em 31.12.2019:



## • Copel em Números

	2019	2018	variação %
<b>Indicadores Contábeis</b>			
Ativo total	38.312.551	35.930.100	6,6
Caixa e equivalentes de caixa	2.941.727	1.948.409	51,0
Títulos e valores mobiliários	282.081	344.296	(18,1)
Dívida total	11.572.094	11.565.438	0,1
Dívida líquida	8.348.286	9.272.733	(10,0)
Receita operacional bruta	25.227.782	23.725.810	6,3
Deduções da receita	8.983.508	8.791.030	2,2
Receita operacional líquida	16.244.274	14.934.780	8,8
Custos e despesas operacionais	13.160.350	12.676.621	3,8
Equivalência patrimonial	106.757	135.888	(21,4)
Resultado das atividades	3.083.924	2.258.159	36,6
Ebitda ou Lajida	4.284.517	3.143.226	36,3
Resultado financeiro	488.486	438.050	11,5
IRPJ/CSELL	639.326	511.993	24,9
Lucro operacional	2.702.195	1.955.997	38,1
Lucro líquido do exercício	2.062.869	1.444.004	42,9
Patrimônio líquido	17.598.213	16.336.214	7,7
Juros sobre o capital próprio	643.000	280.000	129,6
Dividendos	-	98.542	(100,0)
<b>Indicadores Econômico-Financeiros</b>			
Liquidez corrente (índice)	1,5	1,0	50,0
Liquidez geral (índice)	0,9	0,9	-
Margem do Ebitda ou Lajida (Ebitda ou lajida/receita operacional líquida) (%)	26,4	21,0	25,7
Lucro por ação - Ações ordinárias	6,94344	4,91091	41,4
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "A"	9,11525	5,40201	68,7
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "B"	7,63812	5,40201	41,4
Valor patrimonial por ação - R\$ (patrimônio líquido/quantidade de ações)	64,3	59,7	7,7
Dívida total sobre o patrimônio líquido (%)	65,8	70,8	(7,1)
Margem operacional (lucro operacional/receita operacional líquida) (%)	16,6	13,1	26,7
Margem líquida (lucro líquido/receita operacional líquida) (%)	12,7	9,7	30,9
Participação de capital de terceiros (%)	54,1	54,5	(0,7)
Rentabilidade do patrimônio líquido (%) <sup>(1)</sup>	12,6	9,3	35,5

<sup>(1)</sup> LL ÷ (PL inicial)

## 2. GOVERNANÇA CORPORATIVA

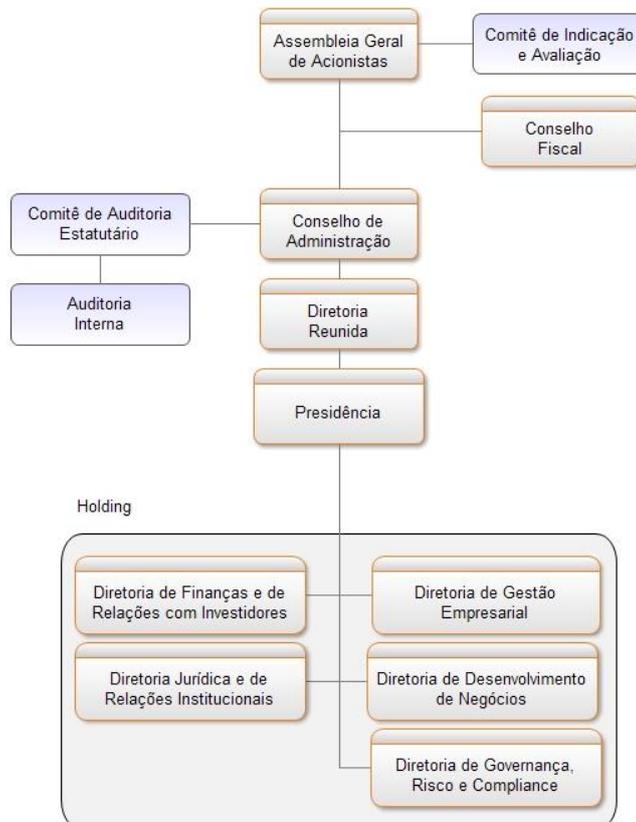
A gestão da Copel tem como referência, além da Lei nº 13.303/2016, o Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa, do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC, a Instrução CVM nº 586/2017, as determinações da Securities and Exchange Commission - SEC, e a Lei Sarbanes-Oxley - SOX. A Companhia conta com uma Política de Governança Corporativa, na qual estabelece sua responsabilidade, seus objetivos e compromissos, calcados nos princípios de transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa.

A Copel tem aprimorado suas práticas de governança corporativa para a adequação integral às exigências legais, aos regulamentos da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, ao Regulamento dos Emissores da B3 e à legislação norte-americana para empresas listadas na Bolsa de Valores de Nova Iorque, e em alinhamento às boas práticas de governança corporativa.

No Brasil, a Copel integra o Nível 1 de governança corporativa da B3. Em dezembro de 2018, a Copel foi certificada Programa Destaque em Governança de Estatais da B3, e em 2019, a Copel ampliou sua pontuação de 58 para 60 pontos com atendimento a todas as medidas exigidas. Destacando-se até o momento, como a única estatal a atingir a pontuação máxima.

### 2.1. Estrutura de Governança

A estrutura de governança da Companhia é a demonstrada a seguir:



### **Assembleia geral de acionistas**

É o órgão máximo da Companhia, com poderes para deliberar sobre todos os negócios relativos ao seu objeto social, regendo-se pela legislação vigente.

### **Comitê de indicação e avaliação**

Órgão de caráter permanente e tem por finalidade auxiliar os acionistas, verificando a conformidade do processo de indicação e avaliação dos administradores, conselheiros fiscais e membros de Comitês Estatutários para a Copel (Holding), suas subsidiárias integrais e também para suas sociedades coligadas e controladas, nos termos da legislação vigente.

### **Conselho Fiscal**

Órgão permanente que analisa e emite parecer sobre as demonstrações financeiras e fiscaliza os atos dos administradores quanto a seus deveres legais e estatutários. É formado por cinco membros titulares e igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral Ordinária de Acionistas para mandato unificado de dois anos, permitidas, no máximo, duas reconduções consecutivas.

### **Conselho de Administração - CAD**

Órgão deliberativo responsável por definir a orientação geral dos negócios, em conformidade com as competências estabelecidas no Estatuto Social da Copel e em Regimento Interno. É composto por nove membros, dos quais sete independentes, indicados e eleitos de acordo com as regras previstas na legislação vigente.

### **Diretoria reunida**

Órgão executivo de administração e representação da Copel (Holding), com responsabilidade de assegurar o funcionamento regular da Companhia, em alinhamento à estratégia geral traçada pelo Conselho de Administração. É composto por um Diretor Presidente, um Diretor de Gestão Empresarial, um Diretor de Finanças e de Relações com Investidores, um Diretor Jurídico e de Relações Institucionais, um Diretor de Desenvolvimento de Negócios, e um Diretor de Governança, Risco e *Compliance*.

### **Comitê de Auditoria Estatutário**

Órgão independente, de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração, formado por cinco membros, em sua maioria independente, escolhidos entre os Conselheiros de Administração. Tem como atribuições principais fiscalização, revisão, supervisão, acompanhamento e, quando cabível, apresentação de recomendações sobre atividades da Companhia. Também é responsável pelo monitoramento do Canal de Denúncias.

### **Auditoria interna**

Órgão independente que avalia a efetividade do processo de gestão de riscos, a adequação das ações de tratamento e mecanismos de controles internos, o cumprimento de normas e a confiabilidade dos processos relacionados ao preparo das demonstrações financeiras, fornecendo informações para subsidiar o processo decisório nos diversos níveis hierárquicos da Companhia, recomendando, quando necessário, melhorias nos processos ao gestor de riscos, além de realizar relatos periódicos de suas avaliações ao Comitê de

Auditoria Estatutário.

### **Principais Melhorias em Governança Corporativa**

A Copel vem aprimorando suas práticas de governança corporativa além do atendimento às exigências legais e em alinhamento às boas práticas de governança corporativa.

Dentre as melhorias implementadas em 2019, destacamos:

- publicação da Carta Anual de Políticas Públicas e de Governança Corporativa e do Informe de Governança Corporativa;
- revisão do Código de Conduta e do Programa de Integridade;
- eleição dos membros do Comitê de Indicação e Avaliação para o mandato 2019-2021;
- revisão das estruturas de Governança Societária da Copel (Holding) e das subsidiárias integrais;
- criação da Política de Avaliação Anual de Desempenho dos Órgãos Estatutários, Política de Doações e Contribuições Voluntária.

A descrição completa da estrutura administrativa e demais informações relevantes estão disponíveis no Formulário de Referência, na Carta Anual de Políticas Públicas e de Governança Corporativa e nos demais relatórios corporativos, disponíveis em [www.copel.com](http://www.copel.com), na página de Relações com os Investidores.

## **2.2. Integridade**

### **• Programa de Integridade**

Em conformidade com o disposto na Lei Federal nº 12.846/2013, Decreto Federal nº 8.420/2015 e Lei Federal nº 13.303/2016, a Copel publicou, em 2017, seu Programa de Integridade, conjunto de mecanismos internos de integridade, ética, transparência, gestão de riscos, controles internos, *compliance*, auditoria interna e aplicação do Código de Conduta, que devem ser observados por todos os empregados, administradores e conselheiros fiscais. O Programa tem como objetivo prevenir, detectar e remediar possíveis atos que tenham impacto sobre a Companhia. A iniciativa é coordenada pela Diretoria de Governança, Risco e Compliance, monitorado por auditoria interna e externa, e submetido ao Comitê de Auditoria Estatutário da Copel.

A divulgação e a disseminação do Programa de Integridade e outras iniciativas de *compliance* são feitas periodicamente em meio eletrônico para toda a Companhia. A consulta a seu inteiro teor pode ser feita nos canais *online* internos e externos da Copel, por meio do Portal de *Compliance*.

### **• Controles internos**

Os processos operacionais são anualmente avaliados quanto aos riscos relacionados a erros ou fraudes que possam interferir nos resultados das demonstrações financeiras. As avaliações são baseadas em controles internos, submetidos a testes pela Auditoria Interna e pelo Auditor Independente, que reportam os resultados à Alta Administração. Os testes realizados pela Auditoria Interna ocorrem anualmente, a partir de

outubro, e são finalizados com avaliação de gravidade e magnitude das deficiências por ocasião do arquivamento do Formulário 20-F na SEC, em abril de cada ano.

Levando em conta o número de processos mapeados para atendimento à Lei Sarbanes Oxley (SOX), 100% das operações da Copel foram submetidas a avaliações de riscos relacionados a corrupção.

A Companhia desenvolve, ainda, atividades voltadas à manutenção do ambiente de controles internos e ao cumprimento dos requisitos legais e regulatórios vigentes, especialmente da SOX. A estrutura de controles internos segue os padrões do *Committee of Sponsoring Organizations for the Treadway Commission -COSO*, que é um modelo de referência reconhecido internacionalmente..

### • Canais de denúncia

Visando acolher opiniões, críticas, reclamações, denúncias e consultas pessoais, a Copel disponibiliza canais de comunicação, que além de contribuir para o combate a fraudes e corrupção, também ampliam o relacionamento da organização com as partes interessadas. São eles:

- Canal de Denúncias independente: destina-se ao recebimento de denúncias e comunicações relativas ao não cumprimento de leis e normas, especialmente sobre o descumprimento do código de conduta, bem como situações de fraudes, corrupção ou irregularidades que envolvam questões de finanças, auditoria ou contabilidade. O canal garante proteção, preservação da identidade do manifestante e resposta à denúncia. Está disponível 24 horas por dia, sete dias por semana, por meio do endereço <https://www.copel.com/canaldedenuncias/> (nos idiomas Português e Inglês) ou, pelo telefone: 0800 643 5665.
- Comitê de Ética, aprovado na 197ª reunião Ordinária do Conselho de Administração da Copel realizado em dezembro de 2019, sendo formado por membros da Diretoria e do Conselho de Administração, sendo responsável pelo monitoramento do Canal de Denúncias e com autoridade para aplicação de medidas disciplinares;
- Comissão de Análise de Denúncias de Assédio Moral - Cadam: atende e apoia todo empregado vítima de assédio moral em seu ambiente de trabalho. As informações são confidenciais e tanto o denunciante como o denunciado têm garantia de preservação de identidade.
- Ouvidoria: existem dois canais abertos a todos os públicos, interno e externo, para comunicações e denúncias. A Ouvidoria Copel Distribuição está disponível no telefone 0800 647 0606 e também no e-mail [ouvidoria@copel.com](mailto:ouvidoria@copel.com). Além disso, está apta a receber as comunicações pessoalmente, em dias úteis no horário das 9h00 às 17h00, ou por meio de correspondência enviada a seu endereço, na Rua Professor Brasílio Ovidio da Costa, 1703, Santa Quitéria, CEP: 80310-130, em Curitiba – Pr. A Ouvidoria Copel Telecomunicações está disponível no telefone 0800 649 3949 e no e-mail [ouvidoriatelecom@copel.com](mailto:ouvidoriatelecom@copel.com), estando apta a receber as manifestações pessoalmente, em dias úteis no horário das 10h00 às 16h00, ou por meio de correspondência enviada a seu endereço, na Rua José Izidoro Biazetto, 158 Bloco A Sala 6 – Mossunguê 81.200-240 – Curitiba – Pr.

## • Auditoria Externa

Nos termos estabelecidos pela Instrução nº 381/2003 da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, em norma interna de Governança Corporativa e sob a revisão e supervisão do Comitê de Auditoria, a Companhia e suas subsidiárias integrais possuem contrato com a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes desde 21.03.2016, para prestação de serviços de auditoria das demonstrações financeiras. Os trabalhos necessários à avaliação do ano fiscal se estenderão até 30.06.2020, data que corresponderá ao seu termo, podendo ser prorrogado formalmente em até 12 meses.

A Companhia troca a empresa responsável pela auditoria de suas demonstrações financeiras seguindo o critério de rodízio dos auditores independentes, conforme a Instrução CVM nº 308/1999, e/ou o disposto na Lei nº 8.666/1993 - “Lei das Licitações”.

Ao contratar outros serviços de seus auditores externos, a prática da Companhia prevê a análise prévia pelo Comitê de Auditoria do Conselho de Administração, que deve considerar nesta avaliação se um relacionamento ou serviço prestado por auditor independente: (a) cria interesses conflitantes com o seu cliente de auditoria; (b) coloca-os na posição de auditar o seu próprio trabalho; (c) resulta em atuação em função de gestor ou como empregado do cliente de auditoria; ou (d) coloca-os em posição de advogado para o cliente da auditoria.

O Comitê de Auditoria considera ainda, neste tipo de avaliação, se qualquer serviço prestado pela empresa de auditoria independente pode prejudicar, de fato ou aparentemente, a independência da firma. Sempre que necessário, o Comitê de Auditoria pode contar com o apoio técnico da Auditoria Interna, ou de consultoria independente, para avaliação técnica que pode ser requerida em cada caso concreto, sendo registradas em atas de reuniões deste colegiado as discussões sobre contratações de outros serviços do auditor independente.

Nos termos estabelecido pelo artigo 2º da Instrução CVM nº 381/03, a Copel informa que a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, auditoria independente da Companhia e de suas controladas, prestou serviços não relacionados à auditoria independente, durante o exercício encerrado em 31.12.2019, conforme segue:

Natureza	Contratação	Duração
Revisão de Procedimentos Fiscais	21.03.2019	12 meses
Análise de pleitos referentes ao contrato de fornecimento de bens e prestação de serviços para implantação da UHE Colider	21.03.2019	12 meses
Revisão de Procedimentos Fiscais na UEG Araucária	02.07.2018	24 meses

A Companhia contratou um total de R\$ 1,2 milhão referente aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 40% dos honorários relativos aos de serviços de auditoria externa contratados para 2019.

Conforme previsto pela Instrução CVM nº 381/03, a Deloitte declarou à Administração que, em razão do escopo e dos processos executados, a prestação dos serviços supramencionados não afeta a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa.

### **3. DESEMPENHO OPERACIONAL**

#### **3.1. Análise macroeconômica**

A economia brasileira iniciou 2019 com grandes expectativas para retomada do investimento, queda no desemprego, melhora nas contas públicas e consequente aumento do crescimento econômico. Apesar do cenário otimista, a confiança do empresariado foi perdendo fôlego à medida que as principais reformas previstas para o início de legislatura demoraram a entrar em cena, dentre elas, a tão almejada reforma da previdência, que levou quase onze meses para ser aprovada. Estes fatores, associados a pequenas crises políticas, criaram entraves para a recuperação econômica do país. Na tentativa de remediar a conjuntura desfavorável que tomava conta do cenário nacional, o Governo decidiu liberar parte do saldo das contas do FGTS com o propósito de alavancar o consumo das famílias. Com a inflação apontando para encerrar o exercício próximo do centro da meta, também foi possível que o Comitê de Política Monetária do Banco Central reduzisse por quatro vezes consecutivas a Selic, estabelecendo uma nova marca histórica, de 4,5% ao ano, o que se refletiria em mais recursos acessíveis para investimentos e consumo. Ainda que o esforço possa ter amenizado a deterioração das condições econômicas no período, o mercado de trabalho não reagiu como esperado, permanecendo com taxas de desemprego na casa dos dois dígitos, e com a informalidade crescente. Dentro deste contexto, a perspectiva de crescimento do produto interno bruto de 2019 ficou abaixo do previsto.

Já em âmbito local, o comportamento da economia se mostrou mais favorável, com diversos indicadores conjunturais apresentando resultados positivos. A vigorosa recuperação da indústria, apurada através da pesquisa industrial mensal - produção física do IBGE colocou o Paraná na posição de destaque dentre as unidades da federação que mais se expandiram em 2019. Os principais influenciadores deste resultado foram os segmentos ligados à indústria de veículos, máquinas & equipamentos e principalmente do setor alimentício. A recuperação da safra também atuou como fator multiplicador de riqueza em diversos setores vinculados à agricultura, tais como, a indústria e comércio. O estado também se consolidou como a quarta unidade da federação que mais criou emprego formal durante o ano, segundo dados do Cadastro Geral de Empregados e Desempregados - CAGED do Ministério do Trabalho, reflexo dos bons resultados dos setores da construção civil, comércio e serviços.

#### **3.2. Ambiente regulatório**

Desde 2017, o Ministério de Minas e Energia - MME discute propostas para o aprimoramento do arcabouço legal e regulatório do Setor Elétrico, com agentes do setor e sociedade. Em 04 de abril de 2019, instituiu-se Grupo de Trabalho específico para tratar da Modernização do Setor Elétrico, o qual realizou diagnóstico geral e elaborou relatório de propostas de aprimoramento da legislação do setor. O MME constituiu por meio da Portaria nº 403 de 29 de outubro de 2019, o “Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico” com a finalidade de executar o plano de ação contido na Portaria MME nº 187, de 04 de abril de 2019, bem como propor medidas complementares para promover as melhores soluções para a modernização setorial.

Neste contexto, o Comitê de Implementação estabeleceu as seguintes frentes de atuação associadas às propostas de aprimoramento do Setor Elétrico:

- Formação de Preços;
- Critério de Suprimento;
- Medidas de Transição;
- Separação Lastro e Energia;
- Sistemática de Leilões;
- Desburocratização e Melhoria de Processos;
- Governança;
- Inserção de Novas Tecnologias;
- Abertura de Mercado;
- Racionalização de Encargos e Subsídios;
- Sustentabilidade da Distribuição;
- Mecanismo de Realocação de Energia;
- Processo de Contratação;
- Sustentabilidade da Transmissão; e
- Integração Gás - Energia Elétrica.

Ainda em outubro de 2019, o MME apresentou a deputados e senadores suas contribuições em relação ao aprimoramento das regras do Setor Elétrico que necessitam de alterações legais, com o objetivo de propor emendas aos Projetos de Lei - PL nº 1917/2015 e PLS nº 232/2016, que dispõem sobre o modelo comercial do setor elétrico, a portabilidade da conta de luz e as concessões de geração de energia elétrica.

Em complemento, o MME promoveu algumas medidas estabelecidas nas frentes de atuação, no último trimestre de 2019. A Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019, revisou o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional - SIN, e ao cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração.

Outra medida adotada pelo MME, em conjunto com o Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, foi a instituição do Grupo de Trabalho CTME, por meio da Portaria Interministerial nº 464, de 12 de dezembro de 2019, com a finalidade de propor uma governança das atividades de ciência, tecnologia e inovação no setor de energia.

Em continuidade ao processo de abertura do mercado, que iniciou com a Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018, os limites de carga para contratação de energia elétrica convencional, por parte dos consumidores livres, foram revisados por meio da Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019, ampliando as etapas de redução dos limites de carga para os próximos 3 anos.

Com o objetivo de manter um diálogo com a sociedade e agentes do setor elétrico, foram abertas consultas públicas para receber contribuições relativas: à revisão da garantia física das usinas despachadas centralizadamente; ao desenho do mercado de comercialização de energia elétrica, considerando os produtos lastro e energia; aos aprimoramentos dos modelos computacionais; e à atuação do comercializador varejista, temas que estão no plano de ação do MME.

Em agosto de 2019, a Câmara dos Deputados constituiu a Comissão Especial destinada a propor o Código Brasileiro de Energia Elétrica. O objetivo é colher contribuições do governo, de entidades do setor e dos

consumidores para a elaboração do projeto final. O texto final deverá reunir toda a legislação que hoje está dispersa em portarias de diversos órgãos governamentais.

Como revisão à Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, a Resolução Normativa nº 846, de 11 de junho de 2019, passou a determinar os novos procedimentos de imposição de penalidades aos agentes do setor elétrico, além dos parâmetros para fixação do valor da multa a ser aplicada nos autos de infração. Uma das alterações consiste na aplicação das multas somente no segmento no qual foi observada a infração.

Outro ponto importante desse ano, são os desafios técnicos que a Geração Distribuída - GD trouxe para as concessionárias, de maneira que este tipo de geração possa ser atendida sem trazer distúrbios para os demais consumidores que estão na rede. De acordo com dados da Aneel, existem 199.965 unidades consumidoras que recebem créditos de GD no país, somando uma potência de 1.907 MW. Quando promulgada a resolução nº 482, de 17 de abril de 2012, que dita as regras da GD no país, foi prevista que a revisão das regras deveria ser feita em cinco anos.

A seguir, apresentamos panorama do ambiente regulatório por segmento de negócio.

## **Geração**

Embora a demanda do mercado regulado tenha reduzido seu ritmo de crescimento nos últimos anos, desde 2018 os geradores têm buscado viabilizar seus projetos no mercado livre, que está em expansão desde 2016.

Em 2019, a capacidade instalada acrescida na matriz elétrica brasileira foi de 7.246,41 MW, superando a meta de 5.781,58 MW, de acordo com a Aneel. Destaca-se a entrada em operação da UHE Belo Monte, além das centrais geradoras eólicas, totalizando 170.071 MW de capacidade instalada na matriz elétrica brasileira.

O setor aguardava a conclusão do PL nº 10.985, que estabelece novas condições para a repactuação do risco hidrológico dos empreendimentos de geração de energia elétrica, o Generation Scaling Factor - GSF, através da extensão de outorga para compensação dos efeitos causados, fato que não se confirmou. O GSF corresponde à relação entre o volume de energia, que é gerado pelas usinas que integram o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE e a garantia física total delas. Caso o volume elétrico gerado seja menor do que a garantia física, as hidrelétricas devem pagar a diferença.

Neste ano, o Brasil passou a ser o oitavo país no mundo em capacidade eólica instalada, ultrapassando o Canadá. A fonte eólica já ocupa o segundo lugar na matriz elétrica brasileira, com mais de 15 GW instalados.

Quanto às termelétricas, o governo lançou um programa para dinamizar o mercado de gás natural, conforme resolução CNPE nº 16, de 24 de junho de 2019, e têm nas térmicas o veículo para criar demanda no aproveitamento de parte do gás do Pré-Sal. Para o primeiro semestre de 2020, há dois leilões marcados para substituição de térmicas antigas por novas plantas mais eficientes e um do tipo A-6.

- Leilões

Neste ano, o MME promoveu cinco leilões de energia, sendo dois Leilões de Energia Nova (“A-4” e “A-6”), dois Leilões de Energia Existente (“A-1” e “A-2”) e o Leilão para suprimento a Boa Vista e localidades conectadas (Sistemas Isolados). No total, foram contratados 3.674 MW de capacidade instalada, que somam R\$ 14,7 bilhões em novos investimentos para os próximos cinco anos. Boa parte dessa capacidade adicional será alocada no mercado livre.

### **Transmissão**

Em 2019, houve avanços importantes como a regulamentação da qualidade do serviço de transmissão associada à disponibilidade e à capacidade operativa de instalações em corrente contínua, e a publicação da revisão do banco de preços, em 28 de fevereiro de 2019, pela resolução Homologatoria nº 2514. Entretanto, o processo de revisão tarifária dos contratos renovados, detentores de ativos pertencentes à Rede Básica do Sistema Existente - RBSE, foi mais uma vez postergado devido à necessidade de analisar os laudos de avaliação, entregues à agência pelas transmissoras em 19 de julho de 2019.

Outro aperfeiçoamento regulatório foi a definição dos requisitos para a operação remota de instalações de transmissão.

Em 19 de dezembro de 2019, a Aneel realizou o leilão de Transmissão nº 02/2019, o qual encerrou com todos os 12 lotes arrematados. As concessões são voltadas para a construção de 2.470 km de linhas de transmissão de energia e subestações, com capacidade de transformação de 7.800 MVA, distribuídos em estados das cinco regiões do país. No certame foi verificado deságio geral recorde de 60,3% e previstos investimentos da ordem de R\$ 4,18 bilhões em 33 empreendimentos, com expectativa de geração de 8.782 empregos e prazo de obras entre 36 e 60 meses. A redução da Remuneração Anual Permitida - RAP dos ativos confirma o desejo dos empreendedores do setor em investir nos ativos de transmissão.

Para 2020, a agenda da Aneel inclui os seguintes temas:

- aperfeiçoamento e consolidação da norma que trata de reforços e melhorias;
- classificação das instalações de transmissão;
- consolidação das condições gerais do acesso ao sistema de transmissão;
- aperfeiçoamento e consolidação da conexão às instalações de transmissão;
- aperfeiçoamento das normas sobre contratação do Uso do Sistema de Transmissão; e
- liquidação financeira simplificada dos encargos.

### **Comercialização**

O ano de 2019 foi marcado pela crise das comercializadoras alavancadas. No final de 2018, o mercado livre vivia a expectativa de que os preços no início de 2019 caíssem no patamar mínimo do PLD. No final de

dezembro e início de 2019 houve redução drástica das chuvas, revertendo a expectativa de preços baixos, fazendo com que os preços disparassem, criando uma turbulência no mercado de comercialização de energia e expondo a fragilidade de várias empresas, no tocante a assumirem riscos maiores do que comporta sua robustez financeira. Essa situação acabou perdurando até o mês de maio, quando houve a liquidação financeira das operações de março. Houve relativa retomada da normalidade do setor que aos poucos recuperou os volumes de energia comercializados e a liquidez. Como consequência as empresas refinaram sua análise de crédito das contrapartes, tornando o mercado mais saudável e sustentável.

Entretanto, esse período foi de avanços para o mercado livre considerando fatos como:

- o limite mínimo de carga de consumidores elegíveis para comprar energia no mercado livre passará para 1,5 megawatts (MW) em 1º de janeiro de 2021 e a partir de janeiro de 2020, a carga mínima exigida foi de 2,5 MW para 2 MW, de acordo com a portaria MME nº 465, de 16 dezembro de 2019;
- o avanço dos projetos de lei PLS nº 232 e PL nº 1917 que estão no Congresso Nacional;
- elaboração da nova metodologia de definição dos limites máximo e mínimo do PLD, conforme resolução nº 858 de 1º de outubro de 2019;
- revisão da resolução nº 482, pela Aneel, e os avanços da tecnologia aplicados ao setor elétrico; e
- a definição do cronograma de implantação do preço horário: o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS implementou, em 1º de janeiro de 2020, o DESSEM ou Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo, visando otimizar a operação do SIN, uma vez que considera tanto aspectos relacionados à rede elétrica como à operação das usinas hidroelétricas, termoelétricas e demais componentes do setor. A implantação do DESSEM atende ao estabelecido na portaria de nº 301, de 31 de julho de 2019, do MME.

Desta forma, o ano de 2019 pode ser considerado como de consolidação de parte das medidas de estruturação do segmento e 2020 será o de preparação para os próximos anos da comercialização de energia no país.

## **Distribuição**

Do ponto de vista regulatório, é importante destacar os movimentos no sentido de redução dos subsídios tarifários presentes na tarifa de energia elétrica, bem como, a ampliação do mercado livre de energia, objetivo definido desde 2017, com a Consulta Pública nº 33/2017, aberta pelo MME, com o intuito de aprimorar a legislação do Setor Elétrico.

A redução dos subsídios tarifários é resultante da publicação do Decreto nº 9.642/2018, através do qual o governo determinou a redução gradativa dos subsídios tarifários custeados pela Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, à razão de 20% ao ano, a partir de 1º de janeiro de 2019, medida que vem sendo aplicada pelas distribuidoras a partir dos seus processos tarifários.

A taxa regulatória de remuneração do capital é essencial para assegurar a disponibilidade de recursos às distribuidoras para a realização dos investimentos e prestação adequada do serviço, devendo refletir a

relação de risco e retorno inerentes ao negócio. Para a sua definição, a Aneel utiliza, como metodologias, o *Capital Asset Pricing Model* - CAPM aliado ao *Weighted Average Capital Cost* - WACC. A proposta de revisão metodológica traz algumas alterações principais em relação ao modelo vigente, relacionadas às seguintes variáveis:

- Taxa livre de risco: propõe utilizar o retorno médio das Notas do Tesouro Nacional indexadas à inflação (IPCA) em substituição aos títulos do governo norte-americano e ao risco país.
- Remuneração do capital de terceiros: propõe utilizar a média da rentabilidade das debêntures emitidas por empresas de transmissão e distribuição atreladas ao CDI + custo médio de emissão.
- Estrutura de capital regulatória: propõe utilizar como proporção de capital de terceiros o percentual resultante da relação Dívida Líquida sobre o EBITDA equivalente a 2,5x.
- Prêmio de risco da atividade de distribuição: variável a ser considerada no custo de capital próprio do segmento de distribuição, calculada através da diferença verificada na remuneração do capital de terceiros entre os segmentos de distribuição e transmissão.

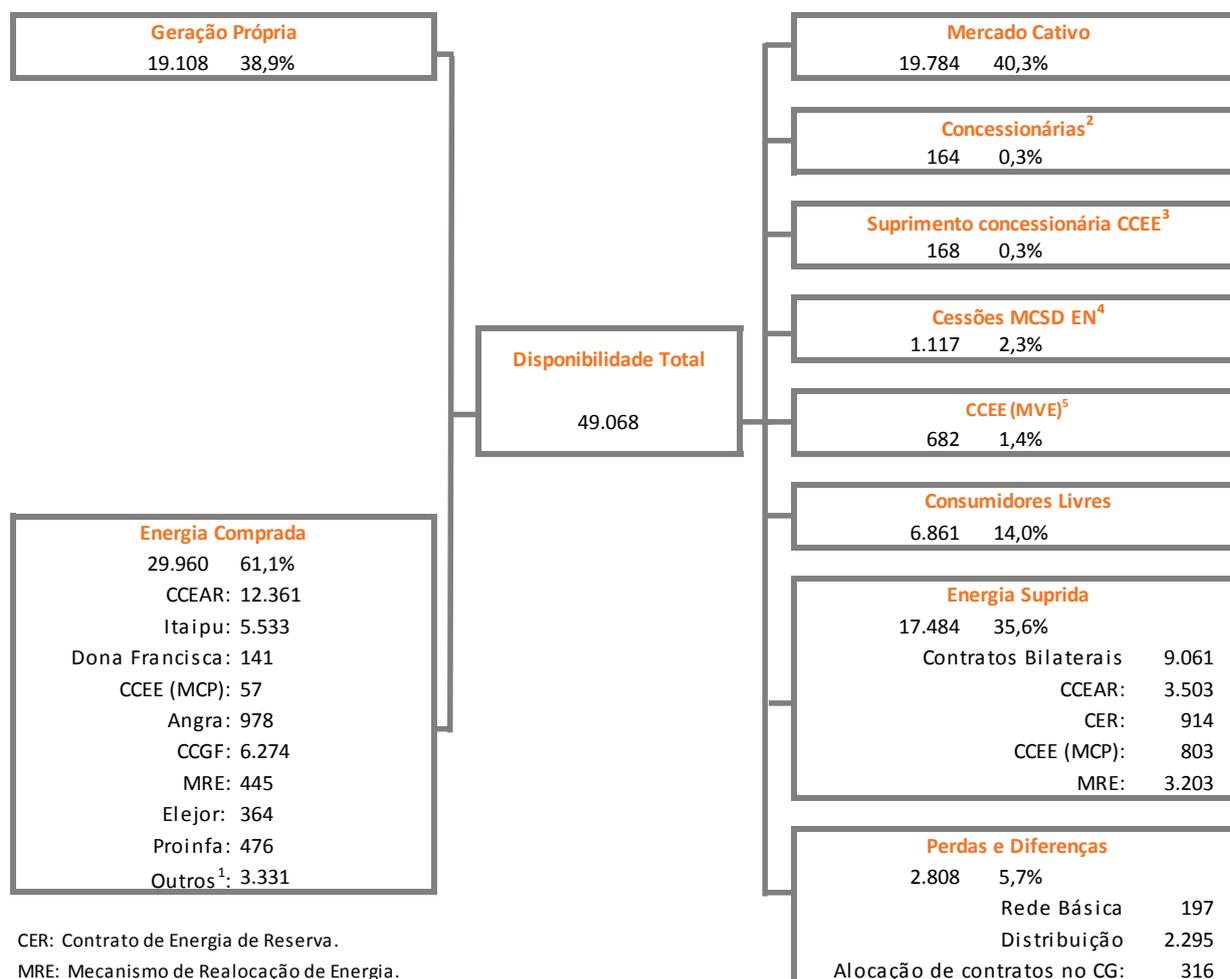
A aplicação das alterações propostas aliada à conjuntura econômica atual, sinalizam um viés de queda para a taxa de remuneração do capital em relação ao WACC vigente. Entretanto, é necessário ressaltar que, antes de homologar a nova metodologia de cálculo, a Aneel terá de avaliar todas as contribuições enviadas pelos agentes no decorrer desta Consulta Pública, o que ainda pode resultar em modificações nas proposições apresentadas.

## **Gás**

A Companhia Paranaense de Gás - Compagas é a concessionária responsável pela distribuição de gás natural canalizado no Estado do Paraná, cuja concessão foi outorgada em 06.07.1994 por 30 anos. Em 07.12.2017, o Estado do Paraná publicou a Lei Complementar nº 205, trazendo nova interpretação quanto ao término de vencimento desta concessão, entendendo que o vencimento seria em 20.01.2019.

A Administração da Compagas, sua Controladora e demais acionistas questionaram os efeitos da referida Lei por entenderem estar conflitante com os termos observados no atual contrato de concessão. A Compagas ajuizou ação questionando o vencimento antecipado da concessão, obtendo em 30.10.2018 a tutela provisória de urgência, não tendo sido interposto recurso por parte do Estado do Paraná. Aguarda-se o julgamento da ação.

## • Fluxo de Energia (em % e GW/hora)



CER: Contrato de Energia de Reserva.

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia.

CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

CCEE (MCP): Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (Mercado de Curto Prazo).

CG: Centro de Gravidade do Submercado (diferença entre a energia faturada e a recebida no CG).

<sup>1</sup>Outros: Energia comprada pela Copel Comercialização.

<sup>2</sup>Suprimento de energia a concessionárias e permissionárias com mercado próprio inferior a 500GWh/ano

<sup>3</sup>Suprimento de energia a distribuidora agente da CCEE, através de Contrato Bilateral Regulado - CBR

<sup>4</sup>Cessões MCSD EN - Cessões contratuais a outras distribuidoras através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova

<sup>5</sup>CCEE (MVE): Liquidação financeira de excedentes de energia da distribuidora ao mercado livre através do Mecanismo de Venda de Excedentes  
 Não considera a energia produzida pela UTE Araucária vendida no mercado de curto prazo (MCP).

## 3.3. Segmentos de Negócios

### 3.3.1. Geração

A Copel opera 43 usinas próprias e participa em onze usinas, sendo 23 hidrelétricas, 29 eólicas e duas termelétricas, com capacidade instalada total de 6.398,5 MW e garantia física de 3.018,4 MW médios, conforme quadro:

**Usinas em Operação em 31.12.2019 - Características Físicas**

Empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Propriedade %	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
<b>Hidrelétricas</b>							
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias) <sup>(1)</sup>	1.240,0	605,6	100%	1.240,0	605,6	18.02.1999	05.05.2030
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo) <sup>(1)</sup>	1.260,0	578,5	100%	1.260,0	578,5	29.09.1992	16.11.2029
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia) <sup>(1)</sup>	1.676,0	603,3	100%	1.676,0	603,3	01.10.1980	17.09.2023
UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	260,0	109,0	100%	260,0	109,0	03.09.1971	05.01.2046
UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	363,1	197,7	51%	185,2	100,8	23.11.2012	02.07.2042
UHE Guaricana	36,0	16,1	100%	36,0	16,1	01.01.1957	16.08.2026
UHE Chaminé	18,0	11,6	100%	18,0	11,6	01.01.1930	16.08.2026
PCH Cavernoso II	19,0	10,5	100%	19,0	10,5	15.05.2013	28.02.2046
UHE Apucarantina	10,0	6,7	100%	10,0	6,7	06.04.1949	12.10.2025
UHE Derivação do Rio Jordão	6,5	5,9	100%	6,5	5,9	02.12.1997	15.11.2029
CGH Marumbi	4,8	2,4	100%	4,8	2,4	05.04.1961	<sup>(2)</sup>
UHE São Jorge	2,3	1,5	100%	2,3	1,5	01.01.1945	05.12.2024
CGH Chopim I	2,0	1,5	100%	2,0	1,5	28.05.1963	<sup>(3)</sup>
UHE Cavernoso	1,3	1,0	100%	1,3	1,0	07.12.1965	07.01.2031
CGH Melissa	1,0	0,6	100%	1,0	0,6	31.01.1966	<sup>(4)</sup>
CGH Salto do Vau	0,9	0,6	100%	0,9	0,6	01.01.1959	<sup>(4)</sup>
CGH Pitanguí	0,9	0,1	100%	0,9	0,1	01.01.1911	<sup>(4)</sup>
UHE Baixo Iguçu	350,2	172,4	30%	105,1	51,7	08.02.2019	30.10.2049
UHE Colíder	300,0	178,1	100%	300,0	178,1	09.03.2019	17.01.2046
UHE Santa Clara e Fundão	240,3	135,4	70%	168,2	94,8	31.07.2005	28.05.2037
UHE Dona Francisca	125,0	78,0	23%	28,8	18,0	05.02.2001	28.08.2033
PCH Arturo Andreoli	29,1	20,4	36%	10,4	7,3	25.10.2001	24.04.2030
UHE Santa Clara I e Fundão I	6,0	4,9	70%	4,2	3,4	13.08.2005	19.12.2032
<b>Total das Hidrelétricas</b>	<b>5.952,4</b>	<b>2.741,8</b>		<b>5.340,6</b>	<b>2.409,0</b>		
<b>Eólicas</b>							
Santa Maria	29,7	15,7	100%	29,7	15,7	23.04.2015	08.05.2047
Santa Helena	29,7	16,0	100%	29,7	16,0	06.05.2015	09.04.2047
Olho d'Água	30,0	15,3	100%	30,0	15,3	25.02.2015	01.06.2046
São Bento do Norte	30,0	14,6	100%	30,0	14,6	25.02.2015	19.05.2046
Eurus IV	27,0	14,7	100%	27,0	14,7	20.08.2015	27.04.2046
Asa Branca I	27,0	14,2	100%	27,0	14,2	05.08.2015	25.04.2046
Asa Branca II	27,0	14,3	100%	27,0	14,3	15.09.2015	31.05.2046
Asa Branca III	27,0	14,5	100%	27,0	14,5	04.09.2015	31.05.2046
Farol	20,0	10,1	100%	20,0	10,1	25.02.2015	20.04.2046
Ventos de Santo Uriel	16,2	9,0	100%	16,2	9,0	22.05.2015	09.04.2047
Boa Vista	14,0	6,3	100%	14,0	6,3	25.02.2015	28.04.2046
Cutia	23,1	9,6	100%	23,1	9,6	22.12.2018	05.01.2042
Esperança do Nordeste	27,3	9,1	100%	27,3	9,1	29.12.2018	11.05.2050
Guajiru	21,0	8,3	100%	21,0	8,3	29.12.2018	05.01.2042
Jangada	27,3	10,3	100%	27,3	10,3	29.12.2018	05.01.2042
Maria Helena	27,3	12,0	100%	27,3	12,0	29.12.2018	05.01.2042
Potiguar	27,3	11,5	100%	27,3	11,5	29.12.2018	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	27,3	10,6	100%	27,3	10,6	05.01.2019	11.05.2050
São Bento do Norte I	23,1	10,1	100%	23,1	10,1	31.01.2019	04.08.2050
São Bento do Norte II	23,1	10,8	100%	23,1	10,8	29.01.2019	04.08.2050
São Bento do Norte III	23,1	10,2	100%	23,1	10,2	09.04.2019	04.08.2050
São Miguel I	21,0	9,3	100%	21,0	9,3	14.02.2019	04.08.2050
São Miguel II	21,0	9,1	100%	21,0	9,1	02.02.2019	04.08.2050
São Miguel III	21,0	9,2	100%	21,0	9,2	14.02.2019	04.08.2050
Palmas <sup>(5)</sup>	2,5	0,5	100%	2,5	0,5	12.11.1999	29.09.2029
Santo Cristo	27,0	15,3	49%	13,2	7,5	30.06.2015	18.04.2047
Reduto	27,0	14,4	49%	13,2	7,1	26.06.2015	16.04.2047
São João	27,0	14,3	49%	13,2	7,0	30.06.2015	26.03.2047
Camaúbas	27,0	13,1	49%	13,2	6,4	30.06.2015	09.04.2047
<b>Total das Eólicas</b>	<b>701,0</b>	<b>332,4</b>		<b>645,8</b>	<b>303,3</b>		
<b>Termelétricas</b>							
UTE Figueira <sup>(6)</sup>	20,0	10,3	100%	20,0	10,3	08.04.1963	27.03.2019
UTE Araucária <sup>(7)</sup>	484,1	365,2	81%	392,1	295,8	27.09.2002	23.12.2029
<b>Total das Termelétricas</b>	<b>504,1</b>	<b>375,5</b>		<b>412,1</b>	<b>306,1</b>		
<b>TOTAL DAS FONTES</b>	<b>7.157,5</b>	<b>3.449,7</b>		<b>6.398,5</b>	<b>3.018,4</b>		

<sup>(1)</sup> Garantia Física revisada em virtude dos novos montantes estabelecidos pela Portaria MME nº 178 de 03.05.2017, com efeitos a partir de 01.01.2018.

<sup>(2)</sup> Em processo de homologação na Aneel.

<sup>(3)</sup> Registro conforme Despacho Aneel nº 182/2002 e Resolução Aneel nº 5.373/2015.

<sup>(4)</sup> Registro conforme Despacho Aneel nº 182/2002.

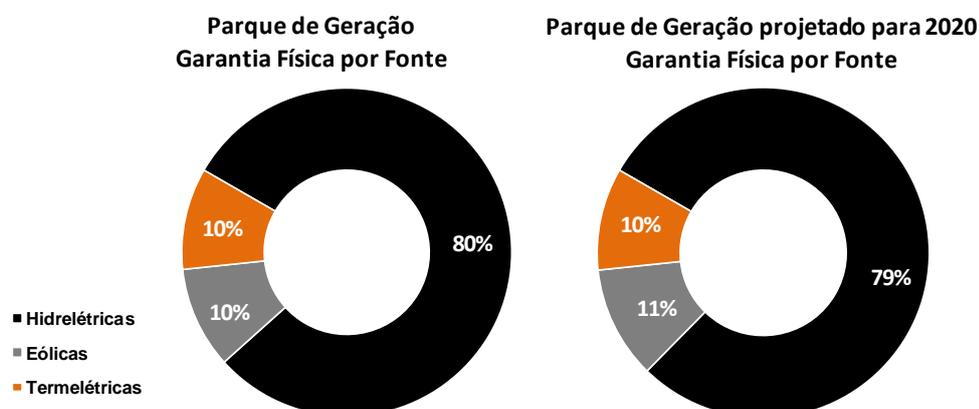
<sup>(5)</sup> Sem garantia física definida pelo MME, valor estimado com base na geração média.

<sup>(6)</sup> Em processo de renovação da concessão.

<sup>(7)</sup> A Companhia possui participação de 20,3% pela Holding e 60,9% pela Copel GeT.

Para cumprir com importantes diretrizes estratégicas e de sustentabilidade estabelecidas para o negócio de geração, a Companhia tem como principal objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis de energia na matriz energética, de forma rentável e sustentável.

A composição do parque gerador por fonte é a seguinte:



Atualmente a Companhia está concentrando esforços na construção de 5 usinas, que adicionarão 119,5 MW de capacidade instalada e 66,0MW médios de garantia física ao parque gerador:

#### Projetos de Usinas em Construção - Características Físicas

Empreendimento	Propriedade %	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Previsão de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
<b>Hidrelétricas</b>					
PCH Bela Vista	100%	29,4	18,4	06.02.2021	02.01.2041
<b>Total das Hidrelétricas</b>		<b>29,4</b>	<b>18,4</b>		
<b>Eólicas</b>					
Jandaíra I	100%	10,4	5,3	01.05.2022	16.04.2055
Jandaíra II	100%	24,3	13,5	01.05.2022	16.04.2055
Jandaíra III	100%	27,7	14,6	01.06.2022	16.04.2055
Jandaíra IV	100%	27,7	14,2	01.07.2022	16.04.2055
<b>Total das Eólicas</b>		<b>90,1</b>	<b>47,6</b>		
<b>Total das Fontes</b>		<b>119,5</b>	<b>66,0</b>		

No segmento de geração de energia elétrica, destacamos também:

- **Usina Hidrelétrica Colíder:** A Copel Geração e Transmissão conquistou a concessão para implantação e exploração da usina por 35 anos no leilão de energia realizado pela Aneel em 30.07.2010, com 300 MW de capacidade instalada. A usina, localizada no Rio Teles Pires, entre os municípios de Nova Canaã do Norte e Itaúba, em Mato Grosso, teve as obras iniciadas em 2011 e obteve R\$ 2,5 bilhões em investimentos. Ao longo de sua implantação a usina enfrentou diversos impactos decorrentes de casos fortuitos e de força maior, tais como incêndio no canteiro de obras, além de atos do poder público,

atrasos no fornecimento de equipamentos, nos serviços de montagem eletromecânica, na construção da linha de transmissão associada à usina, e na emissão da Licença de Operação pela Secretaria de Meio Ambiente do Estado de Mato Grosso - SEMA/MT, que postergaram seu cronograma inicial. Superadas essas adversidades, em março de 2019 a usina entrou em operação comercial com sua primeira unidade geradora e em dezembro de 2019 com a terceira e última unidade.

- **Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu:** O consórcio foi constituído com o objetivo de construir e explorar o empreendimento denominado Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, localizado no Rio Iguaçu, entre os Municípios de Capanema e de Capitão Leônidas Marques, e entre a UHE Governador José Richa e o Parque Nacional do Iguaçu, no Estado do Paraná. A usina encontra-se 100% em operação comercial, tendo o início da geração comercial das unidades 1 e 2 ocorrido em fevereiro de 2019 e da unidade 3 em abril de 2019.
- **Modernização da Usina Termelétrica de Figueira:** A Companhia iniciou os trabalhos de modernização em 2015, visando aumentar sua eficiência e reduzir a emissão de gases e partículas resultantes da queima do carvão. A primeira empresa contratada para a execução dos serviços apresentou dificuldades para execução das atividades do contrato, resultando na sua substituição. O novo fornecedor apresentou problemas financeiros e de planejamento, que levaram ao atraso excessivo da obra. Tal situação culminou na deflagração do processo de rescisão contratual em dezembro de 2019. A continuidade do processo está em fase de elaboração contratual, com previsão de conclusão em 2020.
- **Eólicas Complexo Cutia e Complexo Bento Miguel:** Foram concluídas as obras do maior empreendimento eólico da Copel Geração e Transmissão. Denominado Cutia Empreendimentos Eólicos - CEE S.A., está dividido em dois grandes complexos: (a) Complexo Cutia, composto por sete parques eólicos (Guajiru, Jangada, Potiguar, Cutia, Maria Helena, Esperança do Nordeste e Paraíso dos Ventos do Nordeste), com 180,6 MW de capacidade total instalada, 71,4 MW médios de garantia física, localizados no Estado do Rio Grande do Norte e (b) Complexo Bento Miguel: composto por seis parques eólicos (São Bento do Norte I, São Bento do Norte II, São Bento do Norte III, São Miguel I, São Miguel II e São Miguel III) com 132,3 MW de capacidade total instalada, 58,7 MW médios de garantia física, localizados no Estado do Rio Grande do Norte. Todas as unidades encontram-se em operação comercial.
- **PCH Bela Vista:** O projeto prevê a instalação de uma potência instalada mínima de 29,0 MW. Adicionalmente aproveitando a vazão ecológica, será instalada uma casa de força complementar adicionando 0,47 MW à potência instalada. As obras tiveram seu início no mês de agosto de 2019, sendo que a entrada em operação das três unidades geradoras está prevista para os meses de fevereiro, março e abril de 2021, respectivamente.
- **Eólicas Complexo Jandaíra:** Em 18 de outubro de 2019 a Copel GeT em consórcio com a subsidiária Cutia Empreendimentos Eólicos, participou do leilão de geração de energia nova A-6, e vendeu 14,4 MW médios do Complexo Eólico Jandaíra. O montante de energia vendida representa 30% da garantia física, sendo que o restante da energia foi comercializada através de contratos no ambiente livre. Com

um investimento estimado em R\$ 411,0 milhões, o Complexo Eólico Jandaíra, que terá 90,1 MW de capacidade instalada e garantia física de 47,6 MWm, será construído no Rio Grande do Norte, região na qual a Copel já possui outros ativos de geração eólica, o que proporcionará sinergias operacionais com os empreendimentos que já estão em operação.

### **3.3.2. Transmissão**

O segmento tem como principal atribuição prover os serviços de transporte e transformação da energia elétrica, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de subestações, bem como pelas linhas destinadas à transmissão de energia.

A Companhia detém propriedade integral e participa de concessões de transmissão em operação, correspondente a 7.441 km de linhas de transmissão, com potência de transformação de suas subestações na ordem de 16.174 MVA. A seguir a composição das linhas e subestações de transmissão em operação:

## Linhas e Subestações de Transmissão em Operação

Linhas e Subestações de Transmissão		Propriedade	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
<b>Linhas e Subestações próprias</b>					<b>3.089</b>	<b>14.202</b>		
Contrato nº 060/2001	Instalações de transmissão diversas <sup>(1)</sup>		Ambos	Diversas	2.068	12.352	Diversos	01.01.2043
Contrato nº 075/2001	LT Bateias - Jaguariaíva		CS	230 kV	137	-	01.11.2003	17.08.2031
Contrato nº 006/2008	LT Bateias - Pilarzinho		CS	230 kV	32	-	14.09.2009	17.03.2038
Contrato nº 027/2009	LT Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste		CS	525 kV	116	-	06.12.2012	19.11.2039
Contrato nº 010/2010	LT Araraquara 2 - Taubaté		CS	500 kV	334	-	27.07.2018	06.10.2040
Contrato nº 015/2010	SE Cerquinho III		-	230/138 kV	-	300	01.06.2014	06.10.2040
Contrato nº 022/2012	LT Londrina - Figueira C2		CS	230 kV	92	-	30.06.2015	27.08.2042
	LT Foz do Chopim - Salto Osório C2		CS	230 kV	10	-	-	-
Contrato nº 002/2013	LT Assis - Paraguaçu Paulista II		CD	230 kV	42	-	25.01.2016	25.02.2043
	SE Paraguaçu Paulista II		-	230 kV	-	200	-	-
Contrato nº 005/2014	LT Bateias - Curitiba Norte		CS	230 kV	31	-	29.07.2016	29.01.2044
	SE Curitiba Norte		-	230/138 kV	-	300	-	-
Contrato nº 021/2014	LT Foz do Chopim - Realeza		CS	230 kV	52	-	05.03.2017	05.09.2044
	SE Realeza		-	230/138 kV	-	150	-	-
Contrato nº 022/2014	LT Assis - Londrina C2		CS	500 kV	122	-	05.09.2017	05.09.2044
Contrato nº 006/2016	SE Medianeira Norte		-	230/138 kV	-	300	09.06.2019	07.04.2046
	SE Andará Leste		-	230/138 kV	-	300	07.09.2019	07.04.2046
	SE Curitiba Centro		-	230/138 kV	-	300	04.09.2019	07.04.2046
	LT Curitiba Centro - Uberaba C1		CS	230 kV	8	-	04.09.2019	07.04.2046
	LT Curitiba Centro - Uberaba C2		CS	230 kV	8	-	04.09.2019	07.04.2046
	LT Baixo Iguaçu - Realeza Sul		CS	230 kV	37	-	04.08.2019	07.04.2046
<b>Sociedades de Propósito Específico</b>					<b>4.352</b>	<b>1.972</b>		
<b>Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.</b>		100,0%						
Contrato nº 001/2011	LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste		CS	230kV	30	-	-	-
Contrato nº 001/2012	LT Cascavel Norte - Umuarama Sul		CS	230 kV	130	-	31.08.2014	12.01.2042
	SE Umuarama		-	230/138 kV	-	300	27.07.2014	-
<b>Caiuá Transmissora de Energia S.A.</b>		49,0%						
Contrato nº 007/2012	LT Umuarama - Guairá		CS	230 kV	105	-	12.05.2014	10.05.2042
	LT Cascavel Oeste - Cascavel Norte		CS	230 kV	37	-	02.07.2014	-
	SE Santa Quitéria - SF6		-	230/138/13,8 kV	-	400	01.06.2014	-
	SE Cascavel Norte		-	230/138 kV	-	300	02.07.2014	-
<b>Marumbi Transmissora de Energia S.A.</b>		100,0%						
Contrato nº 008/2012	LT Curitiba - Curitiba Leste		CS	525 kV	29	-	28.06.2015	10.05.2042
	SE Curitiba Leste		-	525/230 kV	-	672	-	-
<b>Integração Maranhense e Transmissora de Energia S.A.</b>		49,0%						
Contrato nº 011/2012	LT Açailândia - Miranda II		CS	500 kV	365	-	02.12.2014	10.05.2042
<b>Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.</b>		49,0%						
Contrato nº 012/2012	LT Paranatinga - Ribeirãozinho		CD	500 kV	355	-	29.07.2016	10.05.2042
	LT Paranaíta - Cláudia		CD	500 kV	300	-	-	-
	LT Cláudia - Paranatinga		CD	500 kV	350	-	-	-
	SE Paranaíta <sup>(2)</sup>		-	500 kV	-	-	-	-
	SE Cláudia <sup>(2)</sup>		-	500 kV	-	-	-	-
	SE Paranatinga <sup>(2)</sup>		-	500 kV	-	-	-	-
<b>Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.</b>		50,1%						
Contrato nº 001/2014	SE Santa Bárbara D'Oeste (Compensador Estático / Mvar)			440kV	-	300	30.04.2019	-
	LT Itatiba - Bateias		CS	500 kV	414	-	08.03.2020	14.05.2044
	LT Araraquara 2 - Itatiba		CS	500 kV	222	-	23.03.2020	-
	SE Itatiba <sup>(2)</sup>		-	500kV	-	-	28.02.2020	-
<b>Guaraciaba Transmissora de Energia S.A.</b>		49,0%						
Contrato nº 013/2012	LT Ribeirãozinho - Rio Verde Norte C3		CS	500 kV	250	-	30.08.2016	10.05.2042
	LT Rio Verde Norte - Marimondo II		CD	500 kV	350	-	-	-
	SE Marimondo II <sup>(2)</sup>		-	500 kV	-	-	-	-
<b>Paranaíba Transmissora de Energia S.A.</b>		24,5%						
Contrato nº 007/2013	LT Barreiras II - Rio das Éguas		CS	500 kV	239	-	30.01.2017	02.05.2043
	LT Rio das Éguas - Luziânia		CS	500 kV	368	-	-	-
	LT Luziânia - Pirapora 2		CS	500 kV	346	-	-	-
<b>Cantareira Transmissora de Energia S.A.</b>		49,0%						
Contrato nº 019/2014	LT Estreito - Fernão Dias		CD	500 kV	342	-	05.03.2018	05.09.2044
<b>Uirapuru Transmissora de Energia S.A.</b>								
Contrato nº 02/2005	LT Ivaiporã - Londrina ESUL	100,0%	CS	500 kV	120	-	09.07.2006	04.03.2035
<b>Total</b>					<b>7.441</b>	<b>16.174</b>		

<sup>(1)</sup> Concessão prorrogada nos termos da MP nº 579/2012.

<sup>(2)</sup> Exclusivo para controle reativo das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional, melhorando a qualidade da energia transmitida.

As concessões de transmissão em operação geram atualmente uma receita anual permitida - RAP à Copel Geração e Transmissão de R\$ 950,0 milhões, proporcional à sua participação nos empreendimentos. Atualmente a Companhia concentra esforços nos empreendimentos a seguir, que adicionarão 391 km de extensão e 3.600 MVA de capacidade de transformação ao conjunto de linhas e subestações de transmissão próprios e em parceria, conforme quadro a seguir:

### Projetos de Linhas e Subestações de Transmissão – Características Físicas

Linhas e Subestações de Transmissão	Propriedade	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade		Previsão de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
					Trans-formação (MVA)			
<b>Linhas e Subestações próprias</b>				<b>142</b>	<b>-</b>			
Contrato nº 006/2016		LT Curitiba leste - Blumenau	CS	525 kV	142	-	04.03.2021	07.04.2046
<b>Sociedades de Propósito Específico</b>				<b>249</b>	<b>3.600</b>			
<b>Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.</b>		<b>50,1%</b>						
Contrato nº 001/2014		LT Araraquara 2 - Fernão Dias	CS	500 kV	249	-	30.04.2020	14.05.2044
		SE Fernão Dias <sup>(2)</sup>	-	500/440 kV	-	3.600	31.05.2020	
<b>Total</b>				<b>391</b>	<b>3.600</b>			

<sup>(1)</sup> Exclusivo para controle relativo das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional, melhorando a qualidade da energia transmitida.

<sup>(2)</sup> Parte entrou em operação em 08/02/2020.

#### • Obras de transmissão:

- **Lote E - Leilão Aneel nº 05/2015:** Através do contrato de concessão de serviço público de transmissão nº 06/2016, a Copel recebeu concessão para construir, operar e manter diversos empreendimentos de transmissão, que representam cerca de 67,6% de RAP total desse contrato. Entraram em operação comercial em 2019:

- Subestação Medianeira 230/138 kV - 300 MVA;
- Linha de Transmissão 230 kV Baixo Iguaçu – Realeza, em circuito simples com aproximadamente 38 km;
- Subestação Andirá Leste 230/138 kV - 300 MVA;
- Subestação Curitiba Centro (isolada em SF6) 230/138 kV - 300 MVA;
- Linha de Transmissão 230 kV Curitiba Centro – Uberaba, subterrânea, com 8 km de extensão.

O contrato de concessão contempla ainda a linha de transmissão 525 kV Curitiba Leste - Blumenau com previsão de operação comercial para março de 2021. Todo o lote de empreendimentos representa uma RAP para a Copel na ordem de R\$ 116,9 milhões.

Além das obras conquistadas nos leilões promovidos pela Aneel, a Copel Geração e Transmissão tem as obras provenientes das resoluções autorizativas com o objetivo ampliar e melhorar as instalações existentes, tais como:

- **Resolução Autorizativa nº 5.711/2016:** implantação, na subestação 230 kV Figueira, do 1º banco de capacitores 138kV - 15 Mvar, com investimento de R\$ 4,8 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 0,8 milhão, a partir da entrada em operação comercial, prevista para dezembro de 2020.

- **Resolução Autorizativa nº 5.834/2016:** implantação, na subestação 230 kV Apucarana, do banco de capacitores 138 kV - 30 Mvar, com investimento de cerca de R\$ 5,5 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 0,9 milhão a partir da entrada em operação comercial, prevista para dezembro de 2020.
- **Resolução Autorizativa n.º 7.384/2018:** implantação de reforços nas subestações 230 kV Realeza Sul, São Mateus do Sul, Pato Branco, Ponta Grossa Sul, Londrina ESU e Ibiporã, com investimento de cerca de R\$ 111,0 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 15,0 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é o 2º semestre de 2021.
- **Resolução Autorizativa n.º 7.515/2018:** implantação de reforços nas subestações 230 kV Cascavel, Ponta Grossa Norte, Umbará, Maringá e Uberaba, com investimento de cerca de R\$ 70,0 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 9,5 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é o 2º semestre de 2021.

### **3.3.3. Distribuição**

No âmbito da distribuição de energia elétrica, a Copel Distribuição tem como principais atividades prover, operar e manter a infraestrutura, bem como prestar serviços correlatos, descritos no Contrato de Concessão nº 046/1999, firmado em 24.06.1999, cujo Quinto Termo Aditivo foi assinado em 09.12.2015, prorrogando a concessão até 07.07.2045. O Decreto nº 8.461, de 02.06.2015, regulamentou a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica de que trata o art. 7º da Lei nº 12.783, de 11.01.2013, estabelecendo, como condição para prorrogação, indicadores de eficiência que deverão ser observados pela concessionária pelo período de cinco anos contados de 1º de janeiro de 2016.

As atividades da Copel Distribuição visam ao atendimento de aproximadamente de 4,6 milhões de consumidores de energia, em 1.113 localidades pertencentes a 394 municípios do Paraná e um em Santa Catarina (Porto União). Os municípios de Guarapuava e Coronel Vivida são atendidos parcialmente. Também opera e mantém as instalações nos níveis de tensão até 138kv.

#### **• Linhas e Subestações**

Em 2019, foram conectadas subestações para reforçar o sistema elétrico de distribuição, melhorando a qualidade e aumentando a disponibilidade de energia aos consumidores. As obras de novas subestações e ampliações concluídas são:

Subestação	Potência (MVA)	Localidade
<b>Implantações</b>		
SE Bituruna 138 kV	41,67	Bituruna
SE Paranapoema 34.5 kV	7,00	Paranapoema
SE Itaperuçu 34.5 kV	14,00	Itaperuçu
SE Iguaçu 34,5 kV	7,00	Iguaçu
SE Roseira 34,5 kV	7,00	São José Dos Pinhais
SE Agua Verde 69 kV	41,67	Curitiba
<b>Ampliações</b>		
SE Novo Mundo 69 kV	41,67	Curitiba
SE Francisco Beltrão 138 kV	41,67	Francisco Beltrão
SE Pinhais 69 kV	41,67	Pinhais
SE Vila Nova 34,5 kV	7,00	Toledo
SE Jaguariaíva 230 kV	20,83	Jaguariaíva
SE Porto Rico 34,5 kV	7,00	Porto Rico
<b>Total</b>	<b>278,18</b>	

Novas linhas de alta tensão em 69 kV e 138 kV concluídas:

Local	Tensão	Extensão (km)
LDAT Andirá Leste - Bandeirantes	138 kV	2,45
LDAT Andirá Leste - Secc. (ADA-SPL)	138 kV	0,80
LDAT Água Verde - Secc. (SQT-PRO)	69 kV	0,50
LDAT Jardim Tropival - Jardim Alvorada	138 kV	5,60
LDAT Telêmaco Borba - Tibagi	138 kV	9,06
<b>Total</b>		<b>18,41</b>

Ao todo, em 2019 estes empreendimentos adicionaram aproximadamente 278,18 MVA ao sistema de distribuição e 18,41 km de novas linhas de transmissão de 69 kV e 138 kV.

Na tabela a seguir são apresentadas as extensões de linhas de distribuição da Copel Distribuição:

Linhas de Distribuição	Extensão (km)
13,8 kV	106.956
34,5 kV	85.735
69,0 kV	756
138,0 kV	6.507
<b>Total</b>	<b>199.954</b>

A tabela a seguir apresenta o parque de subestações da Copel Distribuição, aberto por tensão:

Tensão	Automatizadas	MVA
34,5 kV	227	1.546
69,0 kV	36	2.351
88,0 kV	-	5
138,0 kV	111	7.302
<b>Total</b>	<b>374</b>	<b>11.204</b>

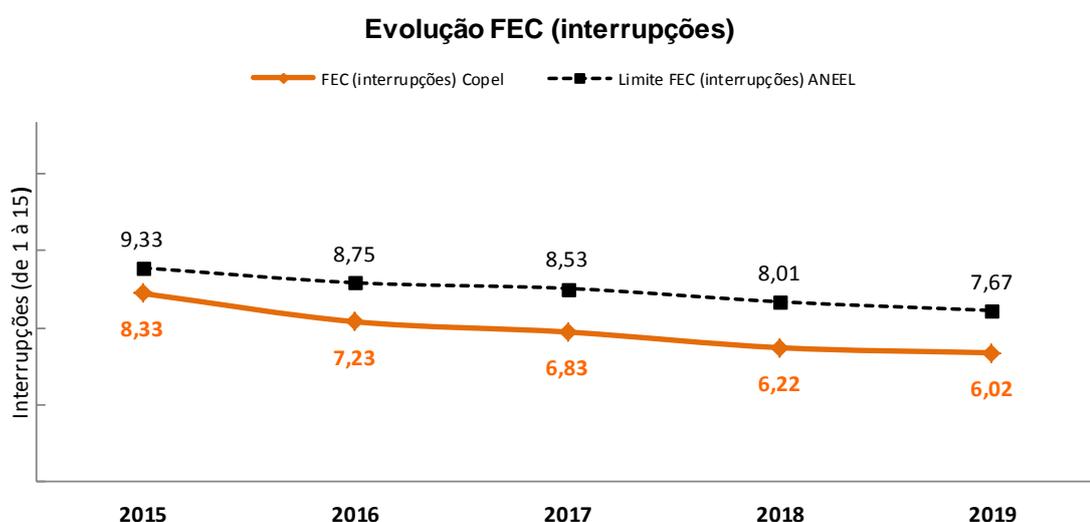
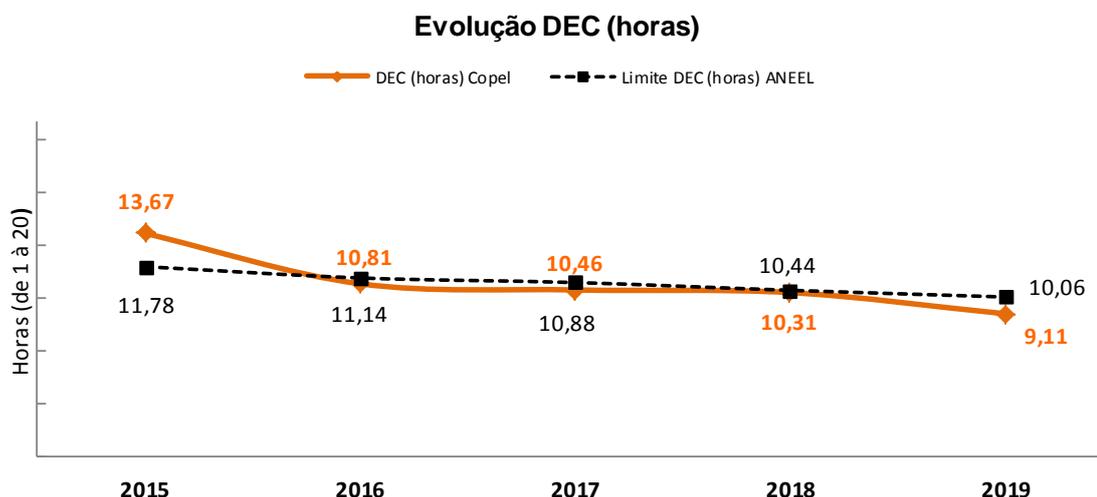
## • Qualidade de Fornecimento

A qualidade de fornecimento é medida por indicadores que monitoram o desempenho das distribuidoras quanto à continuidade do serviço prestado. O DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade

Consumidora indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período. O FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora. É a partir do DEC e do FEC que a ANEEL estabelece os parâmetros individuais de continuidade (Duração de interrupção individual por unidade consumidora - DIC, Frequência de interrupção individual por unidade consumidora - FIC e Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão - DMIC) e que são informados mensalmente na conta de energia elétrica do consumidor.

Esses indicadores são revistos na Revisão Tarifária Periódica - RTP, e vão se tornando cada vez mais rigorosos, a fim de melhorar a qualidade do serviço prestado ao consumidor.

O resultado dos indicadores DEC e FEC da Copel Distribuição apresentou melhoria na quantidade e na duração das interrupções para o ano de 2019, em comparação com o ano anterior, resultado dos investimentos em obras de desempenho e expansão, incremento de manutenções periódicas e inspeções preventivas, apresentados nos gráficos a seguir:



### **Nota DEC e FEC versus DECI e FECI**

Cabe ressaltar que os indicadores DEC e FEC são diferentes dos indicadores internos DECI e FECI apresentados no item “Prorrogação da Concessão” deste relatório.

DECI e FECI englobam somente os eventos ocorridos nos ativos da distribuidora, excluindo eventos de linhas de transmissão. Os indicadores internos são previstos no Contrato da Concessão, sendo que o descumprimento do critério de eficiência com relação à qualidade do serviço prestado, por dois anos consecutivos durante o período de avaliação ou no ano de 2020, acarretará na extinção da concessão.

Já o DEC e FEC são indicadores globais, abrangem todas as ocorrências, independente da origem, inclusive as perdas na rede básica que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e tem origem iminentemente técnica. O objetivo destes indicadores é a melhoria da qualidade do serviço prestado ao consumidor.

#### **• Gestão de perdas de energia**

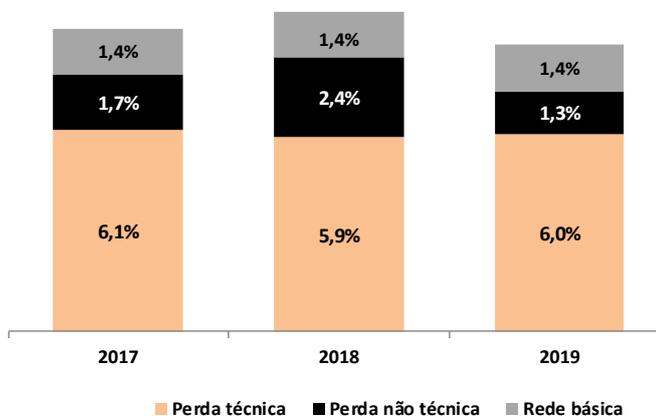
O sistema elétrico é composto por geração, transmissão e distribuição. As perdas referem-se à energia elétrica gerada que passa pelas linhas de transmissão (Rede Básica) e redes da distribuição, mas que não chega a ser comercializada seja por motivos técnicos ou comerciais.

Neste contexto, as perdas podem ser segmentadas entre Perdas na Rede Básica, que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e tem origem iminentemente técnica, e as Perdas na Distribuição que podem ser de natureza técnica ou não técnica.

As perdas técnicas se referem à parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária. As perdas não técnicas, por sua vez, representam todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, entre outros.

No ano de 2019 as perdas globais representaram 8,7% de toda energia injetada no sistema da distribuidora, sendo 6,0% de perdas técnicas, 1,3% de perdas não técnicas e 1,4% de perdas na rede básica.

### Índice de Perdas (%)



A Copel Distribuição mantém um Programa de Combate às Perdas não Técnicas que consiste em várias ações que objetivam reduzir ou manter o nível atual de perdas não técnicas, através das seguintes ações:

- Mapeamento constante da situação das ligações clandestinas, através da identificação das áreas e da quantidade de famílias com ligações clandestinas;
- Aperfeiçoamento das ações de combate ao procedimento irregular, melhorando o desempenho das inspeções direcionadas;
- Investimentos destinados à disponibilização e ou aquisição de equipamentos para inspeção;
- Elaboração e execução de treinamentos específicos e reciclagem relacionados a perdas comerciais;
- Realização de inspeções, tanto na Média como na Baixa Tensão;
- Notas educativas na imprensa e mensagens na fatura de energia elétrica.
- Operações conjuntas com a Polícia Civil e Ministério Público;
- Abertura de inquérito policial nas regiões onde constatados números expressivos de procedimentos irregulares.

Em função das ações realizadas, a efetividade das inspeções aumentou significativamente nos últimos anos, passando de 11,1% em 2012 para 22,7% em 2019, quando foram feitas 47.813 inspeções e detectados 10.849 procedimentos irregulares. As prospecções, para a realização das inspeções, são feitas através da utilização das informações disponíveis no cadastro das unidades consumidoras, instalação de medição fiscal e da análise de nichos de fraudadores instalados nas diversas classes de consumo.

#### • Mercado cativo

A tabela a seguir apresenta o comportamento do mercado cativo por classe de consumo em número de consumidores e o comportamento da energia vendida:

Mercado Cativo - Copel Distribuição						
	Consumidores			Energia Vendida (GWh)		
	Dez/19	Dez/18	%	Dez/19	Dez/18	%
Residencial	3.825.989	3.754.598	1,9	7.499	7.238	3,6
Industrial	71.984	73.070	(1,5)	2.648	2.935	(9,8)
Comercial	406.775	400.209	1,6	4.730	4.653	1,7
Rural	349.914	352.074	(0,6)	2.361	2.288	3,2
Outros	58.578	57.853	1,3	2.546	2.480	2,7
<b>Total</b>	<b>4.713.240</b>	<b>4.637.804</b>	<b>1,6</b>	<b>19.784</b>	<b>19.594</b>	<b>1,0</b>

### • Mercado Fio (TUSD)

Em 2019, o mercado fio da Copel Distribuição, que leva em conta todos os consumidores que acessaram a rede da distribuidora, registrou crescimento de 2,3%. Este já é o terceiro resultado positivo consecutivo, desde o pior momento da recessão iniciada em meados de 2014. O resultado de 2019 foi influenciado pela migração de dois consumidores industriais para rede básica (230 kV), tendo em vista as adequações à Resolução Normativa nº 722 da Aneel. No caso de ajuste na base de comparação, o mercado registraria crescimento de 3,3%.

Mercado Fio (TUSD)						
	Número de consumidores			Energia distribuída (GWh)		
	Dez/19	Dez/18	%	Dez/19	Dez/18	%
Mercado Cativo	4,713,240	4,637,804	1.6	19,784	19,594	1.0
Concessionárias e Permissionárias	2	3	(33.3)	164	279	(41.2)
Consumidores Livres	1,389	1,121	23.9	10,002	9,568	4.5
Concessionárias Fio	5	4	25.0	684	511	33.9
<b>Mercado Fio</b>	<b>4,714,636</b>	<b>4,638,932</b>	<b>1.6</b>	<b>30,634</b>	<b>29,952</b>	<b>2.3</b>

### • Compra de energia

Pelo atual marco regulatório, a contratação de energia pelas distribuidoras ocorre principalmente através de leilões regulados pela Aneel. Para suprir o mercado dos próximos anos, a Copel Distribuição participou em 2018 dos seguintes leilões: 28º Leilão de Energia Nova (A-4), realizado em 09.09.2018, com aquisição de 39 MW médios e início de suprimento a partir de 01.01.2024.

Para atendimento do mercado em 2019, iniciou-se o suprimento dos contratos negociados em anos anteriores: 16º Leilão de Energia Nova (A-5) e 18º Leilão de Energia Nova (A-5), ambos contratados em 2013 e 22º Leilão de Energia Nova (A-3), contratado em 2015.

### • Sobrecontratação

No modelo regulatório vigente, o processo de compra de energia elétrica pelas distribuidoras é regulado pela Lei nº 10.484/2014 e pelo Decreto nº 5.163/2004, que determinam que estas devem adquirir o volume necessário para o atendimento de 100% de seu mercado.

A verificação do atendimento da totalidade do mercado considera o período compreendido pelo ano civil, sendo a diferença entre os custos remunerados pela tarifa e os efetivamente realizados com a compra de energia integralmente repassados aos consumidores cativos, desde que a Distribuidora apresente nível de contratação entre 100% e 105% do seu mercado. Entretanto, caso as distribuidoras apurem níveis de contratação inferiores ou superiores aos limites regulatórios, estas ainda poderão manter a garantia de neutralidade, caso se identifique que tal violação decorre de acontecimentos extraordinários e imprevisíveis, que não permitem gerenciamento por parte do comprador.

Nos últimos anos, o segmento de distribuição esteve exposto a um cenário de sobrecontratação generalizada, à medida que a maioria das empresas apurou nível de contratação superior a 105%.

Entendendo que vários dos fatores que contribuíram para esta situação são extraordinários e inevitáveis por parte das distribuidoras, tais como a alocação compulsórias de cotas de garantia física e a migração em massa de consumidores para o mercado livre, a Agência Reguladora e o Ministério de Minas e Energia implementaram uma série de medidas visando a mitigação da sobrecontratação, destacando-se:

- **Resolução Normativa nº 706/2016**, que regulamentou o reconhecimento da sobrecontratação involuntária decorrente da realocação de cotas de garantia física das usinas renovadas de acordo com a Lei nº 12.783/2013;
- **Resoluções Normativas nº 693/2015** que regulamentou o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova – MCSD-EN, voltado aos contratos provenientes de novos empreendimentos de geração, através do qual se permitiu a realocação de energia entre distribuidoras e geradores;
- **Resolução Normativa nº 711/2016** que estabeleceu os critérios e condições para a realização de acordos bilaterais entre distribuidoras e geradores, nas modalidades de redução temporária, total ou parcial da energia contratada, redução permanente, porém parcial do contrato, ou ainda a rescisão contratual.
- **Decreto nº 9.143/2017** que, dentre outras medidas, alterou o Decreto nº 5.163/2004, reconhecendo: i) a involuntariedade das exposições contratuais decorrentes da migração de consumidores especiais ao mercado livre, desde que observada pela Aneel a avaliação do máximo esforço pelas distribuidoras; e ii) o direito a redução contratual de leilões de energia existente, dos montantes relativos à migração de consumidores especiais ao mercado livre. Os contratos elegíveis são aqueles decorrentes dos leilões de energia existente realizados após junho de 2016, conforme Resolução Normativa nº 726/2016; e
- **Resolução Normativa nº 824/2018** que estabeleceu os critérios para processamento do Mecanismo de Venda de Excedentes de energia elétrica pelas distribuidoras.

Em relação a contratação, ao longo do ano de 2019, os indicadores da Copel Distribuição frequentemente apontavam para cenários de sobrecontratação. Neste período prevaleceu a constante vigilância dos indicadores dos níveis de contratação, sendo necessárias ações mitigadoras.

Foram utilizadas todas as ferramentas disponíveis para o gerenciamento da contratação pela Distribuidora, buscando desta forma atender à exigência de empenhar o máximo esforço para adequar seu nível de contratação aos limites regulatórios. Neste contexto, podemos destacar as seguintes ações:

- Declaração sobras nos MCSDs de Energia Nova e Trocas Livres, relacionadas aos montantes de energia excedentes de cotas de garantia física e descontratada por consumidores especiais;
- Devolução integral no MCSD 4%, referentes às variações de mercado de até 4% dos montantes contratados de energia existente;
- Devolução integral nos MCSDs Mensais, dos montantes disponíveis de energia existente no portfólio da Distribuidora, relacionadas à descontração de consumidores potencialmente livres; e
- Declaração de sobras nos MVEs (Mecanismos de Venda de Excedentes), disponibilizando ao mercado livre parte da energia excedente da Distribuidora ao atendimento do seu mercado cativo.

Em relação à contratação de 2019, os cenários de oferta e demanda apontam a ocorrência de sobrecontratação pela Copel Distribuição. Não obstante, considerando que esta situação decorre, principalmente, da migração de consumidores para o mercado livre, considera-se que a Distribuidora mantém preservada a garantia de neutralidade, uma vez que este fator é passível do reconhecimento de sobrecontratação involuntária.

### • Bandeiras Tarifárias

O sistema de bandeiras tarifárias tem como finalidade sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no SIN, por meio da cobrança de valor adicional na Tarifa de Energia - TE, permitindo a adequação de seu consumo ao preço real da energia elétrica. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicam custo maior ou menor da energia, em função das condições de geração de eletricidade. Os valores das bandeiras tarifárias são publicados pela Aneel, a cada ano civil, em ato.

A tabela a seguir demonstra o histórico de bandeiras tarifárias e valores cobrados:

mês	2018		2019	
	Bandeira	Valor aplicado na tarifa ( a cada 100 kwh) Em R\$	Bandeira	Valor aplicado na tarifa ( a cada 100 kwh) Em R\$
janeiro	verde	-	verde	-
fevereiro	verde	-	verde	-
março	verde	-	verde	-
abril	verde	-	verde	-
maio	amarela	1,00	amarela	1,00
junho	vermelha	5,00	verde	-
julho	vermelha	5,00	amarela	1,50
agosto	vermelha	5,00	vermelha	4,00
setembro	vermelha	5,00	vermelha	4,00
outubro	vermelha	5,00	amarela	1,50
novembro	amarela	1,00	vermelha	4,17
dezembro	verde	-	amarela	1,34

### • Tarifa Branca

Desde 1º de janeiro de 2018 está em vigor a Tarifa Branca, modalidade tarifária que apresenta variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo.

A intenção da Tarifa Branca é de permitir ao consumidor racionalizar o consumo de energia nos horários de ponta (17:30h às 20:29h) e estimular a utilização nos períodos de baixa demanda. Esta modalidade é oferecida para as unidades consumidoras de baixa tensão (127, 220, 380 ou 440 Volts), denominadas de grupo B, e também para aquelas atendidas em alta tensão, pertencentes ao grupo A optantes da tarifa de baixa tensão, conforme o seguinte cronograma definido pela Aneel:

- Em 2018 - Novas solicitações de fornecimento e UCs atendidas com média anual de consumo acima de 500 kWh.
- Em 2019 - Novas solicitações de fornecimento e UCs atendidas com média anual de consumo acima de 250 kWh.
- Em 2020 - Qualquer unidade consumidora.

As condições para aplicação da tarifa branca estão estabelecidas na Resolução Normativa Aneel nº 733/2016.

#### • **Reajuste Tarifário Anual - RTA**

O processo de Reajuste Tarifário tem por objetivo repassar: os custos não gerenciáveis (Parcela A), que abrangem os custos relacionados à aquisição de energia elétrica, uso dos sistemas de transmissão, encargos setoriais e receitas irrecuperáveis, e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis (Parcela B), inerentes à atividade de distribuição de energia, ou seja, os custos operacionais e de remuneração de capital.

Em junho de 2019, através da Resolução Homologatória nº 2.559/2019, a Aneel homologou o último reajuste tarifário anual da Copel Distribuição S.A, que correspondeu ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores de 3,41%, sendo 4,32%, em média, para os consumidores conectados em alta tensão e 2,92%, em média, para os consumidores conectados em baixa tensão.

#### • **Prorrogação da Concessão**

Em novembro de 2015, por meio de Despacho do Ministro de Minas e Energia, foi deferido o requerimento da Copel para prorrogação da concessão. Em dezembro do mesmo ano foi assinado o 5º (quinto) aditivo contratual que formalizou a prorrogação do Contrato de Concessão nº 46/1999, por mais 30 anos a partir de 2015, sob aceitação de novos indicadores de qualidade do serviço e sustentabilidade econômica e financeira.

A tabela a seguir apresenta os parâmetros mínimos de sustentabilidade econômico-financeira definidos para a Copel Distribuição nos primeiros cinco anos de renovação:

Gestão Econômico-Financeira		Realizado (R\$ mil)	Qualidade - limites <sup>(a)</sup>		Qualidade - realizado	
			DECI <sup>(b)</sup>	FECI <sup>(b)</sup>	DECI	FECI
2016	-	-	13,61	9,24	10,80	7,14
2017	Lajida $\geq 0$ <sup>(d)</sup>	661,4	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	Lajida (-) QRR $\geq 0$ <sup>(e) (f)</sup>		11,23	8,24	10,29 <sup>(c)</sup>	6,20 <sup>(c)</sup>
2019	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR $\geq 0$ ]} $\leq 1 / (0,8 * Selic)$ <sup>(e)(g)</sup>		10,12	7,74	9,10	6,00
2020	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR $\geq 0$ ]} $\leq 1 / (1,11 * Selic)$ <sup>(e)(g)</sup>		9,83	7,24	-	-

<sup>(a)</sup> Conforme NT 0335/2015 Aneel.

<sup>(b)</sup> DECI - Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora; e FECI - Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora.

<sup>(c)</sup> Dados preliminares.

<sup>(d)</sup> Lajida regulatório ajustado por eventos não recorrentes (PDV, benefício pós emprego, provisões e reversões) conforme cláusula sexta, anexo III, do Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão.

<sup>(e)</sup> QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Será o valor definido na última Revisão Tarifária Periódica - RTP, acrescido do IPCA entre o mês anterior ao da RTP e o mês anterior ao do período de 12 meses da aferição de sustentabilidade econômico-financeira.

<sup>(f)</sup> Dado será divulgado na DCR - Demonstrações Contábeis Regulatórias.

<sup>(g)</sup> Selic: limitada a 12,87% a.a.

A Companhia atingiu os indicadores anuais e reitera o seu compromisso com a sustentabilidade econômica da concessão e com a continuidade dos investimentos respaldada em uma gestão de controle de custos, maximização da produtividade e melhoria da eficiência operacional.

### 3.3.4. Comercialização

A Copel Comercialização S.A. (Copel Energia) atua com compra e venda de energia e prestação de serviços no Mercado Livre de Energia. Com três anos de existência, a Copel Energia já se posiciona entre as grandes empresas do mercado, contando com uma carteira de mais de 384 clientes em 14 Estados brasileiros, passando a ocupar a 11ª posição no ranking de venda de energia pelas comercializadoras no acumulado de 2019.

Em 2019 consolidou as atividades também como comercializadora varejista. Além disso, ofertou serviços de gestão, consultoria para migração, modelagem para geradores e consumidores, gestão da demanda, entre outros produtos, que permitem aos clientes atuar com segurança no Mercado Livre de Energia.

Tendo como proposta de valor a segurança da Companhia aliada ao bom relacionamento com seus clientes, a Copel Energia atingiu em 2019 a marca de 1,3 GW médios comercializados na CCEE, preparando-se para a ampliação da abertura do Mercado Livre de energia e para os novos desafios do mercado.

### 3.3.5. Telecomunicações

A Copel Telecom é responsável pelo fornecimento dos serviços de telecomunicações no Paraná. Desde 1998, a Companhia detém a autorização para explorar estes serviços e oferecer a mais alta tecnologia para empresas, poderes públicos e no varejo para clientes residenciais em 85 cidades. Por meio de sua robusta rede de fibras óticas que formam um backbone de 34,2 mil km, transporta dados em ultravelocidade e

gerencia um anel óptico que atende com confiança aos 399 municípios do Paraná para clientes de pequenas, médias e grandes empresas com um portfólio de produtos de transporte de dados, voz e datacenter.

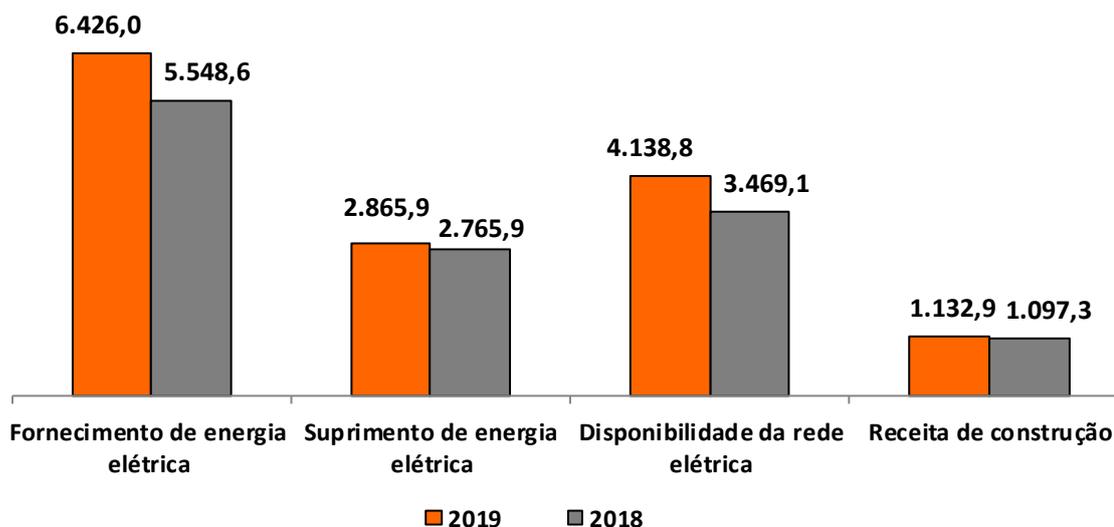
### **3.3.6. Participações**

A Copel tem participação societária e associação com empresas, consórcios e outras instituições, que atuam em diversos setores além da área de energia, conforme apresentado nas NEs nºs 1.1 e 2 das Demonstrações Financeiras.

## 4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

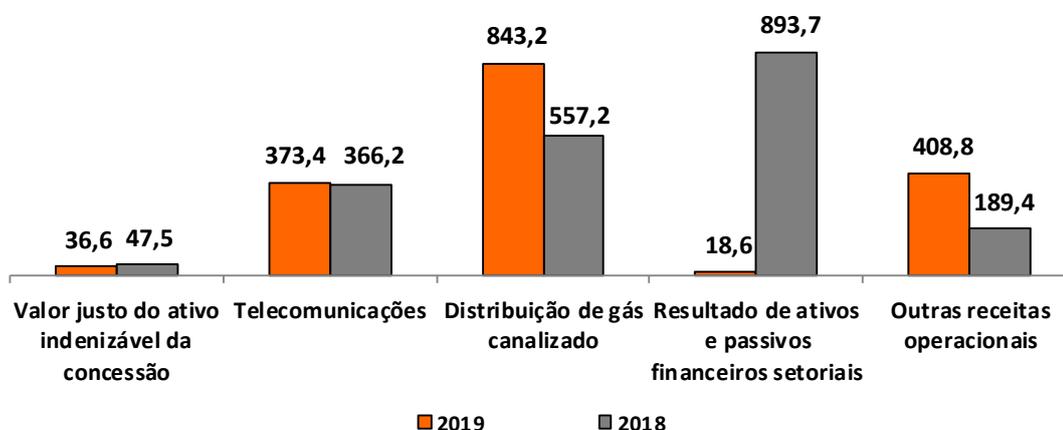
### 4.1. Receita Operacional Líquida

Em 2019, a Receita Operacional Líquida teve acréscimo de R\$ 1.309,3 milhões, representando 8,8% de aumento em relação a 2018. Tal variação decorre principalmente de:



- 1) acréscimo de R\$ 877,4 milhões na **Receita de Fornecimento de Energia Elétrica**, em virtude principalmente do reflexo do reajuste da tarifa de energia da Copel DIS em 15,61% no ciclo 2018/2019, parcialmente compensada pela redução tarifária de 4,11% no ciclo 2019/2020 e acrescida pelo crescimento nas vendas em 3,9% aos consumidores finais, dos quais, o mercado livre representa um aumento de 13,3% desse acréscimo. A Copel Comercialização vendeu em 2019 um total de 2.715 GWh, sendo 29,5% superior aos 2.096 GWh do ano anterior;
- 2) acréscimo de R\$ 100,0 milhões em **Suprimento de Energia Elétrica**, sobretudo pelo aumento nas vendas através de contratos em ambiente regulado, face a entrada em operação de novos empreendimentos e ao despacho da UTE Araucária; compensada pela liquidação da energia de curto prazo com menor PLD médio no período, de R\$ 227,10/MWh em 2019 ante R\$ 287,62 /MWh em 2018;
- 3) acréscimo de R\$ 669,7 milhões na **Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica**, devido essencialmente pelos reajustes tarifários aos consumidores da distribuidora em 16,41% e 11,63% aplicado em junho de 2018 e 2019, respectivamente (0,85% em junho de 2017), pelo crescimento do mercado fio da Copel DIS em 3,3% no período e pelo reconhecimento da remuneração dos novos ativos de transmissão;
- 4) acréscimo de R\$ 35,6 milhões na **Receita de Construção**. A Companhia contabiliza receitas relativas a construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação de serviços de distribuição, transmissão de energia elétrica e gás, as quais totalizaram R\$ 1.132,9 milhões em 2019 e R\$ 1.097,3 milhões em

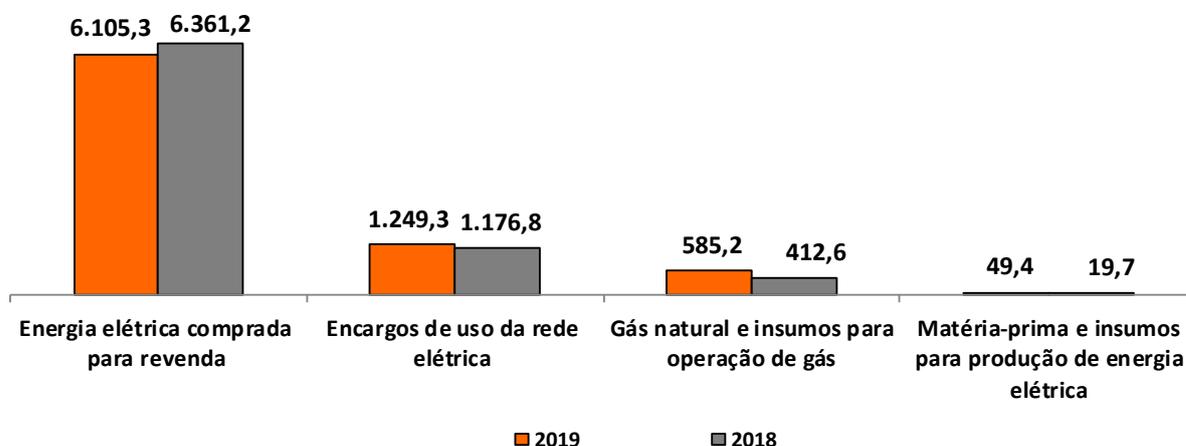
2018. Tais gastos correspondentes são reconhecidos na demonstração do resultado do período, como **Custo de construção**, quando incorrido;



- 5) acréscimo de R\$ 7,2 milhões na **Receita de Telecomunicações**, decorrente principalmente do aumento do ticket médio das vendas de banda larga;
- 6) acréscimo de R\$ 286,0 milhões na **Receita de Distribuição do Gás Canalizado**, impactado pelo crescimento da comercialização de gás, ao reajuste tarifário médio de 16% em relação ao ano anterior e a recuperação de Pis e Cofins sobre ICMS em 2019;
- 7) redução de R\$ 875,1 milhões no **Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais** em virtude, sobretudo, da amortização dos valores considerados na receita de fornecimento posteriormente ao reajuste tarifário de 24.06.2018 e pela menor variação dos saldos constituídos para o reajuste aplicado a partir de 24.06.2019;
- 8) acréscimo de R\$ 219,4 milhões em **Outras Receitas Operacionais** refletindo principalmente o reconhecimento ao valor justo do portfólio de contratos de compra e venda de energia da Copel Comercialização referente à variação do preço contratado vs. preço de mercado.

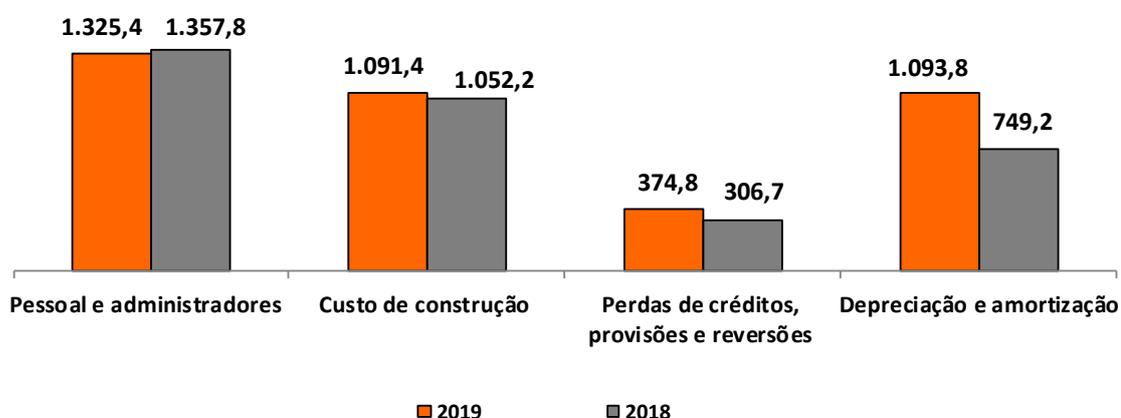
## 4.2. Custos e Despesas Operacionais

### • Não gerenciáveis

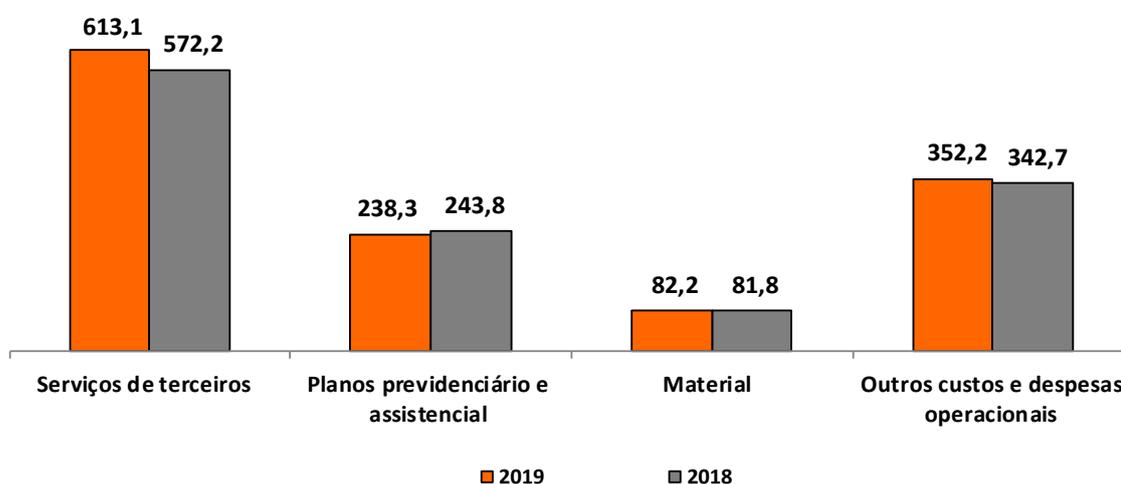


- 1) decréscimo de R\$ 255,9 milhões em **Energia Elétrica Comprada para Revenda**, decorrente sobretudo ao menor valor de PLD no período em comparação a 2018;
- 2) acréscimo de R\$ 72,5 milhões em **Encargos do Uso da Rede Elétrica**, em virtude, principalmente, do aumento tarifário e dos encargos da infraestrutura de transmissão disponibilizada aos novos empreendimentos de geração com início em 2019;
- 3) acréscimo de R\$ 172,6 milhões em **Gás natural e insumos para operação de gás** devido sobretudo ao aumento do custo de aquisição e maior volume adquirido;
- 4) acréscimo de R\$ 29,6 milhões em **Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica** decorrente principalmente do despacho da UTE Araucária;

### • Gerenciáveis



- 5) decréscimo de R\$ 32,4 milhões em **Pessoal e Administradores**, refletindo a redução do quadro de empregados e política de redução de custos; compensada parcialmente pelo reajuste salarial, conforme acordo coletivo, de 2,92% em outubro de 2019 e maior valor de Participação nos Lucros ou Resultados – PLR;
- 6) acréscimo no **Custo de construção**, passando de R\$ 1.052,2 milhões em 2018 para R\$ 1.091,4 milhões em 2019, refletindo investimentos realizados na infraestrutura de transmissão, distribuição de energia e de gás canalizado;
- 7) acréscimo de R\$ 68,1 milhões em **Perdas estimadas, Provisões e Reversões**, devido, principalmente à menor reversão de provisão de litígio referente a indenização de terceiros, ao aumento de provisão de Perdas de créditos esperadas de clientes e o reconhecimento de provisão de *impairment* de ativos do segmento de telecomunicações, compensado pela menor provisão de ações trabalhistas e pela maior reversão líquida de *impairment* nos ativos do segmento de geração;



- 8) acréscimo de R\$ 40,9 milhões em **Serviços de terceiros**, decorrente do maior valor em manutenção do sistema elétrico e atendimento ao consumidor; compensado pela redução em consultoria e auditoria;
- 9) decréscimo de R\$ 5,5 milhões em **Planos previdenciário e assistencial** decorrente da menor taxa de juros e redução na quantidade de participantes, conforme valores definidos no laudo atuarial; e
- 10) acréscimo de R\$ 9,5 milhões em **Outros custos e despesas operacionais** devido ao maior valor em perdas na desativação e alienação de bens e menor recuperação de custos de fornecedores e subvenção setorial, compensado pela reversão da taxa de controle e fiscalização de recursos hídricos em decorrência da revogação da lei estadual.

### 4.3. EBITDA ou LAJIDA

Em R\$ milhões	Consolidado	
	2019	2018
Lucro líquido	2.062,9	1.444,0
IRPJ e CSLL diferidos	205,8	(68,0)
IRPJ e CSLL	433,5	580,1
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	488,5	438,1
<b>Lajir/Ebit</b>	<b>3.190,7</b>	<b>2.394,1</b>
Depreciação e Amortização	1.093,8	749,2
<b>Lajda/Ebitda</b>	<b>4.284,5</b>	<b>3.143,3</b>
Receita Operacional Líquida - ROL	16.244,3	14.934,8
<b>Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)</b>	<b>26,4%</b>	<b>21,0%</b>

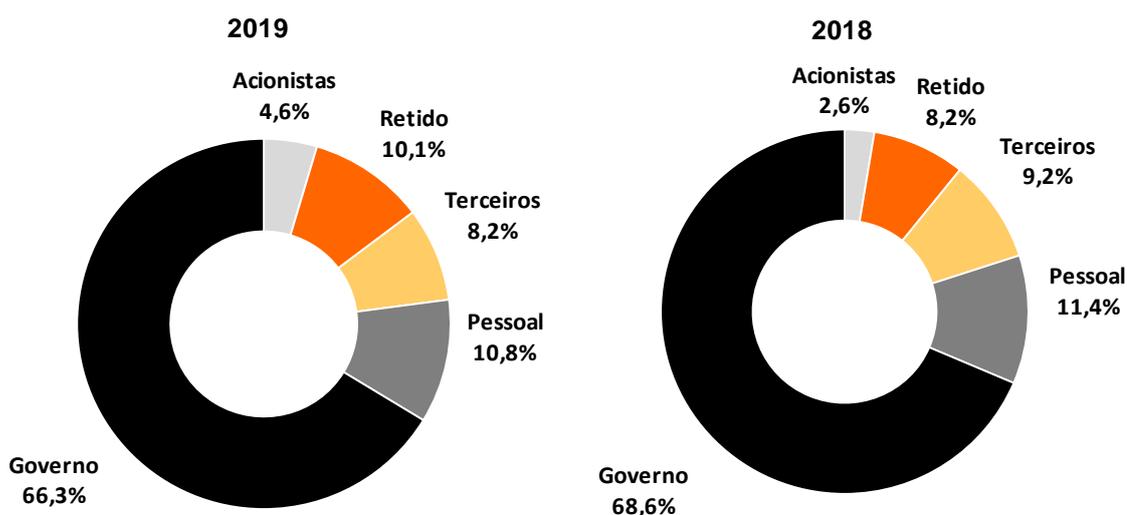
O Ebitda da Companhia, em 2019, foi de R\$ 4.284,5 milhões, apresentando acréscimo de R\$ 1.141,2 milhões em relação a 2018, o que representa 36,3% de aumento.

### 4.4. Resultado Financeiro

O resultado financeiro apresentou redução de R\$ 50,4 milhões, devido principalmente ao decréscimo de 8,5% na receita financeira, decorrente dos juros e variação monetária sobre repasse CRC e do reconhecimento de créditos tributários em 2018; e ao decréscimo de 1,1% nas despesas financeiras, consequência da variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu.

### 4.5. Valor Adicionado

No exercício de 2019, a Copel apurou R\$ 14.103,8 milhões de Valor Adicionado — total 5,5% superior ao ano anterior, no montante de R\$ 13.365,0 milhões. A demonstração, na íntegra, encontra-se nas Demonstrações Financeiras.



## 4.6. Endividamento

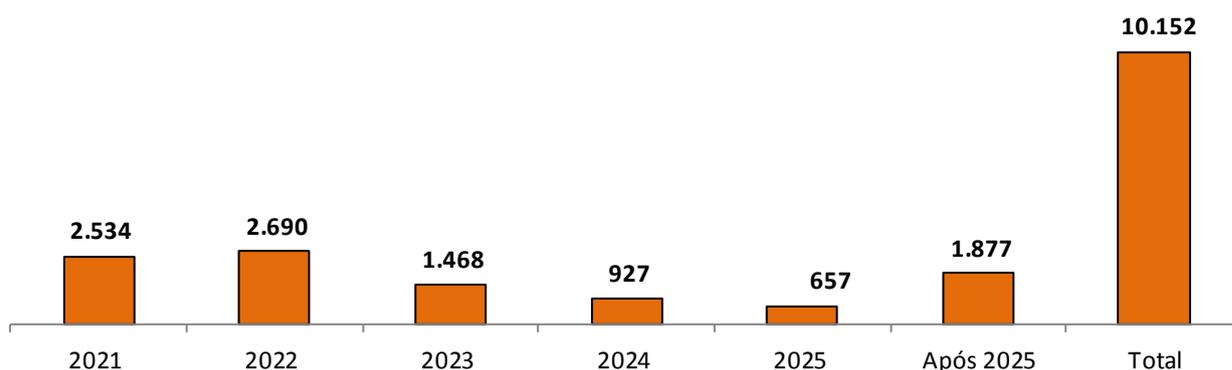
A Companhia financia liquidez e necessidades de capital principalmente com recursos propiciados por operações e mediante financiamentos, visando à ampliação e à modernização dos negócios ligados a geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia, bem como telecomunicações.

É importante ressaltar que a Companhia busca investir em projetos e, para tanto, utiliza linhas de financiamento disponíveis no mercado, que façam sentido na estrutura de capital da Copel, no que tange à alavancagem financeira frente ao retorno dos projetos. Saliencia-se que as perspectivas de financiamentos, bem como as disponibilidades de caixa, serão suficientes para atendimento ao plano de investimentos do exercício.

Em 2019 foram obtidos os recursos listados a seguir:

Ingressos - 2019 (Em R\$ milhões)	Empresa	Financiador	Valor
8ª Emissão de Debêntures	Holding	Debenturistas	500
Liberção de Recursos UHE Colíder	Copel Geração e Transmissão	BNDES	37
Liberção de recursos UHE Baixo Iguaçu	Copel Geração e Transmissão	BNDES	33
Notas Promissórias - 5ª emissão	Copel Geração e Transmissão	Notistas	650
6ª Emissão de Debêntures	Copel Geração e Transmissão	Debenturistas	1.000
5ª Emissão de Debêntures	Copel Distribuição	Debenturistas	850
3ª Emissão de Debêntures	Copel Telecomunicações	Debenturistas	210
Liberção de recursos BNDES Cutia	Cutia Empreendimentos Eólicos	BNDES	76
1ª Emissão de Debêntures	Cutia Empreendimentos Eólicos	Debenturistas	360
<b>Total</b>			<b>3.717</b>

Os pagamentos ocorridos no ano totalizaram R\$ 4.664,1 milhões, sendo R\$ 3.638,0 milhões de principal e R\$ 1.026,1 milhões de encargos. O cronograma de vencimentos da dívida de longo prazo, contemplando empréstimos, financiamentos e debêntures é:



## 4.7. Lucro Líquido

Em 2019, o lucro líquido atribuído aos acionistas da empresa controladora foi de R\$ 1.989,9 milhões, sendo 41,4% superior ao obtido no exercício anterior, de R\$ 1.407,1 milhões.

### Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio

(em R\$ mil)	2019			2018		
	Total	DIV	JCP	Total	DIV	JCP
Aprovação na AGO					29.04.19	29.04.19
Aprovação no CAD			05.12.19		-	12.12.18
Data de pagamento	a definir	-	a definir	28.06.19	28.06.19	28.06.19
Lucro Líquido Ajustado	1.956.675			1.403.796		
Valor para Ações ON	325.210	-	325.210	191.369	49.942	141.427
Valor para Ações PNA	1.291	-	1.291	950	-	950
Valor para Ações PNB	316.499	-	316.499	186.223	48.600	137.623
<b>Total Distribuído Bruto</b>	<b>643.000</b>	<b>-</b>	<b>643.000</b>	<b>378.542</b>	<b>98.542</b>	<b>280.000</b>

Obs.: As informações do JCP 2019, refere-se aos resultados do 1º semestre do respectivo exercício, declarados pelos órgãos da administração em 05/12/2019 aos acionistas com direito em 23/12/2019 (§1 do Art. 73 do Estatuto Social)

### • Ações

Volume negociado em 2019:

	Volume negociado	ON (CPLE3)		PNB (CPLE6)	
		Total	Média diária	Total	Média diária
B3	Negócios	199.345	804	1.115.702	4.499
	Quantidade	43.433.800	175.136	229.434.700	925.140
	Volume (R\$ mil)	1.973.991	7.960	10.684.077	43.081
	Presença nos pregões	248	100%	248	100%
NYSE	Quantidade	293.524	1.482	121.241.057	481.115
	Volume (US\$ mil)	2.723	14	1.456.392	5.779
	Presença nos pregões	198	79%	252	100%
Latibex	Quantidade	-	-	66.740	1.131
	Volume (€ mil)	-	-	727	12
	Presença nos pregões	-	-	59	23%

**Desempenho do preço das ações em 30.12.2019:**

	Ação	2019	2018	Variação %
<b>B3</b>	ON (CPLE3)	R\$ 69,10	R\$ 29,80	39,3
	média ON	R\$ 45,85	R\$ 22,29	(0,5)
	PNB (CPLE6)	R\$ 69,07	R\$ 30,55	22,4
	média PNB	R\$ 46,87	R\$ 24,62	(13,0)
	Ibovespa	115.645	87.887	15,0
	Índice de Energia Elétrica	76.627	49.266	24,0
<b>NYSE</b>	ON (ELPVY)	US\$ 17,10	US\$ 7,71	22,4
	média ON	US\$ 11,37	US\$ 6,04	(12,3)
	PNB (ELP)	US\$ 16,94	US\$ 7,83	2,6
	média PNB	US\$ 11,82	US\$ 6,75	(23,9)
	Índice Dow Jones	28.538,44	23.327,46	(5,6)
<b>Latibex</b>	PNB (XCOP)	€ 15,20	€ 7,15	13,7
	média PNB	€ 10,55	€ 5,75	(27,9)
	Índice Latibex	2.532,70	2.178,40	10,3

#### 4.8. Inadimplência de Consumidores

A Companhia passou a calcular, desde 2003, o índice de inadimplência do produto “fornecimento de energia elétrica”, cuja metodologia de cálculo considera inadimplente o consumidor com débito vencido há mais de 15 dias até 360 dias e excluindo o reconhecimento de perdas dos débitos vencidos.

Em dezembro de 2019, a inadimplência de consumidores da Copel Distribuição, também denominado de Inadimplência Corporativa, foi de R\$ 226,5 milhões, que equivale a 1,20% do seu faturamento, enquanto que em 2018 atingiu R\$ 238,7 milhões, 1,44% do faturamento.

Como reflexo das várias ações de cobrança realizadas, e a despeito do cenário econômico ainda apresentar baixo crescimento econômico e desemprego, no ano de 2019 os indicadores de inadimplência Corporativa e Abradee apresentaram ótimos resultados, conforme quadro:

Indicador	2019	2018	Variação %
Inadimplência Abradee	2,18%	2,69%	-18,96%
Inadimplência Companhia	1,20%	1,44%	-16,67%

#### 4.9. Programa de Investimentos

O programa de investimentos para 2020 foi aprovado na 184ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração - Rocard, sendo atualizado na 193ª Rocard e na 196ª Rocard. Seguem valores realizados e previstos:

Empresas (em R\$ milhões)	Realizado		Previsto 2020	Variação % 2019-2018
	2019	2018		
Copel Geração e Transmissão	850,5	1.510,6	865,2	(43,7)
Copel Distribuição	919,9	696,0	1.073,8	32,2
Copel Telecomunicações	146,3	309,4	123,9	(52,7)
Copel Comercialização	-	0,2	2,4	-
Holding	0,5	2,8	2,6	(82,1)
Outros <sup>(1) (2)</sup>	11,3	50,0	19,3	(77,4)
<b>Total</b>	<b>1.928,5</b>	<b>2.569,0</b>	<b>2.087,2</b>	<b>(24,9)</b>

<sup>(1)</sup> Referente à participação da Copel no Empreendimento.

<sup>(2)</sup> Inclui Uega - 20% Holding

Os montantes realizados em 2018 tiveram objetivo de finalizar principalmente as obras em andamento, o que também justifica a redução do orçamento previsto para 2020, visto que os principais projetos estão sendo concluídos.

#### **4.10. Pesquisa & Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE**

As aplicações decorrentes de percentual mínimo da Receita Operacional Líquida - ROL, conforme legislação determinam destinação em projetos de P&D e PEE. Além disso, também é feito recolhimento ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, ao Ministério de Minas e Energia - MME e ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel, que em 2019 foi de R\$ 50,8 milhões.

##### **Geração e Transmissão**

Em 2019, a Copel Geração e Transmissão aplicou R\$ 26,7 milhões na execução de 28 projetos de P&D, entre os quais 7 são estratégicos, cujos temas foram estabelecidos pela Aneel por meio de Chamada Pública de Projetos de P&D. Em 6 projetos, participou de forma cooperada com outras empresas. Aplicou, ainda, aproximadamente R\$ 0,3 milhão por meio de projetos de gestão, totalizando R\$ 27,0 milhões investidos em P&D.

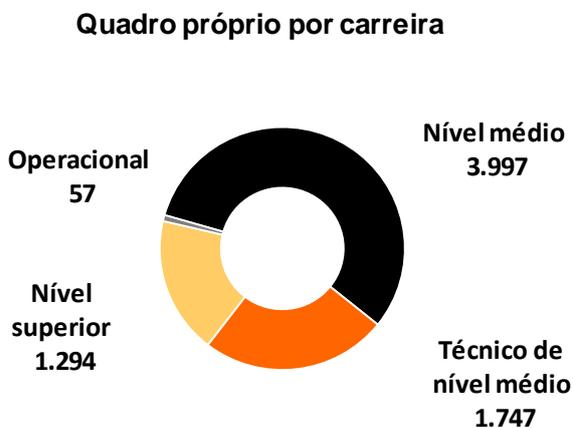
##### **Distribuição**

Em 2019, foram investidos R\$ 35,2 milhões em: 50 projetos de P&D (5 concluídos ao longo do ano e 45 em execução) e na participação de forma cooperada com outras empresas do setor elétrico em 8 projetos, dentre eles 2 estratégicos cujos temas foram estabelecidos pela Aneel, através de Chamada de Projetos.

Foram realizadas contratações de 15 novos projetos sendo 4 selecionados através do Comitê de Inovação, cujo tema foi estabelecido pela Aneel. Os investimentos perfazem um montante de R\$ 68,9 milhões a serem realizados em até 3 anos.

## 5. DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

### 5.1. Recursos humanos



Considerando a Copel Holding, Copel Distribuição, Copel Geração e Transmissão, Copel Telecomunicações e Copel Comercialização, a Companhia possui 7.095 empregados no quadro próprio. Foram admitidos 02 novos empregados em 2019 mediante concurso público e 06 empregados reintegrados. Durante o mesmo período, 524 empregados desligaram-se da Companhia. Desses, 397 pelo PDI. A taxa de rotatividade foi de 3,5% em 2019 e 4,3% em 2018.

#### • Desenvolvimento de Pessoal

Em uma era em que as pessoas e seu conhecimento tornaram-se o principal diferencial competitivo das empresas, incentivar e promover a educação e o desenvolvimento dos empregados, contando sempre com profissionais qualificados e experientes, é a estratégia da Copel em face desse desafio, permitindo que todos exerçam seu potencial em ambiente propício ao desenvolvimento de suas habilidades e à evolução em sua carreira. Para isso, são promovidas diversas ações de educação que vão desde treinamentos básicos até cursos de pós-graduação e desenvolvimento de pesquisa. Essas ações são organizadas em: programas corporativos, treinamentos para formação (destinados à capacitação básica para o exercício da função), treinamentos obrigatórios (cursos destinados a atividades específicas), treinamentos para aperfeiçoamento profissional, eventos (seminários, palestras, workshops, congressos, etc.) e projetos de pesquisa e desenvolvimento.

A Copel também oferece treinamentos para empregados terceirizados, desde que previstos em contrato ou por interesse da Companhia, voltados para integração e atividades específicas a serem realizadas pelos profissionais em sua prestação de serviços.

O modelo de Educação Corporativa tem como fundamento a atuação sinérgica e cooperativa da Universidade Corporativa e das áreas de treinamento das subsidiárias integrais, focando a competitividade e a rentabilidade dos negócios.

Em 2019, a UniCopel adquiriu assinatura de uma plataforma de conteúdos para o aperfeiçoamento profissional de seus empregados. São temas como planejamento do tempo, feedback, aprendendo a aprender, entre outros títulos, e que são abertos a toda a Companhia. O objetivo é dar oportunidade de capacitação a todos os empregados.

Além disso, desenvolveu as trilhas de aprendizagem, com uma abordagem voltada a metodologia 70-20-10,

em que 70% do aprendizado ocorre durante seu dia a dia no trabalho, por meio de projetos e participações em reuniões e grupos de trabalhos, por exemplo; 20% por meio de comunidades de práticas e sistemas semi-estruturados de educação; e 10% por meio de ações estruturadas de educação como cursos, eventos e programas.

A proposta da Companhia é dar oportunidades diferentes de aprendizado a todos os empregados que necessitam desse conteúdo. São conteúdos que estão ligados diretamente ao trabalho e visam dar acesso a informações, muitas vezes, dispersas pelos sistemas da empresa ou com os especialistas, que em muitos casos não são conhecidos por todos.

### **Programa Liderança Transformadora**

Este ano o programa atendeu os novos gestores da Holding, que não tiveram a oportunidade de participar das turmas contratadas. Por meio de uma ação pontual, mas bastante aderente à necessidade, a proposta foi estar mais próximo do gestor e entender suas dores e desafios. O projeto teve duração de 3 meses, e contou com a participação de 11 gerentes. Como resultado, pode-se citar maior segurança do gestor em sua prática, envolvimento das suas equipes e integração entre eles.

Ainda como parte do programa de liderança, destaca-se o início do desenvolvimento do projeto de gestão por competências gerenciais. A proposta é, após levantamento das competências comportamentais e técnicas dos gestores da Copel, aplicar metodologia de avaliação e desenvolvimento das competências desses gestores. Assim, elevando o nível de entrega dessa função, ao mesmo tempo que institui um novo modo de identificar as necessidades de capacitação e desenvolvimento.

Ainda, a UniCopel coordenou a Implantação do Programa de Sucessão Gerencial, denominado "Trilhando o Futuro" para empregados que aspiram à carreira gerencial. Essa iniciativa teve 607 participantes, que responderam a um questionário de identificação de perfil para composição de uma banco de potenciais sucessores.

Também, as gerências já designadas da Copel participaram do programa de *Assessment*, com aplicação de ferramenta de desenvolvimento do comportamento gerencial. Essa iniciativa está subsidiando ações de desenvolvimento, treinamento e capacitação, e é uma opção utilizada como ferramenta de apoio à tomada de decisão por ocasião de designação gerencial em processo seletivo interno.

### **Outros programas**

Além dos programas próprios de treinamento e capacitação, a Companhia incentiva a formação de seus profissionais por meio das seguintes iniciativas:

- Programa de Capacitação em Língua Estrangeira - instituído em 2012, é destinado aos empregados que executam atividades nas quais outro idioma é exigido.
- Cursos de pós-graduação - visa o desenvolvimento profissional em temas específicos e estratégicos com foco na produção de pesquisas, dissertações, teses, gerando inovações e melhorias para a Companhia e para o setor elétrico.

- **Benefícios**

Entre os benefícios concedidos pela Companhia a todos os seus empregados, além dos previstos pela legislação, destacam-se: auxílio-educação; adiantamento de férias e pagamento adicional de mais 1/3 da remuneração; adiantamento da primeira parcela do 13º salário no mês de janeiro; participação nos lucros e resultados; incentivo a qualidade de vida, com iniciativas como o Coral da Copel e os Jogos Internos; auxílio-alimentação e refeição; vale lanche; auxílio-creche; auxílio a empregados com deficiência e a empregados que tenham dependente com deficiência; licença maternidade e licença paternidade estendidas; e complementação de auxílio doença. Além desses, à partir de outubro/2018 os empregados, opcionalmente, podem optar pela redução da jornada de trabalho de 08 horas para 06 horas diárias, com consequente redução salarial, conforme critérios previstos em norma interna. Adicionalmente, por meio da Fundação Copel de Previdência e Assistência Social, da qual a Copel é mantenedora, há concessão de: plano de previdência privada, adicional ao valor da previdência oficial, e plano de assistência médico-hospitalar e odontológica. A Fundação Copel disponibiliza, ainda, uma carteira de empréstimos aos seus participantes, obedecendo às disposições legais que regem as aplicações das reservas do seu fundo previdenciário.

- **Política salarial**

As práticas de remuneração, reconhecimento e incentivo estão baseadas no modelo de remuneração estruturado pela Companhia, apoiando-se em dois pilares: remuneração fixa (comparação de mercado e mérito) e variável (Participação dos Empregados nos Lucros e/ou Resultados - PLR). A PLR dos empregados da Copel ocorre de acordo com a Lei Federal nº 10.101/2000, o Decreto Estadual nº 1.978/2007 e a Lei Estadual nº 16.560/2010, sendo o montante distribuído de forma igualitária a todos os empregados. A proporção entre o menor salário praticado pela Companhia em dezembro de 2019 (R\$ 1.888,42) e o salário mínimo nacional vigente naquela data (R\$ 998,00) era de 1,89 vezes, não havendo diferença significativa no mesmo período relativamente à proporção de salário-base entre homens e mulheres.

- **Relações trabalhistas**

A Companhia se relaciona com 19 sindicatos representativos das diversas classes de trabalhadores e, ao longo do ano, promove reuniões para discussão de assuntos de interesse mútuo. Por ocasião da data base (outubro) esse relacionamento se intensifica quando os sindicatos e a Copel discutem as reivindicações para chegar ao Acordo Coletivo de Trabalho - ACT.

- **Avaliação de desempenho**

Desde 2013, a Gestão de Desempenho da Copel é realizada por meio do Programa Nossa Energia, que, anualmente, é aprimorado segundo as melhores práticas do mercado. Para o ciclo 2019, o período de avaliação ocorrerá entre janeiro e março.

## 5.2. Fornecedores

Os fornecedores da Copel devem respeitar a legislação vigente no País em todos os seus âmbitos. A exigência de conformidade está expressa no Regulamento Interno de Licitações e Contratos, em cláusulas contratuais, nos manuais de cadastramento de fornecedores e nas normas e manuais técnicos, permanentemente disponibilizados online.

Quando o objeto do contrato é a cessão de mão de obra, os trabalhadores terceirizados passam por processo de integração, no qual a Copel destaca suas demandas contratuais em relação às questões socioambientais, de direitos humanos e trabalhistas, de acessibilidade e de inclusão e combate ao trabalho infantil. O descumprimento de tal exigência pode implicar sanções administrativas, como multas, rescisão contratual ou, até mesmo, o impedimento, por até dois anos, de participar de novas licitações da Companhia.

Desde 2009, a Copel mantém em seus contratos uma cláusula padrão de responsabilidade socioambiental. A partir de 2016, as contratações passaram a ser acompanhadas de Declaração de Idoneidade e de Responsabilidade Social. Em 2018, passou a vigorar um novo modelo de contrato, que inclui também aspectos de direitos humanos, com destaque para o cumprimento dos 10 Princípios do Pacto Global.

Dependendo do objeto a ser contratado, algumas cláusulas específicas relativas a requisitos ambientais são inseridas nas minutas no edital de licitação / instrumento de contrato.

## 5.3. Clientes

### • Copel Distribuição

Para atingir e manter altos índices de satisfação a Copel Distribuição analisa os resultados de pesquisas de satisfação e desenvolve os planos de ação necessários. Entre as principais ações da Companhia, está a manutenção permanente da rede de energia elétrica para garantir a qualidade e a continuidade no fornecimento. Isso é acompanhado por investimentos em desenvolvimento de novos canais de atendimento, além da melhora dos canais existentes, tanto por meio de treinamento de atendentes quanto pela evolução tecnológica.

A Copel Distribuição foi eleita a melhor distribuidora de energia do Brasil na Pesquisa Abradee 2019, onde distribuidoras de todo o país concorreram à premiação em diferentes categorias. A Companhia recebeu a maior nota no Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP).

### • Copel Telecomunicações

Os clientes da Copel Telecom contam com a Ouvidoria como um dos canais de atendimento. É função desse canal acompanhar sugestões, reclamações e denúncias recebidas diretamente pela Companhia; pela ouvidoria da agência reguladora, a Anatel; e pela plataforma da Secretaria Nacional do Consumidor - Senacon, do Ministério da Justiça; além das demandas apresentadas pelo Procon e pela Ouvidoria

Geral do Estado. A meta da Ouvidoria é responder às manifestações em até dez dias úteis. Em 2019, 100% das manifestações foram respondidas. Como resultado, grande parte das manifestações que seriam encaminhadas para entidades externas, como o Procon, a Senacon ou mesmo a Anatel, foram tratadas pela própria Companhia.

#### **5.4. Gestão da Sustentabilidade**

A sustentabilidade empresarial está integrada e evidenciada na Copel através do seu referencial estratégico, e está contida na missão e visão de seus negócios. As atividades da Companhia alinham-se à Política de Sustentabilidade, que integra o planejamento e a gestão da sustentabilidade, com o objetivo de otimizar o desempenho financeiro, o social e o ambiental. Complementarmente, a Política de Mudança do Clima estabelece as diretrizes para a mitigação dos gases de efeito estufa e a adaptação dos negócios, avaliando os riscos e as oportunidades relacionadas à mudança do clima.

Por essa razão, a Copel é signatária do Pacto Global desde 2000, e é membro fundador do Comitê da Rede Global do Pacto Global, criado em 2003, apoiando o movimento para disseminar os princípios do Pacto Global, e para alcançar as metas dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável - ODS.

A gestão da sustentabilidade é baseada nas melhores práticas de mercado. Além de orientar e avaliar o desempenho empresarial, ela o compara às referências globais e locais, tomando como referência o Índice de Sustentabilidade Empresarial B3 - ISE, Indicadores Ethos para Modelos de Negócios Sustentáveis e Responsáveis, *Dow Jones Sustainability Index*, e outras avaliações e classificações relacionadas a ASG (Ambiental, Social e Governança).

Em 2019, o resultado da gestão da sustentabilidade garantiu a permanência da Copel na carteira de 2020 do Índice de Sustentabilidade Empresarial ISE/B3.

Por meio do Relato Integrado Copel, o desempenho em sustentabilidade é comunicado a todas as partes interessadas, seguindo as diretrizes internacionais das normas da *Global Reporting Initiative* - GRI e da *International Integrated Reporting Initiative* - IIRC. Para garantir a confiabilidade das informações divulgadas, os dados são submetidos à asseguuração de auditoria externa independente.

Assumindo protagonismo na agenda do desenvolvimento sustentável, a Companhia tem assumido, ao longo de sua trajetória, compromissos voluntários reconhecidos mundialmente, entre estes:

- Pacto Global
- Agenda 2030
- Programa de Pró-Equidade de Gênero e Raça
- *Women Empowerment Principles* - WEPs
- Princípios para Educação Executiva Responsável - PRME
- Movimento Nacional ODS Nós Podemos
- Rede de Empresas pela Aprendizagem e Erradicação do Trabalho Infantil

A Copel possui uma série de programas e projetos que atuam como vetores das ações relacionadas à

sustentabilidade e à responsabilidade social:

- **Ecoeficiência:** tem como objetivo apoiar projetos de redução de custos com foco sustentável e apresentar novas ações que possam contribuir com tal propósito. Ele integra, fortalece e potencializa as várias iniciativas desenvolvidas na empresa relacionadas à redução e otimização do uso de recursos naturais. As ações do Programa de Ecoeficiência estão concentradas nas seguintes linhas temáticas: Água; Energia; Papel; Mobilidade e Combustível; Educação e Comunicação.
- **EducaODS:** pretende sensibilizar e informar os públicos interno e externo da Companhia sobre a importância dos ODS, contribuindo para a conscientização, mudança de valores e de comportamentos em relação ao desenvolvimento sustentável. Deste modo, programa motiva a atuação em prol dos ODS.
- **Programa de Direitos Humanos:** tem o propósito disseminar conhecimento e orientações relativas aos Direitos Humanos, bem como criar mecanismos e práticas que auxiliem a verificação e a promoção desses direitos na Copel e em sua cadeia produtiva. Norteado por documentos da Organização das Nações Unidas (ONU), o programa toma como base especialmente a Declaração Universal dos Direitos Humanos, o Pacto Global e os Princípios Orientadores para Empresas e Direitos Humanos.
- **Programa Eletricidadania:** incentiva os colaboradores a dedicarem de forma voluntária e espontânea, até 8 horas do seu tempo de trabalho profissional, a cada dois meses, para realização de ações sociais. As frentes de atuação foram inspiradas pelos ODS e abrangem temas como direitos humanos, educação, inclusão, saúde, meio ambiente, cidadania e sustentabilidade.
- **Programa de Diversidade:** atua pela garantia da igualdade de direitos, oportunidades e reconhecimento, com atenção a grupos vulneráveis ou sujeitos à discriminação de gênero, raça, cor, deficiência, orientação sexual, idade e religião.
- **Programa de Coleta Seletiva Solidária:** atende a legislação estadual sobre a destinação de resíduos recicláveis às associações e cooperativas de catadores, contribuindo principalmente com o ODS1, ODS10 e ODS 11.
- **Programa Cultivar Energia:** tem como objetivo a viabilização de hortas comunitárias em imóveis sob linhas de energia da Copel, em parceria com prefeituras municipais. São focos do programa a segurança alimentar e a geração de renda para comunidades, fomentando o desenvolvimento sustentável. O programa é também uma estratégia auxiliar no combate às ocupações irregulares e de alto risco para a população. As hortas comunitárias beneficiam a empresa ao promover a preservação dos imóveis e melhoram o ambiente urbano com a ocupação disciplinada dos espaços ociosos, subutilizados.

Por fim, em 2019 foi realizada a primeira edição do Desafio Copel da Sustentabilidade, iniciativa que incluiu instalações da Copel em todo o Paraná, envolvendo diretamente 82% dos empregados. O objetivo do desafio é, por meio da gamificação, disseminar os ODS, bem como a melhorar os indicadores ambientais e sociais da Copel. Ele inclui ações que envolvem a comunidade, instituições públicas, ONGs e outras partes interessadas.

Outras informações sobre Sustentabilidade na Copel estão disponíveis no Relato Integrado Copel ([www.copel.com/sustentabilidade](http://www.copel.com/sustentabilidade)).

## 6. BALANÇO SOCIAL

<b>BALANÇO SOCIAL ANUAL</b>					
Em 31 de dezembro de 2019 e 2018					
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)					
			2019	2018	
<b>1 - BASE DE CÁLCULO</b>					
NE 32	Receita Líquida - RL	16.244.274		14.934.780	
<b>2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS</b>					
			% Sobre RL	% Sobre RL	
NE 32.2	Remuneração dos administradores	20.114	0,1	21.357	0,1
	Remuneração dos empregados	864.015	5,3	904.200	6,1
	Alimentação (Auxílio alimentação e outros)	136.017	0,8	134.781	0,9
	Encargos sociais compulsórios	288.254	1,8	306.836	2,1
	Plano previdenciário	73.516	0,5	79.806	0,5
	Saúde (Plano assistencial)	187.204	1,2	184.572	1,2
	Capacitação e desenvolvimento profissional	8.665	0,1	8.053	0,1
	Provisão para participação nos lucros e/ou resultados	155.544	1,0	91.526	0,6
NE 32.2	Indeniz. trabalhistas e despesas rescisórias	43.516	0,3	69.289	0,5
(1)	Outros benefícios	16.576	0,1	15.664	0,1
	<b>Total</b>	<b>1.793.421</b>	<b>11,0</b>	<b>1.816.084</b>	<b>12,2</b>
<b>3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS</b>					
			% Sobre RL	% Sobre RL	
	Cultura	19.391	0,1	12.846	0,1
	Saúde e saneamento	1.426	0,0	2.280	0,0
	Esporte	1.556	0,0	2.883	0,0
	Outros	89.269	0,5	68.984	0,5
	Pesquisa e Desenvolvimento	47.616	0,3	48.866	0,3
	Programa de Eficiência Energética	32.601	0,2	10.135	0,1
	Programa Morar Bem	3.559	0,0	2.381	0,0
	Programa de Acessibilidade	25	0,0	2.355	0,0
	Outros	5.468	0,0	5.247	0,0
	<b>Total das contribuições para a sociedade</b>	<b>111.642</b>	<b>0,7</b>	<b>86.993</b>	<b>0,6</b>
	Tributos (excluídos encargos sociais)	9.355.014	57,6	9.165.221	61,4
	<b>Total</b>	<b>9.466.656</b>	<b>58,3</b>	<b>9.252.214</b>	<b>62,0</b>
<b>4 - INDICADORES AMBIENTAIS</b>					
			% Sobre RL	% Sobre RL	
	Investimentos relacionados com as operações da empresa	387.852	2,4	292.481	2,0
	Investimentos em programas e/ou projetos externos	165	0,0	198	0,0
	<b>Total</b>	<b>388.017</b>	<b>2,4</b>	<b>292.679</b>	<b>2,0</b>
(2)	Quantidade de sanções ambientais	2		3	
	Valor das sanções ambientais (R\$ Mil)	232		544	
<b>Metas ambientais</b>			<b>2019</b>	<b>Metas 2020</b>	
	Quanto ao estabelecimento de metas anuais para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa:		( ) não possui metas	( ) não possui metas	
			( ) cumpre de 0 a 50%	( ) cumpre de 0 a 50%	
			( ) cumpre de 51% a 75%	( ) cumpre de 51% a 75%	
			(X) cumpre de 76% a 100%	(X) cumpre de 76% a 100%	

NE - Nota Explicativa

	2019	2018
<b>5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL (inclui controladas)</b>		
<b>Empregados no final do período</b>	<b>7.266</b>	<b>7.794</b>
<b>Admissões durante o período</b>	<b>8</b>	<b>37</b>
<b>Escolaridade dos empregados(as):</b>	Homens    Mulheres    Total	Homens    Mulheres    Total
Total Superior e extensão universitária	3.169    1.242    4.411	2.994    1.241    4.235
Total 2º Grau	2.439    380    2.819	3.028    503    3.531
Total 1º Grau	34    2    36	28    0    28
<b>Faixa etária dos empregados(as):</b>		
De 18 até 30 anos (exclusive)	290	419
De 30 até 45 anos (exclusive)	3.950	4.185
De 45 até 60 anos (exclusive)	2.851	3.042
60 anos ou mais	175	148
<b>Mulheres que trabalham na empresa</b>	<b>1.618</b>	<b>1.744</b>
<b>% Mulheres em cargos gerenciais:</b>		
em relação ao nº total de mulheres	6,4	6,0
em relação ao nº total de gerentes	21,4	20,2
<b>Negros(as) que trabalham na empresa</b>	<b>938</b>	<b>1.011</b>
<b>% Negros(as) em cargos gerenciais:</b>		
em relação ao nº total de negros(as)	3,7	3,7
em relação ao nº total de gerentes	7,3	7,2
<b>Portadores(as) de necessidades especiais</b>	<b>178</b>	<b>257</b>
<b>Dependentes</b>	<b>9.837</b>	<b>10.475</b>
(3) <b>Terceirizados</b>	<b>7.235</b>	<b>6.520</b>
(4) <b>Aprendiz (es)</b>	<b>177</b>	<b>195</b>
(4) <b>Estagiários(as)</b>	<b>317</b>	<b>252</b>
<b>Nº de processos trabalhistas em andamento no final do exercício</b>	<b>3.454</b>	<b>3.797</b>
<b>Nº de processos trabalhistas encerrados no exercício</b>	<b>987</b>	<b>1.231</b>
<b>6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL</b>		
<b>Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa</b>	<b>19</b>	<b>19</b>
(5) <b>Número total de Acidentes de Trabalho (inclui acidentes com contratados)</b>	<b>208</b>	<b>300</b>
<b>Número total de reclamações e críticas de consumidores:</b>		
na empresa	55.103	51.757
(6) de segundo nível	7.979	7.650
na Justiça	6.867	6.950
<b>% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:</b>		
na empresa	100,0%	100,0%
(6) de segundo nível	100,0%	100,0%
na Justiça	29,1%	21,4%

	2019	Metas 2020
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por	<b>direção e gerências</b>	<b>direção e gerências</b>
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	<b>todos + Cipa</b>	<b>todos + Cipa</b>
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos trabalhadores, a empresa:	<b>incentiva e segue a OIT</b>	<b>incentiva e seguirá a OIT</b>
A previdência privada contempla:	<b>todos</b>	<b>todos</b>
A participação dos lucros ou resultados contempla:	<b>todos</b>	<b>todos</b>
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	<b>são exigidos</b>	<b>serão exigidos</b>
Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa:	<b>organiza e incentiva</b>	<b>organizará e incentivará</b>
<b>7- GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE RIQUEZA</b>		
	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>Valor adicionado total a distribuir</b>	<b>14.103.829</b>	<b>13.364.990</b>
<b>Distribuição do Valor Adicionado (DVA):</b>		
Terceiros	8,2%	9,2%
Pessoal	10,8%	11,4%
Governo	66,3%	68,6%
Acionistas	4,6%	2,6%
Retido	10,1%	8,2%
<b>8 - OUTRAS INFORMAÇÕES</b>		
<p>• A partir de 2010, o Instituto Brasileiro de Análises Sociais e Econômicas - Ibase não mais prescreve seu modelo padrão de Balanço Social por entender que esta ferramenta e metodologia já se encontram amplamente difundidas entre empresas, consultorias e institutos que promovem a responsabilidade social corporativa no Brasil. Assim sendo, a Copel, que já utilizava este modelo desde 1999, resolveu, fundamentada na orientação do Ibase, melhorar sua demonstração de Balanço Social, abordando também informações solicitadas na NBCT 15, visando à transparência de suas informações.</p> <p>• As notas explicativas - NEs são parte integrante das Demonstrações Financeiras e também contêm outras informações de natureza socioambiental não contempladas neste Balanço Social.</p> <p>• Este Balanço Social contempla dados da holding, subsidiárias integrais, controladas e consórcios da Copel, em virtude da consolidação de seus resultados, exceto quando indicado de outra forma.</p> <p>(1) O item Outros benefícios é composto por: Auxílio doença complementar, Auxílio maternidade prorrogado, Seguros, Vale transporte excedente e Auxílio invalidez, Morte acidental, Auxílio creche, Auxílio educação, Cultura e Segurança e Medicina no trabalho.</p> <p>(2) Estas informações referem-se a multas e notificações socioambientais da holding e Copel Distribuição S.A., Copel Geração e Transmissão S.A, Copel Telecomunicações S.A., Copel Comercialização S.A. e Copel Renováveis S.A. São divulgados valores originais, podendo ser alterados, conforme resposta da defesa administrativa apresentada ao órgão ambiental. Os valores das sanções estão proporcionais à participação da Copel nos empreendimentos. Valores referente aos Termos de Compromisso - TCs e Termos de Ajustamento de Conduta - TACs são considerados em sociais externos ou ambientais, dependendo de sua natureza.</p> <p>(3) Este número corresponde ao total de trabalhadores terceirizados contratados no período independentemente do número de horas trabalhadas. Não representa o número de postos de trabalho terceirizados. Também não contempla os terceiros que atuam na implantação de obras da Copel Geração e Transmissão e das controladas (Usinas, Linhas de Transmissão e Subestações), bem como aqueles que atuam na expansão do sistema da Copel Telecom.</p> <p>(4) Não compõem o quadro de empregados.</p> <p>(5) Calculado através da metodologia empregada no Relato de Sustentabilidade GRI G4 - indicador LA6.</p> <p>(6) Inclui as reclamações no Procon, Ouvidoria, Consumidor.gov, Aneel e Anatel julgadas procedentes.</p>		

## 7. COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA

### CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Presidente MARCEL MARTINS MALCZEWSKI  
Membros ADRIANA ANGELA ANTONIOLLI  
CARLOS BIEDERMANN  
DANIEL PIMENTEL SLAVIERO  
GUSTAVO BONINI GUEDES  
LEILA ABRAHAM LORIA  
LUIZ CLAUDIO MAIA VIEIRA  
MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO  
OLGA STANKEVICIUS COLPO

### COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Presidente MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO  
Membros CARLOS BIEDERMANN  
LEILA ABRAHAM LORIA  
LUIZ CLAUDIO MAIA VIEIRA  
OLGA STANKEVICIUS COLPO

### CONSELHO FISCAL

Presidente DEMETRIUS NICHELE MACEI  
Membros Titulares HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR  
JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO  
LETÍCIA PEDERCINI ISSA MAIA  
ROBERTO LAMB

Membros Suplentes EMIR CALLUF FILHO  
ESTEVÃO DE ALMEIDA ACCIOLY  
GILBERTO PEREIRA ISSA  
JOÃO LUIZ GIONA JUNIOR  
OTAMIR CESAR MARTINS

### DIRETORIA

Diretor Presidente DANIEL PIMENTEL SLAVIERO  
Diretora de Gestão Empresarial ANA LETÍCIA FELLER  
Diretor de Finanças e de Relações com Investidores ADRIANO RUDEK DE MOURA  
Diretor de Desenvolvimento de Negócios CASSIO SANTANA DA SILVA  
Diretor Jurídico e de Relações Institucionais EDUARDO VIEIRA DE SOUZA BARBOSA  
Diretor de Governança, Risco e *Compliance* VICENTE LOIÁCONO NETO  
Diretor Adjunto DAVID CAMPOS

### CONTADOR

CRC-PR-043819/O-0 RONALDO BOSCO SOARES

### Informações sobre este relatório:

Relações com investidores: Fone: +55 (41) 3222-2027  
ri@copel.com

**Companhia Paranaense de Energia**

CNPJ/MF 76.483.817/0001-20  
Inscrição Estadual 10146326-50  
Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1  
[www.copel.com](http://www.copel.com)    [copel@copel.com](mailto:copel@copel.com)  
Rua Coronel Dulcídio, 800, Batel - Curitiba - PR  
CEP 80420-170

# DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

## DFP

### Dezembro/2019

## SUMÁRIO

<b>DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS</b> .....	<b>3</b>
Balancos Patrimoniais .....	3
Demonstrações de Resultados .....	5
Demonstrações de Resultados Abrangentes .....	6
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido .....	7
Demonstrações dos Fluxos de Caixa .....	8
Demonstrações do Valor Adicionado .....	10
<b>NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS</b> .....	<b>12</b>
1 Contexto Operacional .....	12
2 Concessões e Autorizações .....	16
3 Base de Preparação .....	20
4 Principais Políticas Contábeis .....	22
5 Caixa e Equivalentes de Caixa .....	36
6 Títulos e Valores Mobiliários .....	36
7 Clientes .....	37
8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná .....	38
9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos .....	39
10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão .....	43
11 Ativos de contrato .....	46
12 Outros Créditos .....	48
13 Tributos .....	49
14 Despesas Antecipadas .....	54
15 Partes Relacionadas .....	55
16 Depósitos Judiciais .....	55
17 Investimentos .....	56
18 Imobilizado .....	61
19 Intangível .....	71
20 Obrigações Sociais e Trabalhistas .....	73
21 Fornecedores .....	73
22 Empréstimos e Financiamentos .....	74
23 Debêntures .....	79
24 Benefícios Pós-emprego .....	81
25 Encargos Setoriais a Recolher .....	87
26 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética .....	87
27 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão .....	88
28 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos .....	89
29 Outras Contas a Pagar .....	91
30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente .....	91
31 Patrimônio Líquido .....	98
32 Receita Operacional Líquida .....	102
33 Custos e Despesas Operacionais .....	106
34 Resultado Financeiro .....	109
35 Segmentos Operacionais .....	109
36 Instrumentos Financeiros .....	113
37 Transações com Partes Relacionadas .....	128
38 Compromissos .....	131
39 Seguros .....	132
40 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa .....	132
41 Eventos subsequentes .....	133
<b>RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE</b> .....	<b>135</b>
<b>RELATÓRIO ANUAL DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO</b> .....	<b>142</b>
<b>PARECER DO CONSELHO FISCAL</b> .....	<b>150</b>
<b>PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL</b> .....	<b>151</b>
<b>DECLARAÇÃO</b> .....	<b>152</b>

**DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**
**Balancos Patrimoniais**

em 31 de dezembro de 2019 e 31 dezembro de 2018

em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
<b>CIRCULANTE</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	5	25.304	315.003	2.941.727	1.948.409
Títulos e valores mobiliários	6	90	123.560	3.112	124.862
Cauções e depósitos vinculados		-	129	147	203
Clientes	7	-	-	3.120.168	2.944.091
Dividendos a receber		760.719	519.100	70.092	76.672
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	219.236	190.876	219.236	190.876
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	355.570	421.184
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	58.842	53.177
Ativos de contrato	11	-	-	107.443	85.019
Outros créditos	12	1.068	7.027	426.865	363.250
Estoques		-	-	130.442	116.285
Imposto de renda e contribuição social		5.876	6.130	236.929	152.157
Outros tributos a recuperar	13.2	-	321	205.060	160.842
Despesas antecipadas	14	95	40	33.563	40.819
Partes relacionadas	15	6.039	8.134	-	-
		<b>1.018.427</b>	<b>1.170.320</b>	<b>7.909.196</b>	<b>6.677.846</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>					
<b>Realizável a Longo Prazo</b>					
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	278.969	219.434
Outros investimentos temporários		27.734	19.511	27.734	19.511
Cauções e depósitos vinculados	22.1	-	-	98.433	89.555
Clientes	7	-	-	62.399	162.915
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	1.131.449	1.254.166	1.131.449	1.254.166
Depósitos judiciais	16	124.219	131.840	504.190	528.290
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	118.419	257.635
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	2.558.796	2.497.514
Ativos de contrato	11	-	-	3.943.941	3.348.211
Outros créditos	12	7.444	7.444	661.759	228.894
Imposto de renda e contribuição social		123.951	148.140	142.532	166.384
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.1	154.364	147.368	1.011.866	1.007.061
Outros tributos a recuperar	13.2	87.597	86.110	322.011	231.400
Despesas antecipadas	14	-	-	132	3.290
Partes relacionadas	15	108.983	104.751	-	-
		<b>1.765.741</b>	<b>1.899.330</b>	<b>10.862.630</b>	<b>10.014.260</b>
<b>Investimentos</b>	17	<b>17.286.220</b>	<b>16.070.567</b>	<b>2.523.179</b>	<b>2.368.234</b>
<b>Imobilizado</b>	18	<b>1.143</b>	<b>996</b>	<b>10.592.103</b>	<b>10.840.663</b>
<b>Intangível</b>	19	<b>1.321</b>	<b>1.593</b>	<b>6.332.611</b>	<b>6.029.097</b>
<b>Direito de uso de ativos</b>	28	<b>271</b>	<b>-</b>	<b>92.831</b>	<b>-</b>
		<b>19.054.696</b>	<b>17.972.486</b>	<b>30.403.354</b>	<b>29.252.254</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>20.073.123</b>	<b>19.142.806</b>	<b>38.312.550</b>	<b>35.930.100</b>

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

## Balanços Patrimoniais

em 31 de dezembro de 2019 e 31 dezembro de 2018 (continuação)

em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
<b>CIRCULANTE</b>					
Obrigações sociais e trabalhistas	20	8.437	6.747	337.044	284.179
Partes relacionadas	15	696	755	-	-
Fornecedores	21	3.956	2.731	1.685.280	1.419.243
Imposto de renda e contribuição social		1.811	-	60.132	197.949
Outras obrigações fiscais	13.2	120	152	501.068	451.433
Empréstimos e financiamentos	22	39.628	129.401	255.521	1.113.047
Debêntures	23	315.008	941.677	1.164.301	2.184.881
Dividendos a pagar		588.563	354.203	616.356	375.675
Benefícios pós-emprego	24	378	87	66.004	58.478
Encargos setoriais a recolher	25	-	-	28.508	79.872
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	-	-	375.395	270.429
Contas a pagar vinculadas à concessão	27	-	-	73.032	67.858
Passivo de arrendamentos	28	158	-	33.573	-
Outras contas a pagar	29	116	135	149.407	192.070
		<b>958.871</b>	<b>1.435.888</b>	<b>5.345.621</b>	<b>6.695.114</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>					
Partes relacionadas		145	-	-	-
Fornecedores	21	-	-	187.913	49.956
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.1	-	-	293.666	157.420
Outras obrigações fiscais	13.2	2.817	2.602	662.114	796.732
Empréstimos e financiamentos	22	746.075	773.984	2.886.862	2.934.260
Debêntures	23	797.713	596.403	7.265.409	5.333.250
Benefícios pós-emprego	24	8.658	4.867	1.128.932	910.285
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	-	-	282.776	322.306
Contas a pagar vinculadas à concessão	27	-	-	539.555	516.305
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	102.284	96.531
Passivo de arrendamentos	28	125	-	63.031	-
Outras contas a pagar	29	1.434	3.957	349.462	116.954
Provisões para litígios	30	304.871	292.180	1.606.713	1.664.773
		<b>1.861.838</b>	<b>1.673.993</b>	<b>15.368.717</b>	<b>12.898.772</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>					
<b>Atribuível aos acionistas da empresa controladora</b>					
Capital social	31.1	10.800.000	7.910.000	10.800.000	7.910.000
Ajustes de avaliação patrimonial	31.2	591.927	785.610	591.927	785.610
Reserva legal	31.3	1.014.248	914.751	1.014.248	914.751
Reserva de retenção de lucros	31.3	4.846.239	6.422.564	4.846.239	6.422.564
		<b>17.252.414</b>	<b>16.032.925</b>	<b>17.252.414</b>	<b>16.032.925</b>
<b>Atribuível aos acionistas não controladores</b>	17.2.2	-	-	<b>345.798</b>	<b>303.289</b>
		<b>17.252.414</b>	<b>16.032.925</b>	<b>17.598.212</b>	<b>16.336.214</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>		<b>20.073.123</b>	<b>19.142.806</b>	<b>38.312.550</b>	<b>35.930.100</b>

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

**Demonstrações de Resultados**  
 dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e de 2018  
 em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	32	-	-	<b>16.244.274</b>	<b>14.934.780</b>
<b>Custos Operacionais</b>	33	-	-	<b>(11.760.176)</b>	<b>(11.501.688)</b>
<b>LUCRO OPERACIONAL BRUTO</b>		-	-	<b>4.484.098</b>	<b>3.433.092</b>
<b>Outras Receitas (Despesas) Operacionais</b>					
Despesas com vendas	33	-	-	(207.059)	(148.709)
Despesas gerais e administrativas	33	(59.907)	(67.292)	(734.300)	(723.534)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	33	1.244	11.696	(458.815)	(302.690)
Resultado da equivalência patrimonial	17	2.089.308	1.356.375	106.757	135.888
		<b>2.030.645</b>	<b>1.300.779</b>	<b>(1.293.417)</b>	<b>(1.039.045)</b>
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS</b>		<b>2.030.645</b>	<b>1.300.779</b>	<b>3.190.681</b>	<b>2.394.047</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	34				
Receitas financeiras		209.679	301.729	750.241	813.915
Despesas financeiras		(235.033)	(238.355)	(1.238.727)	(1.251.965)
		<b>(25.354)</b>	<b>63.374</b>	<b>(488.486)</b>	<b>(438.050)</b>
<b>LUCRO OPERACIONAL</b>		<b>2.005.291</b>	<b>1.364.153</b>	<b>2.702.195</b>	<b>1.955.997</b>
<b>IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL</b>	13.3				
Imposto de renda e contribuição social		(21.195)	(2.083)	(433.555)	(580.065)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		5.850	44.993	(205.771)	68.072
		<b>(15.345)</b>	<b>42.910</b>	<b>(639.326)</b>	<b>(511.993)</b>
<b>LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>		<b>1.989.946</b>	<b>1.407.063</b>	<b>2.062.869</b>	<b>1.444.004</b>
Atribuído aos acionistas da empresa controladora		-	-	1.989.946	1.407.063
Atribuído aos acionistas não controladores	17.2.2	-	-	72.923	36.941
<b>LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais</b>	31.3				
Ações ordinárias		6,94344	4,91091		
Ações preferenciais classe "A"		9,11525	5,40201		
Ações preferenciais classe "B"		7,63812	5,40201		

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

**Demonstrações de Resultados Abrangentes**  
 dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e de 2018  
 em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
<b>LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>		<b>1.989.946</b>	<b>1.407.063</b>	<b>2.062.869</b>	<b>1.444.004</b>
<b>Outros resultados abrangentes</b>					
<b>Itens que não serão reclassificados para o resultado</b>	31.2				
Ganhos (perdas) com passivos atuariais					
benefícios pós-emprego		(3.371)	(408)	(186.628)	(58.354)
benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial		(120.358)	(38.245)	-	-
Tributos sobre outros resultados abrangentes		1.146	139	63.444	19.994
<b>Itens que poderão ser reclassificados para o resultado</b>	31.2				
Perda com variação de participação em Controlada		(4.874)	-	-	-
<b>Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos</b>		<b>(127.457)</b>	<b>(38.514)</b>	<b>(123.184)</b>	<b>(38.360)</b>
<b>RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO</b>		<b>1.862.489</b>	<b>1.368.549</b>	<b>1.939.685</b>	<b>1.405.644</b>
Atribuível aos acionistas da empresa Controladora				1.862.489	1.368.549
Atribuível aos acionistas não controladores				77.196	37.095

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

## Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e de 2018  
em milhares de reais

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora						Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros		Lucros acumulados			
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros				
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2017</b>		<b>7.910.000</b>	<b>873.306</b>	<b>22.295</b>	<b>844.398</b>	<b>5.557.843</b>	<b>-</b>	<b>15.207.842</b>	<b>302.661</b>	<b>15.510.503</b>
Ajustes decorrentes da adoção dos CPCs 47 e 48		-	-	(4.391)	-	-	(160.533)	(164.924)	-	(164.924)
Transferência para a reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	(160.533)	160.533	-	-	-
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2018</b>		<b>7.910.000</b>	<b>873.306</b>	<b>17.904</b>	<b>844.398</b>	<b>5.397.310</b>	<b>-</b>	<b>15.042.918</b>	<b>302.661</b>	<b>15.345.579</b>
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	1.407.063	1.407.063	36.941	1.444.004
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganhos (perdas) atuariais, líquidas de tributos	31.2	-	-	(38.514)	-	-	-	(38.514)	154	(38.360)
<b>Resultado abrangente total do exercício</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(38.514)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.407.063</b>	<b>1.368.549</b>	<b>37.095</b>	<b>1.405.644</b>
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	31.2	-	(67.086)	-	-	-	67.086	-	-	-
Destinação proposta à A.G.O.:										
Reserva legal		-	-	-	70.353	-	(70.353)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	30.4	-	-	-	-	-	(280.000)	(280.000)	-	(280.000)
Dividendos	30.4	-	-	-	-	-	(98.542)	(98.542)	(36.467)	(135.009)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	1.025.254	(1.025.254)	-	-	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2018</b>		<b>7.910.000</b>	<b>806.220</b>	<b>(20.610)</b>	<b>914.751</b>	<b>6.422.564</b>	<b>-</b>	<b>16.032.925</b>	<b>303.289</b>	<b>16.336.214</b>
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	1.989.946	1.989.946	72.923	2.062.869
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganhos (perdas) atuariais, líquidas de tributos	31.2	-	-	(122.583)	-	-	-	(122.583)	(601)	(123.184)
Ganho (perda) com variação de participação em Controlada	31.2	-	-	(4.874)	-	-	-	(4.874)	4.874	-
<b>Resultado abrangente total do exercício</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(127.457)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.989.946</b>	<b>1.862.489</b>	<b>77.196</b>	<b>1.939.685</b>
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	31.2	-	(66.226)	-	-	-	66.226	-	-	-
Aumento de capital	31.1	2.890.000	-	-	-	(2.890.000)	-	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto	17.2.2	-	-	-	-	-	-	-	(3.335)	(3.335)
Dividendos	17.2.2	-	-	-	-	-	-	-	(7.838)	(7.838)
Destinação proposta à A.G.O.:										
Reserva legal		-	-	-	99.497	-	(99.497)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	30.4	-	-	-	-	-	(643.000)	(643.000)	-	(643.000)
Dividendos	30.4	-	-	-	-	-	-	-	(23.514)	(23.514)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	1.313.675	(1.313.675)	-	-	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2019</b>		<b>10.800.000</b>	<b>739.994</b>	<b>(148.067)</b>	<b>1.014.248</b>	<b>4.846.239</b>	<b>-</b>	<b>17.252.414</b>	<b>345.798</b>	<b>17.598.212</b>

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

## Demonstrações dos Fluxos de Caixa

### dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e de 2018

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>					
Lucro líquido do exercício		<b>1.989.946</b>	<b>1.407.063</b>	<b>2.062.869</b>	<b>1.444.004</b>
<b>Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do exercício com a geração de caixa das atividades operacionais:</b>					
Encargos, variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas		(26.384)	5.704	815.061	767.751
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	10.3	-	-	(91.404)	(85.986)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	10.4 e 11.3	-	-	(501.566)	(351.544)
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS	13.2.1	-	-	(105.184)	-
Imposto de renda e contribuição social	13.3	21.195	2.083	433.555	580.065
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.3	(5.850)	(44.993)	205.771	(68.072)
Resultado da equivalência patrimonial	17.1	(2.089.308)	(1.356.375)	(106.757)	(135.888)
Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego	24.4	608	563	99.578	97.900
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	24.4	4.797	5.860	138.974	151.215
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	-	-	130.678	125.369
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	32	-	-	(36.646)	(47.499)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	32	-	-	(25.057)	(985.344)
Depreciação e amortização	33	1.953	1.223	1.093.836	749.179
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	33.4	8.730	24.902	374.815	306.697
Resultado da combinação de negócios realizada com permuta de ativos - mais valia		-	-	1.414	3.769
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios		-	-	1.536	-
Resultado da alienação de investimentos		-	(11.000)	-	(8.174)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia	32.1	-	-	(204.876)	(3.786)
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	10.1 e 10.2	-	-	146	1.536
Baixas de ativos de contrato	11.1	-	-	7.949	9.762
Resultado das baixas de imobilizado	18.2	3	-	158.084	68.450
Resultado das baixas de intangíveis	19.1 e 19.4	-	13	26.789	28.742
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos - líquido	28.1 e 28.2	-	-	(31)	-
		<b>(94.310)</b>	<b>35.043</b>	<b>4.479.534</b>	<b>2.648.146</b>
<b>Redução (aumento) dos ativos</b>					
Clientes		-	-	225.624	191.113
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		777.651	609.219	36.732	50.858
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8.1	278.586	260.117	278.586	260.117
Depósitos judiciais		12.179	(1.171)	46.300	87.853
Ativos financeiros setoriais	9.2	-	-	277.265	482.974
Outros créditos		5.959	5.243	(55.191)	17.292
Estoques		-	-	(14.220)	(5.726)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		24.443	19.803	(60.904)	360.855
Outros tributos a recuperar		(1.166)	(86.140)	(13.338)	(74.003)
Despesas antecipadas		(55)	(40)	10.414	8.520
Partes relacionadas		(2.137)	8.940	-	-
		<b>1.095.460</b>	<b>815.971</b>	<b>731.268</b>	<b>1.379.853</b>
<b>Aumento (redução) dos passivos</b>					
Obrigações sociais e trabalhistas		1.690	(230)	52.792	(29.845)
Partes relacionadas		86	(3.181)	-	(59)
Fornecedores		1.225	635	255.534	(572.306)
Outras obrigações fiscais		(56.370)	(32.585)	(132.330)	75.234
Benefícios pós-emprego	24.4	(4.694)	(5.929)	(199.007)	(204.809)
Encargos setoriais a recolher		-	-	(51.442)	(70.507)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	-	-	(91.306)	(91.015)
Contas a pagar vinculadas à concessão	27.1	-	-	(70.569)	(64.365)
Outras contas a pagar		(2.542)	3.013	(51.484)	103.464
Provisões para litígios quitadas	30.1.1	(187)	(102)	(367.548)	(144.171)
		<b>(60.792)</b>	<b>(38.379)</b>	<b>(655.360)</b>	<b>(998.379)</b>
<b>CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		<b>940.358</b>	<b>812.635</b>	<b>4.555.442</b>	<b>3.029.620</b>
Imposto de renda e contribuição social pagos		(19.384)	(4.550)	(575.210)	(468.552)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	22.4	(69.201)	(90.332)	(325.977)	(289.095)
Encargos de debêntures pagos	23.2	(163.298)	(64.523)	(700.119)	(501.002)
Encargos de passivos de arrendamento pagos	28.2.1	(32)	-	(9.130)	-
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		<b>688.443</b>	<b>653.230</b>	<b>2.945.006</b>	<b>1.770.971</b>

(continua)

## Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e de 2018 (continuação)

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>					
Aplicações financeiras		115.376	(124.254)	45.170	(75.804)
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		(24.410)	(192.445)	-	-
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		24.512	560.877	-	117.645
Aquisições de ativos de contrato		-	-	(1.042.093)	(792.835)
Participação financeira do consumidor - ativos de contrato		-	-	104.067	106.764
Aquisições de controladas - efeito no caixa	1.2.2	-	-	(123.794)	7.998
Aportes em investimentos	17.1	(271.968)	(608.934)	(133.874)	(51.557)
Redução de capital em investidas	17.1	-	45.000	35.035	35.280
Aquisições de imobilizado		(285)	(267)	(543.130)	(1.489.067)
Participação financeira do consumidor - imobilizado		-	-	-	12
Aquisições de intangível		(271)	(3)	(5.032)	(7.589)
<b>CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>		<b>(157.046)</b>	<b>(320.026)</b>	<b>(1.663.651)</b>	<b>(2.149.153)</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	22.4	-	-	796.296	1.314.766
Ingressos de debêntures emitidas	23.2	500.000	600.000	2.965.028	2.890.283
Ingressos de mútuos obtidos com partes relacionadas		48.000	-	-	-
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	22.4	(115.500)	(77.000)	(1.660.869)	(1.126.144)
Amortizações de principal de debêntures	23.2	(853.400)	(333.300)	(1.977.125)	(1.491.667)
Amortizações de principal de mútuos obtidos com partes relacionadas		(48.000)	-	-	-
Amortizações de principal de passivos de arrendamento	28.2.1	(141)	-	(30.946)	-
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(352.055)	(264.734)	(380.421)	(300.722)
<b>CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>		<b>(821.096)</b>	<b>(75.034)</b>	<b>(288.037)</b>	<b>1.286.516</b>
<b>TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>		<b>(289.699)</b>	<b>258.170</b>	<b>993.318</b>	<b>908.334</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	315.003	56.833	1.948.409	1.040.075
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	25.304	315.003	2.941.727	1.948.409
<b>VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>		<b>(289.699)</b>	<b>258.170</b>	<b>993.318</b>	<b>908.334</b>

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras.

**Demonstrações do Valor Adicionado**  
 dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e de 2018  
 em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
<b>Receitas</b>				
Venda de energia e outros serviços	-	-	23.888.451	21.462.972
Receita de construção	-	-	1.576.059	1.799.252
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	36.646	47.499
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	25.057	985.344
Outras receitas	9.978	36.915	49.307	183.435
Perdas de crédito esperadas	-	-	(153.640)	(96.202)
	<b>9.978</b>	<b>36.915</b>	<b>25.421.880</b>	<b>24.382.300</b>
<b>( - ) Insumos adquiridos de terceiros</b>				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	6.581.602	6.813.043
Encargos de uso da rede elétrica ( - ) ESS e EER	-	-	1.308.499	1.280.910
Material, insumos e serviços de terceiros	16.492	32.171	774.971	688.635
Gás natural e insumos para operações de gás	-	-	750.010	528.021
Custo de construção	-	-	1.368.050	1.581.909
Perda / Recuperação de valores ativos	3	459	217.071	176.000
Reversão de perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>	-	-	(33.290)	(18.920)
Outros insumos	27.673	41.162	260.164	302.282
	<b>44.168</b>	<b>73.792</b>	<b>11.227.077</b>	<b>11.351.880</b>
<b>( = ) VALOR ADICIONADO BRUTO</b>	<b>(34.190)</b>	<b>(36.877)</b>	<b>14.194.803</b>	<b>13.030.420</b>
<b>( - ) Depreciação e amortização</b>	<b>1.953</b>	<b>1.223</b>	<b>1.093.836</b>	<b>749.179</b>
<b>( = ) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO</b>	<b>(36.143)</b>	<b>(38.100)</b>	<b>13.100.967</b>	<b>12.281.241</b>
<b>( + ) Valor adicionado transferido</b>				
Resultado da equivalência patrimonial	2.089.308	1.356.375	106.757	135.888
Receitas financeiras	209.679	301.729	750.241	813.915
Outras receitas	1.120	1.264	145.864	133.946
	<b>2.300.107</b>	<b>1.659.368</b>	<b>1.002.862</b>	<b>1.083.749</b>
	<b>2.263.964</b>	<b>1.621.268</b>	<b>14.103.829</b>	<b>13.364.990</b>

(continua)

**Demonstrações do Valor Adicionado**  
**dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e de 2018 (continuação)**  
**em milhares de reais**

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	31.12.2019	%	31.12.2018	%	31.12.2019	%	31.12.2018	%
<b>Pessoal</b>								
Remunerações e honorários	12.862		8.890		923.900		946.808	
Planos previdenciário e assistencial	2.511		2.286		238.326		243.750	
Auxílio alimentação e educação	1.091		1.108		113.021		113.177	
Encargos sociais - FGTS	805		655		54.369		58.323	
Programa de desligamentos voluntários	1.585		1.659		43.517		69.289	
Participação nos lucros e/ou resultados	1.430		863		155.544		91.526	
	<b>20.284</b>	<b>0,9</b>	<b>15.461</b>	<b>1,0</b>	<b>1.528.677</b>	<b>10,8</b>	<b>1.522.873</b>	<b>11,4</b>
<b>Governo</b>								
Federal								
Tributos	92.148		(25.949)		2.305.899		2.230.343	
Encargos setoriais	-		-		2.460.376		2.685.524	
Estadual	19		13		4.583.593		4.240.617	
Municipal	30		56		7.933		8.737	
	<b>92.197</b>	<b>4,1</b>	<b>(25.880)</b>	<b>(1,6)</b>	<b>9.357.801</b>	<b>66,3</b>	<b>9.165.221</b>	<b>68,6</b>
<b>Terceiros</b>								
Juros	160.984		223.473		1.130.882		1.178.497	
Arrendamentos e aluguéis	553		1.151		10.771		41.453	
Doações, subvenções e contribuições	-		-		12.829		12.942	
	<b>161.537</b>	<b>7,1</b>	<b>224.624</b>	<b>13,9</b>	<b>1.154.482</b>	<b>8,2</b>	<b>1.232.892</b>	<b>9,2</b>
<b>Acionistas</b>								
Lucros retidos	1.346.946		1.028.521		1.346.946		1.028.521	
Remuneração do capital próprio	643.000		280.000		643.000		280.000	
Dividendos	-		98.542		-		98.542	
Participações de acionistas não controladores	-		-		72.923		36.941	
	<b>1.989.946</b>	<b>87,9</b>	<b>1.407.063</b>	<b>86,7</b>	<b>2.062.869</b>	<b>14,7</b>	<b>1.444.004</b>	<b>10,8</b>
	<b>2.263.964</b>	<b>100,0</b>	<b>1.621.268</b>	<b>100,0</b>	<b>14.103.829</b>	<b>100,0</b>	<b>13.364.990</b>	<b>100,0</b>

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

em 31 de dezembro de 2019

em milhares de reais

### 1 Contexto Operacional

A Companhia Paranaense de Energia (Copel, Companhia ou Controladora), com sede na Rua Coronel Dulcídio, 800, Curitiba - PR, é sociedade por ações, de economia mista, de capital aberto, controlada pelo Estado do Paraná, cujas ações são negociadas no Nível 1 de Governança Corporativa dos Segmentos Especiais de Listagem da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão e também negociadas nas Bolsas de Valores de Nova Iorque (NYSE) e de Madri, no segmento latino-americano (Latibex).

A Copel e suas controladas têm como principais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a produção, transformação, transporte, distribuição e comercialização de energia, em qualquer de suas formas, principalmente a elétrica. Adicionalmente, a Copel tem participação em consórcios, em empresas privadas e de economia mista, com o objetivo de desenvolver atividades, principalmente nas áreas de energia, telecomunicações e gás natural.

#### 1.1 Participações societárias da Copel

A Copel participa, direta ou indiretamente, em controladas (1.1.1), em empreendimentos controlados em conjunto (1.1.2), em coligadas (1.1.3) e em operações em conjunto (1.1.4).

As alterações em relação às participações societárias de 31.12.2018 foram a combinação de negócios apresentada na NE nº 1.2 e a constituição das seguintes Sociedade de Propósito Específico,:

- F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A.
- Sociedades que fazem parte do Complexo Eólico Jandaíra

Além disso, houve a diluição da participação societária da UEG Araucária, de modo que a Copel mudou o percentual de participação de 20% para 20,3% e a Copel GeT de 60% para 60,9%, diminuindo a participação dos não controladores para 18,8%.

### 1.1.1 Controladas

Controlada	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel GeT)	Curitiba/PR	Geração e transmissão de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Distribuição S.A. (Copel DIS)	Curitiba/PR	Distribuição de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Telecomunicações S.A. (Copel TEL)	Curitiba/PR	Telecomunicações e comunicações	100,0	Copel
Copel Renováveis S.A. (Copel REN) (a)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel
Copel Comercialização S.A. (Copel Energia)	Curitiba/PR	Comercialização de energia	100,0	Copel
Companhia Paranaense de Gás - Compagas	Curitiba/PR	Distribuição de gás canalizado	51,0	Copel
Elejor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	70,0	Copel
UEG Araucária Ltda. (UEG)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - gás natural	20,3	Copel
			60,9	Copel GeT
São Bento Energia, Investimentos e Participações S.A. (São Bento)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	S. Miguel do Gostoso/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	Touros/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Ventos de Santo Uriel S.A.	João Câmara/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. (Cutia)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Uirapuru Transmissora de Energia S.A. (NE nº 1.2.1)	Florianópolis	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Bela Vista Geração de Energia S.A. (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel GeT
F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Jandaíra I Energias Renováveis S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra II Energias Renováveis S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra III Energias Renováveis S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra IV Energias Renováveis S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
GE Olho D'Água S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Boa Vista S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Farol S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE São Bento do Norte S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
Central Geradora Eólica São Bento do Norte I S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Jangada S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Cutia S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia

(a) Está em estudo a possível incorporação das atividades operacionais e versão do patrimônio da Copel REN para a acionista ou a mudança de atividade principal.

(b) Fase pré-operacional.

(c) SPEs constituídas com 99,9% de participação da Copel GeT e 0,1% da Cutia. A transferência da totalidade das ações para a Copel GeT depende da Outorga das Autorizações pela Aneel e da assinatura dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs

### 1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

Empreendimento controlado em conjunto	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	São Paulo/SP	Participação em sociedades	49,0	Copel
Paraná Gás Exploração e Produção S.A. (a)	Curitiba/PR	Extração de petróleo e gás natural	30,0	Copel
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Matrinchá Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	24,5	Copel GeT
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (b)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	50,1	Copel GeT
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT

(a) Projeto com suas atividades paralisadas devido a uma Ação Civil Pública, que aguarda decisão no TRF-4. Será instaurado procedimento arbitral institucional para discutir a liberação das obrigações contratuais sem ônus para as licitantes, com a consequente devolução dos bônus de assinatura, reembolso dos custos com garantia incorridos e liberação das garantias apresentadas.

(b) Fase pré-operacional.

### 1.1.3 Coligadas

Coligada	Sede	Atividade principal	Participação %	
			%	Investidora
Dona Francisca Energética S.A.	Agudo/RS	Geração de energia elétrica	23,0303	Copel
Foz do Chopim Energética Ltda.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	35,77	Copel GeT
Carbocampel S.A.	Figueira/PR	Exploração de carvão	49,0	Copel
Copel Amec S/C Ltda. - em liquidação	Curitiba/PR	Serviços	48,0	Copel
Sercomtel S.A. Telecomunicações (a)	Londrina/PR	Telecomunicações	45,0	Copel
Dominó Holdings Ltda.	Curitiba/PR	Participação em sociedade	49,0	Copel Energia
Estação Osasco Desenvolvimento Imobiliário S.A. (b)	São Paulo/SP	Incorporação de empreendimentos imobiliários	18,78	UEG

(a) Investimento reduzido a zero em virtude dos testes de recuperação de ativos.

(b) Fase pré-operacional.

### 1.1.4 Operações em conjunto (consórcios)

Empreendimento	Participação %	
	Copel GeT	Demais consorciados
Usina Hidrelétrica Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá (NE nº 18.5)	51,0	Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (49,0%)
Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu (NE nº 18.5.1)	30,0	Geração Céu Azul S.A (controlada da Neoenergia S.A. (70,0%))

## 1.2 Combinação de negócio

### 1.2.1 Controlada adquirida - Uirapuru

Em março de 2019 a Copel GeT assinou Contrato de Compra e Venda de Ações - CCVA com a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás e a Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social - ELOS para transferência de 100% das ações da SPE Uirapuru Transmissora de Energia S.A., condicionada à aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE. Após atendidas as condicionantes, em 28.06.2019 a Copel GeT assumiu o controle da companhia. A SPE Uirapuru opera o Contrato de Concessão de Transmissão nº 002/2005, que corresponde a Linha de transmissão entre os municípios de Ivaiporã e Londrina, composta por 120 Km de linha de transmissão em 525 kV, com início da operação comercial em 09.07.2006. A aquisição desse empreendimento gerará sinergia na utilização dos recursos para operação e manutenção, proporcionando diluição de custos operacionais para o grupo.

### 1.2.2 Contraprestação transferida

A combinação de negócio ocorreu com o pagamento de R\$ 133.739, correspondente a 100% das ações da SPE Uirapuru, dos quais R\$ 142 foram pagos em dezembro de 2018 e o restante durante o primeiro semestre de 2019. Considerando o caixa adquirido da controlada no valor de R\$ 9.803, temos o efeito líquido no caixa da Companhia de R\$ 123.936 (R\$ 142 em 2018 e R\$ 123.794 em 2019). O montante pago está suportado pelas projeções dos fluxos de caixa descontados da operação do empreendimento adquirido.

No processo da aquisição foram identificados os valores justos dos ativos líquidos adquiridos, alocados no investimento, e o valor a título de direito de concessão, alocado no investimento no balanço da Copel GeT e no intangível no balanço consolidado.

O direito de concessão gerado na combinação de negócio consiste principalmente de sinergias e economias de escala esperadas e será amortizado durante o período remanescente da concessão, cujo vencimento ocorrerá em 04.03.2035.

<b>Contraprestação transferida</b>	<b>Ativos líquidos adquiridos</b>
Valor justo em 28.06.2019	113.709
Percentual da participação transferida	100%
<b>Valor da contraprestação</b>	<b>133.739</b>
Direito de concessão gerado na aquisição	20.030

### 1.2.3 Ativos adquiridos e passivos reconhecidos na data da aquisição

A Copel GeT mensurou, preliminarmente, o valor justo dos ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos na data da aquisição, conforme tabela a seguir:

	<b>Valor contábil</b>	<b>Valor justo na data da aquisição</b>
<b>Ativos identificados</b>	<b>146.802</b>	<b>144.593</b>
Caixa e equivalentes	9.803	9.803
Clientes	2.921	2.921
Tributos compensáveis	17	17
Ativos de contrato (a)	133.010	120.213
Outros ativos	1.051	1.051
Impostos diferidos - combinação de negócios	-	10.588
<b>Passivos assumidos</b>	<b>12.540</b>	<b>30.884</b>
Fornecedores	6.115	6.115
Obrigações Trabalhistas	73	73
Tributos a pagar	320	320
Encargos setoriais	1.572	1.572
Impostos diferidos (a)	4.097	4.097
Passivo contingente - combinação de negócios	-	18.344
Outros passivos	363	363
<b>Ativos líquidos adquiridos</b>	<b>134.262</b>	<b>113.709</b>

(a) O valor contábil de ativos de contrato divulgado pela controlada adquirida foi ajustado as práticas da Companhia antes da alocação do valor justo na combinação de negócio.

#### 1.2.4 Impacto das aquisições nos resultados consolidados

Caso essa combinação de negócio tivesse sido efetivada em 1º.01.2019, a receita operacional líquida consolidada aumentaria em R\$ 10.792, totalizando R\$ 16.255.066, e o lucro líquido consolidado do exercício aumentaria em R\$ 7.682, totalizando R\$ 2.070.551. A Administração considera que esses valores *pro forma* representam uma medida aproximada do desempenho consolidado e servem de ponto de referência para comparação em exercícios futuros.

#### 1.2.5 Conclusão de combinação de negócio - Costa Oeste e Marumbi

Em 04.06.2019 a Companhia concluiu a combinação de negócios envolvendo as controladas Costa Oeste e Marumbi, divulgada nas Demonstrações Financeiras de 31.12.2018, sem apurar diferenças relevantes aos valores apurados preliminarmente.

## 2 Concessões e Autorizações

### 2.1 Contratos de Concessão/Autorização das participações da Copel

Copel		Participação %	Vencimento
<b>Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias</b>			
Copel DIS	Contrato de concessão nº 046/1999, prorrogado pelo 5º Termo Aditivo	100	07.07.2045
Copel TEL	Termo de autorização nº 54/2003 - Anatel/SPV/PVST	100	Indeterminado
	Termo de autorização nº 305/2012 - Anatel/SPV/PVST	100	Indeterminado
Elejor	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Fundão e UHE Santa Clara	70	28.05.2037
	Autorização - Resoluções nºs 753 e 757/2002 - PCHs Fundão I e Santa Clara I	70	19.12.2032
Dona Francisca Energética	Contrato de concessão nº 188/1998 - UHE Dona Francisca	23	28.08.2033
UEG Araucária	Autorização - Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (60% da Copel GeT)	20,3	23.12.2029
Compagás (2.1.1)	Contrato de concessão de distribuição de gás	51	20.01.2019
Paraná Gás (1.1.2 - a)	PART-T-300_R12 Nº 4861-0000.99/2014-00 - ANP	30	15.05.2045
Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	Portaria MME nº 173 /2012 - EOL São João	49	26.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	09.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	16.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	18.04.2047

(a) Subsidiária integral da Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.

Usina Hidrelétrica - UHE  
 Pequena Central Hidrelétrica - PCH  
 Usina Termelétrica - UTE  
 Usina Eolielétrica - EOL

#### 2.1.1 Compagás

A Compagás tem contrato de concessão firmado com o Poder Concedente, o Estado do Paraná, que determina a data de 06.07.2024 como vencimento da concessão.

Em 07.12.2017, o Estado do Paraná publicou a Lei Complementar nº 205, trazendo nova interpretação quanto ao término de vencimento da concessão, entendendo que o mesmo ocorria em 20.01.2019. Considerando que até esta data não ocorreu a prorrogação/licitação da concessão, a lei prevê que a concessionária poderá, após o vencimento do prazo, permanecer responsável por sua prestação até a assunção do novo concessionário, observadas as condições estabelecidas.

A Administração da Compagás, sua Controladora e demais acionistas questionam os efeitos da referida lei por entenderem estar conflitante com os termos observados no atual contrato de concessão. A Compagás ajuizou ação judicial questionando o vencimento antecipado da concessão e em 30.10.2018 foi concedida a tutela provisória. A Companhia aguarda o julgamento do mérito da ação.

Considerando que a discussão não foi encerrada e a citada lei continua vigente, tornou-se necessário considerar tais efeitos nestas demonstrações financeiras. Os impactos registrados estão apresentados a seguir:

31.12.2019	Término da concessão em 2024	Efeitos	Término da concessão em 2019
<b>BALANÇO PATRIMONIAL</b>			
<b>Ativo não circulante</b>			
Contas a receber vinculadas à concessão	144.813	179.572	324.385
Intangível	127.598	(127.598)	-
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>			
<b>Receita Operacional Líquida</b>			
Valor justo do ativo indenizável da concessão	9.181	1.234	10.415
<b>Custos Operacionais</b>			
Amortização	(28.854)	400	(28.454)

A Administração continuará envidando seus melhores esforços para proteger os interesses da Companhia, buscando equacionar da melhor forma os impactos da nova interpretação dada pelo Poder Concedente, bem como, buscando alternativas necessárias para a manutenção da concessão de forma sustentável.

## 2.2 Contratos de Concessão/Autorização da Copel GeT e das suas participações societárias

Copel GeT	Participação %	Vencimento	
<b>CONCESSÕES ONEROSAS PELO DIREITO DE USO DO BEM PÚBLICO - UBP</b>			
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 - UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	51	02.07.2042	
Contrato de Concessão nº 001/2011 - UHE Colíder	100	17.01.2046	
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II	100	28.02.2046	
Contrato de Concessão nº 002/2012 - UHE Baixo Iguazu	30	30.10.2049	
<b>Contrato de Concessão nº 007/2013</b>			
UHE Apucarantina	100	12.10.2025	
UHE Chaminé	100	16.08.2026	
UHE Derivação do Rio Jordão	100	15.11.2029	
UHE Cavernoso	100	07.01.2031	
<b>CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO</b>			
<b>Contrato de Concessão nº 045/1999</b>			
UTE Figueira (NE nº 36.2.6)	100	27.03.2019	
UHE Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia) (NE nº 36.2.6)	100	17.09.2023	
UHE São Jorge (NE nº 36.2.6)	100	05.12.2024	
UHE Guaricana	100	16.08.2026	
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	100	16.11.2029	
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	100	05.05.2030	
Autorização - Resolução nº 278/1999 - EOL Palmas	100	29.09.2029	
Despacho nº 182/2002 - Central Geradora Hidrelétrica - CGH Melissa, CGH Pitangui e CGH Salto do Vau (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contrato de Concessão nº 003/2016 - UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	100	05.01.2046	
UHE Marumbi - Declaração de registro de central geradora: CGH.PH.PR.001501-6.02	100	-	
Resolução Autorizativa Aneel nº 5373/2015 - CGH Chopim I (apenas registro na Aneel)	100	-	
<b>Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias</b>			
UEG Araucária	Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (20,3% da Copel)	60,9	23.12.2029
Nova Asa Branca I	Portaria MME nº 267/2011 - EOL Asa Branca I	100	25.04.2046
Nova Asa Branca II	Portaria MME nº 333/2011 - EOL Asa Branca II	100	31.05.2046
Nova Asa Branca III	Portaria MME nº 334/2011 - EOL Asa Branca III	100	31.05.2046
Nova Eurus IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurus IV	100	27.04.2046
Santa Maria	Portaria MME nº 274/2012 - EOL SM	100	08.05.2047
Santa Helena	Portaria MME nº 207/2012 - EOL Santa Helena	100	09.04.2047
Ventos de Santo Uriel	Portaria MME nº 201/2012 - EOL Ventos de Santo Uriel	100	09.04.2047
GE Boa Vista	Portaria MME nº 276/2011 - EOL Dreen Boa Vista	100	28.04.2046
GE Farol	Portaria MME nº 263/2011 - EOL Farol	100	20.04.2046
GE Olho D'Água	Portaria MME nº 343/2011 - EOL Dreen Olho D'Água	100	01.06.2046
GE São Bento do Norte	Portaria MME nº 310/2011 - EOL Dreen São Bento do Norte	100	19.05.2046
Esperança do Nordeste	Portaria MME nº 183/2015 - EOL Esperança do Nordeste	100	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Portaria MME nº 182/2015 - EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada	REA nº 3.257/2011 - EOL GE Jangada	100	05.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 - EOL GE Maria Helena	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 - EOL Dreen Guajiru	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia	100	05.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 - EOL São Bento do Norte I	100	04.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 - EOL São Bento do Norte II	100	04.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria nº 347/2015 - EOL São Bento do Norte III	100	04.08.2050
São Miguel I	Portaria nº 352/2015 - EOL São Miguel I	100	04.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 - EOL São Miguel II	100	04.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 - EOL São Miguel III	100	04.08.2050
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 - PCH Arturo Andreoli	35,77	24.04.2030
PCH Bela Vista (a)	Resolução Autorizativa nº 913/2007 - transferência de titularidade pela Resolução Autorizativa nº 7802/2019	100,0	02.01.2041
Jandaíra I Energias Renováveis (a)	Aguardando publicação de Portaria pela Aneel	100,0	-
Jandaíra II Energias Renováveis (a)	Aguardando publicação de Portaria pela Aneel	100,0	-
Jandaíra III Energias Renováveis (a)	Aguardando publicação de Portaria pela Aneel	100,0	-
Jandaíra IV Energias Renováveis (a)	Aguardando publicação de Portaria pela Aneel	100,0	-

(a) Empreendimento em construção.

Copel GeT	Participação %	Vencimento
<b>Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE</b>		
<b>Contrato nº 060/2001</b> - Instalações de transmissão (diversos LTs e SEs)	100	01.01.2043
<b>Contrato nº 075/2001</b> - LT 230 kV Bateias - Jaguariáiva	100	17.08.2031
<b>Contrato nº 006/2008</b> - LT 230 kV Bateias - Pilarzinho	100	17.03.2038
<b>Contrato nº 027/2009</b> - LT 525 kV Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	100	19.11.2039
<b>Contrato nº 010/2010</b> - LT 500 kV Araraquara II - Taubaté	100	06.10.2040
<b>Contrato nº 015/2010</b> - SE Cerquilha III 230/138 kV	100	06.10.2040
<b>Contrato nº 022/2012</b> - LT 230 kV Londrina - Figueira e LT 230 kV Foz do Chopim - Salto Osório	100	27.08.2042
<b>Contrato nº 002/2013</b> - LT 230 kV Assis - Paraguaçu Paulista II e SE Paraguaçu Paulista II 230 kV	100	25.02.2043
<b>Contrato nº 005/2014</b> - LT 230 kV Bateias - Curitiba Norte e SE Curitiba Norte 230/138 kV	100	29.01.2044
<b>Contrato nº 021/2014</b> - LT 230 kV Foz do Chopim - Realeza e SE Realeza 230/138 kV	100	05.09.2044
<b>Contrato nº 022/2014</b> - LT 500 kV Assis - Londrina	100	05.09.2044
<b>Contrato nº 006/2016</b> - LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau (a)	100	07.04.2046
LT 230 kV Baixo Iguaçu - Realeza		
LT 230 kV Curitiba Centro - Uberaba		
SE Medianeira 230/138 kV		
SE Curitiba Centro 230/138 kV		
SE Andará Leste 230/138 kV		
<b>Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias</b>		
<b>Costa Oeste Transmissora</b>	<b>Contrato nº 001/2012:</b>	100
	LT 230 kV Cascavel Oeste - Umuarama	
	SE Umuarama 230/138 kV	
<b>Caiuá Transmissora</b>	<b>Contrato nº 007/2012:</b>	49
	LT 230 kV Umuarama - Guaira	
	LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte	
	SE Santa Quitéria 230/138/13,8 kV	
	SE Cascavel Norte 230/138/13,8 kV	
<b>Marumbi Transmissora</b>	<b>Contrato nº 008/2012:</b>	100
	LT 525 kV Curitiba - Curitiba Leste	
	SE Curitiba Leste 525/230 kV	
<b>Integração Maranhense</b>	<b>Contrato nº 011/2012:</b>	49
<b>Matrinchá Transmissora</b>	<b>Contrato nº 012/2012:</b>	49
	LT 500 kV Paranaíta - Cláudia	
	LT 500 kV Cláudia - Paranatinga	
	LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho	
	SE Paranaíta 500 kV	
	SE Cláudia 500 kV	
	SE Paranatinga 500 kV	
<b>Guaraciaba Transmissora</b>	<b>Contrato nº 013/2012:</b>	49
	LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte	
	LT 500 kV Rio Verde Norte - Marimondo II	
	SE Marimondo II 500 kV	
<b>Paranaíba Transmissora</b>	<b>Contrato nº 007/2013:</b>	24,5
	LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas	
	LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia	
	LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2	
<b>Mata de Santa Genebra (a)</b>	<b>Contrato nº 001/2014:</b>	50,1
	LT 500 kV Itatiba - Bateias	
	LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba	
	LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias (a)	
	SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV (a)	
	SE Itatiba 500 kV	
	SE Fernão Dias 500/440 kV (a)	
<b>Cantareira Transmissora</b>	<b>Contrato nº 019/2014:</b>	49
<b>Uirapuru Transmissora</b>	<b>Contrato nº 002/2005:</b>	100
	LT 525 kV Ivaiporã - Londrina	

(a) Empreendimento em construção.

### 3 Base de Preparação

#### 3.1 Declarações de conformidade

As demonstrações financeiras individuais da Controladora e as demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Contabilidade (*International Financial Reporting Standards* - IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC.

A Administração declara que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e que correspondem às utilizadas na gestão.

A emissão destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas foi aprovada pela Administração em 25.03.2020.

#### 3.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas são apresentadas em real, que é a moeda funcional da Companhia. As informações financeiras foram arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

#### 3.3 Base de mensuração

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram elaboradas com base no custo histórico, com exceção de determinados instrumentos financeiros e investimentos, conforme descrito nas respectivas práticas contábeis e notas explicativas.

#### 3.4 Uso de estimativas e julgamentos

Na preparação destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas da Copel e de suas controladas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

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

##### 3.4.1 Julgamentos

As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas, exceto aqueles que envolvem estimativas, estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- NE nº 4.1 - Base de consolidação;

- NE nº 4.2 - Instrumentos financeiros; e
- NE nº 4.17.2 - Incerteza sobre Tratamentos de Impostos sobre o lucro Imposto de renda e contribuição social

### 3.4.2 Incertezas sobre premissas e estimativas

As informações sobre as principais premissas a respeito do futuro e outras principais origens de incerteza nas estimativas que podem levar a ajustes significativos aos valores dos ativos e passivos no próximo exercício financeiro estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- NEs nºs 4.3 e 9 - Ativos e passivos financeiros setoriais;
- NEs nºs 4.4 e 10 - Contas a receber vinculadas à concessão;
- NEs nºs 4.5 e 11 - Ativos de contrato;
- NEs nºs 4.8 e 18 - Imobilizado;
- NEs nºs 4.9 e 19 - Intangível;
- NEs nºs 4.10, 18.7 e 18.8 - Redução ao valor recuperável de ativos;
- NEs nºs 4.11 e 30 - Provisões para litígios e passivos contingentes;
- NE nº 4.12 - Reconhecimento de receita;
- NE nº 4.14 - Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;
- NE nº 4.15 - Instrumentos financeiros derivativos;
- NE nº 7.3 - Perdas de crédito esperadas;
- NEs nºs 13.1.2 e 13.1.3 - Imposto de renda e contribuição social diferidos; e
- NE nº 24 - Benefícios pós-emprego.

### **3.5 Julgamento da Administração quanto à continuidade operacional**

A Administração concluiu não haver incertezas materiais que coloquem em dúvida a continuidade da Companhia. Não foram identificados eventos ou condições que, individual ou coletivamente, possam levantar dúvidas significativas quanto à capacidade de manter sua continuidade operacional.

As principais bases de julgamento utilizadas para tal conclusão são: (i) principais atividades decorrentes de concessões de longo prazo; (ii) patrimônio líquido expressivo (iii) forte geração de caixa operacional, inclusive com capacidade financeira para quitação de compromissos assumidos junto a instituições financeiras; (iv) série histórica de lucros nos últimos exercícios sociais; e (v) cumprimento dos objetivos e metas estabelecidos no Planejamento Estratégico da Companhia, o qual é aprovado pela Administração, acompanhado e revisado periodicamente, buscando a perenidade de suas atividades.

## 4 Principais Políticas Contábeis

### 4.1 Base de consolidação

#### 4.1.1 Método de equivalência patrimonial

Os investimentos em controladas, em empreendimentos controlados em conjunto e em coligadas são reconhecidos nas demonstrações financeiras da Controladora com base no método de equivalência patrimonial e os investimentos em empreendimentos controlados em conjunto e em coligadas são reconhecidos nas demonstrações financeiras Consolidadas com base no método de equivalência patrimonial.

Conforme esse método, os investimentos são inicialmente registrados pelo valor de custo e o seu valor contábil é aumentado ou diminuído pelo reconhecimento da participação da investidora no lucro, no prejuízo e em outros resultados abrangentes gerados pelas investidas, após a aquisição. Esse método deve ser descontinuado a partir da data em que o investimento deixar de se qualificar como controlada, empreendimento controlado em conjunto ou coligada.

As distribuições de resultados reduzem o valor contábil dos investimentos.

Quando necessário, para cálculo das equivalências patrimoniais, as demonstrações financeiras das investidas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis às da Controladora.

#### 4.1.2 Controladas

As controladas são as entidades em que a investidora está exposta a, ou tem direito sobre, os retornos variáveis advindos de seu envolvimento com elas e tem a habilidade de afetar esses retornos exercendo seu poder sobre as entidades.

As demonstrações financeiras das controladas são incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle se inicia até a data em que deixa de existir.

Os saldos de ativos, passivos e resultados das controladas são consolidados linha a linha e os saldos decorrentes das transações entre as empresas consolidadas são eliminados.

#### 4.1.3 Participação de acionistas não controladores

A participação de acionistas não controladores é apresentada no patrimônio líquido, separadamente do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da Controladora. Os lucros, os prejuízos e os outros resultados abrangentes também são atribuídos separadamente dos atribuídos aos acionistas da Controladora, ainda que isso resulte em que as participações de acionistas não controladores tenham saldo deficitário.

#### 4.1.4 Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

Os empreendimentos controlados em conjunto são as entidades em que a investidora, vinculada a um acordo, não exerce individualmente o poder de decisões financeiras e operacionais, independentemente do percentual de participação no capital votante.

As coligadas são as entidades sobre as quais a investidora tem influência significativa, mas não o controle.

Quando a participação nos prejuízos de um empreendimento controlado em conjunto ou de uma coligada se igualar ou exceder o saldo contábil de sua participação na investida, a investidora deve descontinuar o reconhecimento de sua participação em perdas futuras. Perdas adicionais serão consideradas, e um passivo reconhecido, somente se a investidora incorrer em obrigações legais ou construtivas (não formalizadas) ou efetuar pagamentos em nome da investida. Se a investida subsequentemente apurar lucros, a investidora deve retomar o reconhecimento de sua participação nesses lucros somente após o ponto em que a parte que lhe cabe nesses lucros posteriores se igualar à sua participação nas perdas não reconhecidas.

#### 4.1.5 Operações em conjunto (consórcios)

Operação em conjunto é um negócio em conjunto segundo o qual as partes integrantes que detêm o controle conjunto do negócio têm direitos sobre os ativos e têm obrigações pelos passivos relacionados ao negócio.

As operações em conjunto são contabilizadas na proporção de cota-parte de ativos, passivos e resultado, na empresa que detém a participação.

#### 4.1.6 Combinação de negócios

A análise da aquisição é feita caso a caso para determinar se a transação representa uma combinação de negócios ou uma compra de ativos. Transações entre empresas sob controle comum não configuram uma combinação de negócios.

Os ativos e passivos adquiridos em uma combinação de negócios são contabilizados utilizando o método de aquisição e são reconhecidos pelos seus respectivos valores justos na data de aquisição.

O excesso do custo de aquisição sobre o valor justo dos ativos líquidos adquiridos (ativos identificáveis adquiridos, líquidos dos passivos assumidos) é reconhecido como *ágio (goodwill)*, no ativo intangível. Quando o valor gera um montante negativo, o ganho com compra vantajosa é reconhecido diretamente no resultado do exercício.

O valor pago que se refira especificamente a direito de concessão adquirido em combinação de negócios onde a entidade adquirida seja uma concessionária, cujo direito à concessão tenha prazo conhecido e definido, não se caracteriza como *goodwill*.

Nas aquisições de participação em coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto, apesar de não configurarem uma combinação de negócios, os ativos líquidos adquiridos também são reconhecidos pelo valor justo. O *ágio* é apresentado no investimento.

## 4.2 Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros são reconhecidos imediatamente na data de negociação, ou seja, na concretização do surgimento da obrigação ou do direito. São inicialmente registrados pelo valor justo, a menos que seja um contas a receber de clientes sem um componente de financiamento significativo, acrescido, para um item não mensurado ao valor justo por meio do resultado, quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis. Um contas a receber de clientes sem um componente significativo de financiamento é mensurado inicialmente ao preço da operação.

Os valores justos são apurados com base em cotação no mercado, para os instrumentos financeiros com mercado ativo, e pelo método do valor presente de fluxos de caixa esperados, para aqueles que não tem cotação disponível no mercado.

A Companhia e suas controladas não possuem instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes. A Companhia opera com instrumentos financeiros derivativos conforme descrito na NE nº 4.15.

Os ativos financeiros não são reclassificados subsequentemente ao reconhecimento inicial, a não ser que a Companhia mude o modelo de negócios para a gestão de ativos financeiros, e neste caso todos os ativos financeiros afetados são reclassificados no primeiro dia do período de apresentação posterior à mudança no modelo de negócios.

Os instrumentos financeiros da Companhia são classificados e mensurados conforme descrito a seguir.

### 4.2.1 Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado

Compreendem ativos financeiros mantidos para negociação, ativos financeiros designados no reconhecimento inicial ao valor justo por meio do resultado ou ativos financeiros a serem obrigatoriamente mensurados ao valor justo. Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda ou recompra no curto prazo. Ativos financeiros com fluxos de caixa que não sejam exclusivamente pagamentos do principal e juros são classificados e mensurados ao valor justo por meio do resultado, independentemente do modelo de negócios. Após o reconhecimento inicial, os custos de transação e os juros atribuíveis, quando incorridos, são reconhecidos no resultado.

### 4.2.2 Ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado

São assim classificados e mensurados quando: (i) o ativo financeiro for mantido dentro de modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros com o fim de receber fluxos de caixa contratuais; e (ii) os termos contratuais do ativo financeiro derem origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa que constituam, exclusivamente, pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto.

#### 4.2.3 Passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado

Os passivos financeiros são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos. Esse método também é utilizado para alocar a despesa de juros desses passivos pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários pagos ou recebidos, que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos), ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

#### 4.2.4 Passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado

São os passivos financeiros designados dessa forma no reconhecimento inicial e os classificados como mantidos para negociação. São demonstrados ao valor justo e os respectivos ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado. Os ganhos ou as perdas líquidas reconhecidas no resultado incorporam os juros pagos pelo passivo financeiro.

#### 4.2.5 Baixas de ativos e passivos financeiros

A Companhia desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando esses direitos são transferidos em uma transação na qual substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos ou na qual a Companhia nem transfere nem mantém substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro e também não retém o controle sobre o ativo financeiro.

Os passivos financeiros somente são baixados quando as obrigações são extintas, canceladas ou liquidadas. A diferença entre o valor contábil do passivo financeiro baixado e a contrapartida paga e a pagar é reconhecida no resultado.

### **4.3 Ativos e passivos financeiros setoriais líquidos**

Conforme termo aditivo ao contrato de concessão das concessionárias de distribuição, a Companhia registra as variações dos ativos e passivos financeiros setoriais, atualizados até o próximo reajuste/revisão tarifária, quando o Poder Concedente homologa o repasse na base tarifária e assim, repassa ao consumidor no próximo ciclo anual, que ocorre a partir de 24 de junho de cada ano.

Compõem os saldos dos Ativos e passivos financeiros setoriais líquidos: a) Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A - CVA, que registra a variação entre os custos previstos e realizados de aquisição de energia elétrica, de transmissão e encargos setoriais, e b) itens financeiros, que correspondem à sobrecontratação de energia, neutralidade dos encargos, e outros direitos e obrigações integrantes da tarifa.

Após a homologação do Reajuste Tarifário Anual e Revisão Tarifária Periódica, a nova tarifa aplicada para o ano tarifário proporciona cobrança ou devolução dos ativos e passivos constituídos.

No caso de extinção da concessão por qualquer motivo, os valores residuais de itens da Conta de Compensação de Valores de itens da “Parcela A” - CVA e outros componentes financeiros, não repassados via tarifa, devem ser incorporados no cálculo da indenização juntamente com os valores dos ativos não amortizados, ficando, então, resguardado o direito ou a obrigação do concessionário junto ao Poder Concedente.

#### **4.4 Contas a receber vinculadas à concessão**

Referem-se aos ativos financeiros das concessões com direito incondicional de receber caixa pela Companhia, garantido pelo Poder Concedente por cláusula contratual e legislação específica.

##### **4.4.1 Concessão de distribuição de energia elétrica**

O contrato de concessão de distribuição de energia elétrica prevê que parte dos investimentos efetuados pelo concessionário é remunerada pelos usuários do serviço público e a outra parte é indenizada pelo Poder Concedente ao final da concessão. Esse modelo prevê o reconhecimento de ativo financeiro, ativo de contrato no período da construção e de ativo intangível.

A parcela reconhecida como ativo financeiro refere-se à indenização prevista no contrato de concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica que assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente. Essa indenização tem como objetivo reembolsar a Companhia pelos investimentos efetuados em infraestrutura, sem recuperação, por meio da tarifa.

Os fluxos de caixa vinculados a esses ativos são determinados considerando o valor da base tarifária denominada Base de Remuneração Regulatória - BRR, definida pelo Poder Concedente, utilizando-se a metodologia de custo de reposição dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição vinculada à concessão.

##### **4.4.2 Concessão de distribuição de gás canalizado**

O contrato de concessão de distribuição de gás canalizado se enquadra no modelo bifurcado, em que parte dos investimentos efetuados pelo concessionário é remunerada pelos usuários do serviço público e a outra parte é indenizada pelo Poder Concedente, o Estado do Paraná, ao final da concessão. Esse modelo prevê o reconhecimento de ativo financeiro, ativo de contrato no período da construção e de ativo intangível.

A parcela reconhecida como ativo financeiro é aquela que será indenizada pelo Poder Concedente correspondente aos investimentos efetuados nos dez anos anteriores ao término da concessão prevista em contrato e que, no entendimento da Administração, assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão. A premissa da indenização tem como base o custo de reposição dos ativos da concessão.

##### **4.4.3 Bonificação pela outorga de contrato de concessão de geração em regime de cotas**

O contrato de concessão de geração em regime de cotas prevê o pagamento de bonificação pela outorga ao Poder Concedente, nos termos do parágrafo 7º do artigo 8º da Lei nº 12.783/2013.

Esta bonificação é reconhecida como ativo financeiro por representar um direito incondicional de receber caixa, garantido pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão e sem risco de demanda.

A remuneração deste ativo financeiro é baseada no Custo Médio Ponderado de Capital - WACC (na sigla em inglês) definido pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE na Resolução 2/2015, a qual está sendo apresentada na demonstração do resultado como receita operacional de acordo com o modelo de negócios da Companhia.

#### 4.4.4 Concessão de transmissão - remensuração dos ativos da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE

Refere-se ao direito a indenização do Contrato de concessão nº 060/2001 decorrente da Receita Anual Permitida - RAP não recebida no período de janeiro de 2013 a junho de 2017. O saldo é acrescido de atualização monetária e juros remuneratórios (NE nº 10.4).

#### 4.4.5 Concessão de geração de energia elétrica

A Companhia operou e opera contratos de concessão de geração de energia elétrica que contém cláusulas de indenização da infraestrutura não depreciada, amortizada e/ou recebida durante o prazo da concessão. Após o vencimento, o saldo residual dos ativos são transferidos para contas a receber vinculadas à concessão. Ao final de cada período de divulgação, a Administração avalia a recuperabilidade do ativo, remensurando seu fluxo de caixa com base em sua melhor estimativa.

### 4.5 **Ativos de contrato**

Representado pela construção em curso ou em serviço da infraestrutura delegada pelo Poder Concedente, condicionado ao recebimento da receita não somente pela passagem do tempo, mas após cumprir a obrigação de desempenho de manter e operar a infraestrutura.

#### 4.5.1 Concessão de distribuição de energia elétrica

Representa o direito contratual da concessionária relacionado às obras em construção para atendimento às necessidades da concessão, contabilizado ao custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável.

Quando da entrada em operação os ativos são transferidos para o ativo intangível, no montante equivalente ao que será remunerado pelo usuário mediante pagamento de tarifa pelo uso dos serviços, ou para o contas a receber vinculados à concessão, no montante equivalente à parcela residual dos ativos não amortizados que serão revertidos ao poder concedente mediante indenização ao final da concessão.

#### 4.5.2 Concessão de distribuição de gás canalizado

Obras em curso para distribuição de gás canalizado as quais serão transferidas para o ativo intangível quando de sua entrada em operação e na medida em que é recebido o direito (autorização) de cobrar os usuários. O montante que não será amortizado dentro do prazo da concessão é apresentado no ativo financeiro, indenizado no final da concessão pelo Poder Concedente conforme previsão contratual.

#### 4.5.3 Concessão de transmissão de energia elétrica

Representa o saldo dos contratos de serviço público de transmissão de energia elétrica firmados com o Poder Concedente para construir, operar e manter as linhas e subestações de alta tensão dos centros de geração até os pontos de distribuição.

Durante a vigência do contrato de concessão a Companhia recebe, condicionado ao seu desempenho, uma remuneração denominada Receita Anual Permitida - RAP que amortiza os investimentos realizados na construção da infraestrutura e também faz frente aos custos de operação e manutenção incorridos. Após o início da operação comercial e na medida em que o serviço de operação e manutenção é prestado, essa receita é reconhecida no resultado, mensalmente, e faturada em conjunto com a parte da receita reconhecida na fase de construção, referente a remuneração dos ativos construídos. Este valor faturado é reclassificado para a rubrica de clientes até o seu recebimento efetivo.

O ativo proveniente da construção da infraestrutura de transmissão é formado pelo reconhecimento da receita de construção (NE nº 4.13) e por sua remuneração financeira (NE nº 4.12.2).

No vencimento da concessão, se houver saldo remanescente ainda não recebido relacionado à construção da infraestrutura, este será recebido diretamente do Poder Concedente, conforme previsto no contrato de concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da RAP.

#### **4.6 Contas a pagar vinculadas à concessão**

Referem-se aos valores estabelecidos no contrato de concessão relacionados ao direito de exploração do potencial de geração de energia hidráulica (concessão onerosa), cujo contrato é assinado na modalidade de Uso do Bem Público - UBP. O registro inicial da obrigação é feito na data da assinatura do contrato de concessão e corresponde ao valor presente do fluxo de caixa dos pagamentos futuros. Posteriormente, é atualizado pelo método da taxa de juros efetiva e reduzido pelos pagamentos contratados.

#### **4.7 Estoque (inclusive do ativo imobilizado e do ativo de contrato)**

Os materiais no almoxarifado, classificados no ativo circulante, e aqueles destinados a investimentos, classificados no ativo imobilizado e no ativo de contrato, estão registrados pelo custo médio de aquisição. Os valores contabilizados não excedem seus valores de realização.

#### **4.8 Imobilizado**

Os bens do ativo imobilizado vinculados aos contratos de concessão de serviço público de geração de energia elétrica 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, que é revisada anualmente e ajustada, caso necessário.

Os custos diretamente atribuídos às obras, bem como os juros e encargos financeiros relativos a empréstimos tomados com terceiros durante o período de construção, são registrados no ativo imobilizado em curso, desde que seja provável que resultem em benefícios econômicos futuros para a empresa.

#### **4.9 Intangível**

Ativo composto por softwares adquiridos de terceiros ou gerados internamente, mensurados pelo custo total de aquisição diminuído das despesas de amortização pelo prazo de cinco anos, além dos contratos de concessão apresentados a seguir.

##### **4.9.1 Concessão onerosa de geração de energia elétrica**

Corresponde à aquisição de direito de exploração do potencial de geração de energia hidráulica cujo contrato prevê pagamentos à União a título de Uso do Bem Público - UBP.

Durante a construção do empreendimento, o montante é reconhecido pelo valor presente das saídas de caixa futuras no período de vigência do contrato de concessão. Na data de início da operação comercial do empreendimento, o montante apresentado é fixado e amortizado durante o período da concessão.

##### **4.9.2 Repactuação do risco hidrológico (*Generation Scaling Factor* - GSF)**

Ativo constituído pela repactuação do risco hidrológico nos termos da Lei nº 13.203/2015, proveniente do valor excedente entre o montante recuperado do custo com o fator de ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE (GSF), subtraído do custo total do prêmio de risco a amortizar no período de suprimento de energia no ambiente regulado. O montante foi transformado pela Aneel em extensão do prazo da outorga, o qual é amortizado linearmente a partir de 1º.01.2016 até o final do novo prazo de concessão, conforme demonstrado na NE nº 14.1.

##### **4.9.3 Concessão de distribuição de energia elétrica**

Compreende o direito de exploração da infraestrutura, construída ou adquirida sob o regime de concessão do serviço público de energia elétrica, e de cobrar dos usuários o serviço público prestado.

É reconhecido pelo custo de aquisição, incluídos os custos de empréstimos, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável. A amortização desse intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos, com expectativa de amortização durante o prazo da concessão.

Durante a fase de construção da infraestrutura os custos são classificados como ativos de contrato (NE 4.5).

##### **4.9.4 Concessão de distribuição de gás canalizado**

Ativo intangível para a prestação dos serviços de distribuição de gás, que corresponde ao direito de cobrar dos usuários pelo fornecimento de gás.

Esse ativo intangível é avaliado inicialmente pelo custo de aquisição, inclusive juros e demais encargos financeiros capitalizados. Nesse ativo é aplicado o método de amortização linear definida com base na avaliação da vida útil estimada de cada ativo, considerando o padrão de benefício econômico gerado pelos ativos intangíveis.

Durante a fase de construção da infraestrutura os custos são classificados como ativos de contrato (NE 4.5).

#### 4.9.5 Ativos intangíveis adquiridos separadamente

Ativos intangíveis com vida útil definida, adquiridos separadamente, são registrados pelo custo de aquisição, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumulado. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

#### 4.9.6 Baixa de ativos intangíveis

Um ativo intangível é baixado na alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso ou da alienação. Os ganhos ou as perdas resultantes da alienação de um ativo intangível são reconhecidos no resultado, mensurados com a diferença entre as receitas líquidas da alienação e o valor contábil do ativo.

### **4.10 Redução ao valor recuperável de ativos - *Impairment***

Os ativos são avaliados para identificar evidências de desvalorização.

#### 4.10.1 Ativos financeiros

As estimativas para perdas com ativos financeiros são baseadas em premissas sobre o risco de inadimplência, nas condições existentes de mercado e nas estimativas futuras ao final de cada exercício.

A Companhia aplica a abordagem simplificada do IFRS 9 / CPC 48 para a mensuração de perdas de crédito esperadas para toda existência dos ativos financeiros que não possuem componentes de financiamento significativos, considerando uma estimativa para perdas esperadas para todas as contas a receber de clientes, agrupadas com base nas características compartilhadas de risco de crédito, situação de vínculo e nos dias de atraso, no montante considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos.

#### 4.10.2 Ativos não financeiros

Os ativos em formação provenientes da concessão onerosa e direitos de concessão e/ou autorização de geração de energia elétrica, classificados como ativos intangíveis, têm seu valor recuperável testado juntamente com os demais ativos daquela unidade geradora de caixa.

Quando houver perda decorrente das situações em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável, definido pelo maior valor entre o valor em uso do ativo e o valor de preço líquido de venda do ativo, essa perda é reconhecida no resultado do exercício.

Para fins de avaliação da redução ao valor recuperável, os ativos são agrupados nos níveis mais baixos para os quais existem fluxos de caixa identificáveis separadamente (Unidades Geradoras de Caixa - UGC).

O valor estimado das perdas para redução ao valor recuperável sobre os ativos não financeiros é revisado para a análise de possível reversão na data de apresentação das demonstrações financeiras; em caso de reversão de perda de exercícios anteriores, esta é reconhecida no resultado do exercício corrente.

O valor recuperável de ativos de contrato na sua fase de formação são testados no momento de sua mensuração, em decorrência principalmente da utilização da taxa efetiva de juros fixada no início do projeto e levada até o final do fluxo de caixa da concessão. Após o início da operação comercial a parte da receita faturada é testada no contas a receber de clientes e a parte a receber condicionada a cumprir a obrigação de desempenho de manter e operar a infraestrutura, a Companhia não apresenta histórico e nem expectativa de perdas, pois são garantidas por estruturas de fianças, pelo rateio compartilhado de eventual inadimplência entre os demais integrantes do sistema interligado nacional gerido pelo Operador Nacional do Sistema - ONS e pela regulamentação do setor.

#### **4.11 Provisões**

Uma provisão é reconhecida quando: (i) a Companhia tem uma obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de evento passado, (ii) seja provável (mais provável que sim do que não) que será necessária saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação; e (iii) possa ser feita estimativa confiável do valor da obrigação.

As estimativas de desfechos e de efeitos financeiros são determinadas pelo julgamento da Administração, complementado pela experiência de transações semelhantes e, em alguns casos, por relatórios de peritos independentes.

A provisão para custos ou obrigações socioambientais é registrada à medida que são assumidas as obrigações formais com os órgãos reguladores ou que a Administração tenha conhecimento de potencial risco relacionado às questões socioambientais, cujos desembolsos de caixa sejam considerados prováveis e seus valores possam ser estimados. Durante a fase de implantação do empreendimento, os valores provisionados são registrados em contrapartida ao ativo imobilizado (geração), custo de construção (transmissão) ou ativos de contrato (distribuição). No momento do início das operações dos empreendimentos, todos os custos incluídos na Licença de Operação, cujos programas serão executados durante a concessão e o respectivo desembolso ainda não ocorreu, são mensurados e ajustados a valor presente de acordo com o fluxo de caixa estimado de desembolsos e registrados como provisões socioambientais em contrapartida ao ativo relacionado ao empreendimento, sendo ajustados periodicamente.

Após a entrada em operação comercial do empreendimento, todos os custos ou despesas incorridos com programas socioambientais relacionados com as licenças de operação e manutenção do empreendimento são analisados de acordo com a sua natureza e são registrados diretamente no resultado do exercício.

## **4.12 Reconhecimento da receita**

### **4.12.1 Receita de contratos com clientes**

A receita é mensurada com base na contraprestação que a Companhia espera receber em um contrato com o cliente, líquida de qualquer contraprestação variável. A Companhia reconhece receitas quando transfere o controle do produto ou serviço ao cliente e quando for provável o recebimento da contraprestação considerando a capacidade e a intenção do cliente de pagar a contraprestação quando devida. A receita operacional da Companhia é proveniente, principalmente, do suprimento e fornecimento de energia elétrica e da disponibilidade da rede elétrica.

A receita proveniente do suprimento de energia elétrica é reconhecida mensalmente com base nos dados para faturamento que são apurados pelos MW médios de energia elétrica contratada, e declarados junto a CCEE. Quando as informações não estão disponíveis, a Companhia, por meio de suas áreas técnicas, estima a receita considerando as regras dos contratos, a estimativa de preço e o volume fornecido.

Para as empresas de geração eólica sujeitas a montantes mínimos de geração, a Companhia entende que está sujeita a contraprestação variável, e por esta razão, constitui provisão pela não performance com base nas estimativas de geração anual, deduzindo da receita.

A receita proveniente do fornecimento de energia elétrica e da disponibilidade da rede elétrica é reconhecida mensalmente com base na energia medida e efetivamente faturada. Além disso, a Companhia registra a receita não faturada, calculada entre a data da última leitura e o encerramento do mês, por estimativa, com base na média do último faturamento. No contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica estão previstas compensações de não performance de indicadores de qualidade que, quando incorridas, são contabilizadas em conta redutora da receita de disponibilidade da rede elétrica.

### **4.12.2 Receita de juros**

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

Em relação ao ativo financeiro e ativo de contrato da concessão de transmissão de energia elétrica é reconhecida receita de remuneração financeira utilizando a taxa de desconto fixada no início de cada projeto, a qual é apresentada na demonstração do resultado como receita operacional de acordo com o modelo de negócios da Companhia.

#### **4.13 Receita de construção e custo de construção**

As receitas relativas a serviços de construção da infraestrutura utilizada na prestação de serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica e de distribuição de gás são reconhecidas ao longo do tempo com base no estágio de conclusão da obra no fim de cada período e mensuradas com base na proporção dos custos incorridos em relação aos custos totais estimados dos contratos de concessão de distribuição e transmissão.

Os respectivos custos são reconhecidos quando incorridos, na demonstração do resultado do exercício, como custo de construção.

Considerando que a Copel DIS e a Compagás terceirizam a construção de infraestrutura de distribuição com partes não relacionadas, por meio de obras realizadas em curto prazo, a margem de construção para as atividades de distribuição de energia e de gás resulta em valores não significativos, o que leva ao não reconhecimento deste valor na receita de construção.

A margem de construção adotada para a atividade de transmissão relativa aos exercícios de 2019 e de 2018 é de 1,65%, e deriva de metodologia de cálculo que considera o risco do negócio.

#### **4.14 Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE**

Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE são reconhecidos pelo regime de competência, com base nos dados divulgados pela CCEE, que são apurados pelo produto das sobras ou déficits de energia contabilizadas em determinado mês, pelo PLD - Preço de Liquidação das Diferenças correspondente, ou, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente, por estimativa preparada pela Administração.

#### **4.15 Instrumentos financeiros derivativos**

##### **4.15.1 Operações de compra e venda de energia**

A Companhia negocia operações de compra e venda de energia e parte de seus contratos são classificados como instrumentos financeiros derivativos mensurados a valor justo por meio do resultado.

Os ganhos ou perdas líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado destes contratos - diferença entre os preços contratados e os de mercado - são reconhecidos no resultado do exercício.

##### **4.15.2 Operações de compra a termo de moeda**

Além disso, a Companhia opera com contratos de compra a termo de moeda (*“Non Deliverable Forward - NDF”*), que visam exclusivamente à proteção contra riscos cambiais associados aos fluxos de caixa dos aportes de capital nas controladas, quando refletem compras de equipamentos projetados em moedas estrangeiras. São mensurados ao seu valor justo, com as variações registradas no resultado do exercício. O valor justo é calculado com base nas informações de cada operação contratada e nas respectivas informações de mercado nas datas de encerramento das demonstrações financeiras.

#### **4.16 Demonstração do Valor Adicionado - DVA**

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 individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é demonstração prevista ou obrigatória conforme as IFRS.

#### **4.17 Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1º.01.2019**

##### **4.17.1 CPC 06 (R2) / IFRS 16 - Arrendamentos**

O pronunciamento substitui o CPC 06 (R1) / IAS 17 - Arrendamentos, bem como interpretações relacionadas (ICPC 03 / IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27). A adoção da nova norma elimina a contabilização de arrendamento operacional para o arrendatário, apresentando um único modelo de arrendamento que consiste em reconhecer inicialmente todos os arrendamentos no ativo e passivo a valor presente e reconhecer a amortização do ativo de direito de uso e os juros do arrendamento separadamente no resultado.

##### **Método de transição**

A Companhia aplicou o método de transição retrospectivo modificado, o qual não requer apresentação de informações comparativas. O passivo e o ativo de direito de uso são reconhecidos pelo valor presente das parcelas remanescentes. Diante do exposto, as informações referentes a exercícios anteriores continuam sendo apresentadas de acordo com a norma anterior.

A Companhia analisou seus contratos de arrendamento operacional, e aplicou o pronunciamento apenas aos contratos vigentes em 1º.01.2019 e que foram previamente identificados como arrendamentos.

Em conformidade com a CPC 06 (R2) / IFRS 16, a Companhia optou por adotar as isenções de reconhecimento prevista para arrendamentos de curto prazo (prazo de arrendamento de até 12 meses), e arrendamentos de ativos de baixo valor, como por exemplo computadores, impressoras e móveis, cujos valores sejam inferiores a R\$ 18. Estes contratos são reconhecidos como custos e/ou despesas operacionais de arrendamento em base linear conforme previsto na norma, durante a vigência do contrato.

A Companhia possui contratos de arrendamento de terrenos para desenvolvimento de projetos de geração de energia eólica que preveem pagamento mínimo durante o período de estudo/construção e pagamento com base em remuneração variável durante o período de operação comercial. Para os contratos que na data da aplicação da norma estão sujeitos a pagamento mínimo, a Companhia reconheceu Ativo de direito de uso e Passivo de arrendamento. Já para os contratos que estão em operação comercial, a Companhia reconhece em sua demonstração de resultado, quando o evento ou a condição é atendida, como arrendamentos e aluguéis, em custos e/ou despesas operacionais.

## Uso de julgamento

A Companhia considerou para todos os contratos de arrendamento com partes relacionadas e terceiros, a taxa de juros necessária para adquirir ativos em condições similares àqueles aluguéis contratados na data de assinatura. A taxa adotada pela Companhia considera o custo da última captação realizada, baseado no CDI (Certificado de Depósito Interbancário) somado a um *spread* de risco da Companhia. Na adoção inicial, a taxa utilizada foi de 9,10% a.a.

## Efeitos na aplicação inicial

Os novos requerimentos do CPC 06 (R2) / IFRS 16 produziram os seguintes impactos no reconhecimento e apresentação dos contratos de arrendamento e aluguéis.

Demonstrações Financeiras	CPC 06 (R1) / IAS 17	CPC 06 (R2) / IFRS16
<b>Balanco Patrimonial</b>		
Ativo não circulante	-	Direito de uso de ativos
Passivo circulante e passivo não circulante	-	Passivo de arrendamento
<b>Demonstração de Resultado</b>		
Custos Operacionais	Arrendamentos e aluguéis	Amortização do direito de uso de ativos
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	Arrendamentos e aluguéis	Amortização do direito de uso de ativos
Despesa Financeira	-	Juros sobre o passivo de arrendamento
<b>Demonstração de Fluxo de Caixa</b>		
Pagamentos de juros de passivos de arrendamento	-	Atividade operacional
Pagamentos de principal de passivos de arrendamento	-	Atividade de financiamento

A adoção do CPC 06 (R2) / IFRS 16 para arrendamentos anteriormente classificados como arrendamentos operacionais de acordo com a CPC 06 (R1) / IAS 17 resultou em: aumento de ativo e passivo no valor de R\$ 118.022, aumento da amortização no valor de R\$ 34.205 e da despesa com juros no valor de R\$ 9.675 (NE nº 28) e na redução de Outros custos e despesas operacionais no valor de R\$ 40.076.

### 4.17.2 ICPC 22/IFRIC 23 - Incerteza sobre Tratamentos de Impostos sobre o lucro

Esta interpretação esclarece como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32 - Tributos sobre o Lucro, quando há incerteza sobre os tratamentos de tributo sobre o lucro. Conforme atendidos determinados requisitos, como por exemplo quando for mais provável que a autoridade fiscal não aceite determinado tratamento, a entidade deverá reconhecer e mensurar seu tributo corrente ou diferido, ativo ou passivo, aplicando os requisitos do CPC 32 com base em lucro tributável (prejuízo fiscal), bases fiscais, prejuízos fiscais não utilizados, créditos fiscais não utilizados e alíquotas fiscais determinados, considerando esta incerteza.

A Companhia avaliou seus tratamentos de tributos sobre o lucro e concluiu a que aplicação da norma não gerou impacto em seus resultados.

### 4.18 **Novas normas que ainda não entraram em vigor**

A partir de 1º.01.2020 estarão vigentes alterações nos seguintes pronunciamentos, sem impactos significativos nas demonstrações contábeis Companhia:

- (i) CPC 00 (R2) Estrutura conceitual para relatório financeiro (*Conceptual framework*);
- (ii) Revisão anual do CPC nº 14/2019: alterações nos pronunciamentos decorrentes da revisão do CPC 00, alteração na definição de negócios no CPC 15 (R1) / IFRS 3 e alteração da definição de materialidade no CPC 26 (IAS 1) e no CPC 23 (IAS 8).

## 5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Caixa e bancos conta movimento	196	2.044	263.188	167.728
Aplicações financeiras de liquidez imediata	25.108	312.959	2.678.539	1.780.681
	<b>25.304</b>	<b>315.003</b>	<b>2.941.727</b>	<b>1.948.409</b>

Compreendem numerário em espécie, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, que possam ser resgatadas no prazo de até 90 dias da data de contratação. Essas aplicações financeiras estão demonstradas ao custo, acrescido dos rendimentos auferidos até a data de encerramento do exercício e com risco insignificante de mudança de valor.

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas referem-se a Certificados de Depósitos Bancários - CDBs e a operações compromissadas, que se caracterizam pela venda de título com o compromisso, por parte do vendedor (Banco) de recomprá-lo, e do comprador, de revendê-lo no futuro. As aplicações são remuneradas entre 78% e 100,8% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

## 6 Títulos e Valores Mobiliários

A Companhia e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 1 a 52 meses a partir do final do período de relatório.

Categoria	Indexador	Controladora		Consolidado	
		31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	90	123.560	225.804	286.855
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	90% a 101% do CDI	-	-	50.216	50.629
Operação Compromissada	96,5% do CDI	-	-	3.632	6.116
Letras do Tesouro Nacional - LTN	CDI	-	-	1.696	-
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	Selic	-	-	733	696
		<b>90</b>	<b>123.560</b>	<b>282.081</b>	<b>344.296</b>
	<b>Circulante</b>	<b>90</b>	<b>123.560</b>	<b>3.112</b>	<b>124.862</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>278.969</b>	<b>219.434</b>

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

Taxa de juros equivalente à taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - Selic

(a) Tratam-se, em sua maioria, de contas de reserva destinadas ao cumprimento de contratos com o BNDES.

## 7 Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2019	Saldo 31.12.2018
<b>Consumidores</b>					
Residencial	346.883	203.471	29.361	579.715	584.621
Industrial	184.959	30.440	83.320	298.719	365.020
Comercial	271.065	63.557	29.364	363.986	372.914
Rural	77.716	20.419	5.136	103.271	89.634
Poder público	44.608	7.523	3.716	55.847	56.920
Iluminação pública	38.470	51	2	38.523	39.114
Serviço público	43.660	882	441	44.983	42.702
Fornecimento não faturado - cativos	516.203	-	-	516.203	478.328
Parcelamento de débitos - cativos (7.1)	124.151	16.280	63.761	204.192	197.951
Subsídio baixa renda - Eletrobras	12.174	-	-	12.174	11.958
Consumidores livres	128.689	4.066	1	132.756	110.528
Outros créditos	42.433	23.362	82.580	148.375	138.116
	<b>1.831.011</b>	<b>370.051</b>	<b>297.682</b>	<b>2.498.744</b>	<b>2.487.806</b>
<b>Concessionárias, permissionárias e comercializadoras</b>					
Contratos bilaterais	183.973	74	7.416	191.463	186.252
Contratos regulados	148.410	4.289	6.793	159.492	66.294
CCEE (7.2)	196.047	-	119.665	315.712	323.657
<b>Suprimento de energia elétrica</b>	<b>528.430</b>	<b>4.363</b>	<b>133.874</b>	<b>666.667</b>	<b>576.203</b>
<b>Encargos de uso da rede elétrica</b>	<b>203.125</b>	<b>4.511</b>	<b>7.946</b>	<b>215.582</b>	<b>208.060</b>
<b>Telecomunicações</b>	<b>50.752</b>	<b>10.094</b>	<b>6.458</b>	<b>67.304</b>	<b>62.985</b>
<b>Distribuição de gás</b>	<b>90.510</b>	<b>9.228</b>	<b>11.288</b>	<b>111.026</b>	<b>103.340</b>
<b>(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)</b>	<b>(5.966)</b>	<b>(11.486)</b>	<b>(359.304)</b>	<b>(376.756)</b>	<b>(331.388)</b>
	<b>2.697.862</b>	<b>386.761</b>	<b>97.944</b>	<b>3.182.567</b>	<b>3.107.006</b>
				<b>3.120.168</b>	<b>2.944.091</b>
				<b>62.399</b>	<b>162.915</b>
				<b>Circulante</b>	
				<b>Não circulante</b>	

### 7.1 Parcelamento de débitos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 31.12.2019, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto, que varia de 0,26% a 2,81% a.m.

### 7.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Saldo a receber pelas controladas de geração, comercialização e distribuição de energia elétrica proveniente de posição positiva na liquidação mensal do mercado de curto prazo centralizado pela CCEE. Os valores são recebidos no segundo mês subsequente ao reconhecimento da receita ou são compensados com liquidações futuras quando o resultado apresentar posição negativa para a controlada.

A Companhia discute judicialmente o pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia vendida da UHE de Colíder seja postergada (NE nº 18.4).

Do montante apurado pela CCEE, para a parcela controversa decorrente dos efeitos da liminar pelo excludente de responsabilidade da UHE Colíder, há constituição de perdas de crédito esperadas no valor de R\$ 119.665 (NE nº 7.3).

### 7.3 Perdas de créditos esperadas

As perdas de créditos esperadas são constituídas com base na análise dos riscos de realização dos créditos em montante considerado suficiente para fazer face às eventuais perdas na realização da conta clientes, considerando critérios específicos do histórico de pagamento, das ações de cobrança realizadas para a recuperação do crédito e a relevância do valor devido na carteira de recebíveis.

A Companhia considera o total registrado das perdas de crédito esperadas suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos, conforme a composição abaixo:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Efeito dos novos CPCs	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2018	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2019
<b>Consumidores</b>								
Residencial	22.532	(5.708)	62.274	(57.376)	21.722	71.794	(51.692)	41.824
Industrial	78.779	4.394	10.367	(6.343)	87.197	33.772	(23.015)	97.954
Comercial	59.275	16.973	10.318	(16.849)	69.717	27.866	(26.658)	70.925
Rural	2.731	1.646	3.734	(4.301)	3.810	1.499	(1.920)	3.389
Poder público	4.835	3.262	(1.313)	(1.910)	4.874	435	(419)	4.890
Iluminação pública	40	389	(304)	(5)	120	(117)	-	3
Serviço público	19	460	8	(288)	199	145	(79)	265
Não faturado - cativos	-	1.573	(71)	-	1.502	(322)	-	1.180
Ajuste a valor presente	-	(4.048)	1.165	-	(2.883)	1.442	-	(1.441)
	<b>168.211</b>	<b>18.941</b>	<b>86.178</b>	<b>(87.072)</b>	<b>186.258</b>	<b>136.514</b>	<b>(103.783)</b>	<b>218.989</b>
<b>Concessionárias, permissionárias e comercializadoras</b>								
CCEE (7.2)	119.665	-	-	-	119.665	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	14.189	4.155	(8.860)	(10)	9.474	11.608	(657)	20.425
	<b>133.854</b>	<b>4.155</b>	<b>(8.860)</b>	<b>(10)</b>	<b>129.139</b>	<b>11.608</b>	<b>(657)</b>	<b>140.090</b>
<b>Telecomunicações</b>	<b>1.511</b>	<b>(1.233)</b>	<b>12.749</b>	<b>(9.148)</b>	<b>3.879</b>	<b>13.292</b>	<b>(12.022)</b>	<b>5.149</b>
<b>Distribuição de gás</b>	<b>6.254</b>	<b>-</b>	<b>6.017</b>	<b>(159)</b>	<b>12.112</b>	<b>1.063</b>	<b>(647)</b>	<b>12.528</b>
	<b>309.830</b>	<b>21.863</b>	<b>96.084</b>	<b>(96.389)</b>	<b>331.388</b>	<b>162.477</b>	<b>(117.109)</b>	<b>376.756</b>

As contas a receber de clientes são baixadas quando não há expectativa razoável de recuperação. Os indícios para isso incluem, entre outras coisas, a incapacidade do devedor de participar de um plano de renegociação de sua dívida com a Companhia ou de realizar pagamentos contratuais de dívidas vencidas.

As perdas de créditos esperadas são apresentadas em despesas com vendas, no grupo de Perdas de créditos, provisões e reversões. Recuperações subsequentes de valores previamente baixados são creditadas também em despesas com vendas, no grupo de Outros custos e despesas operacionais, líquidos.

## 8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná

A Administração da Companhia e o Estado do Paraná formalizaram, em 31.10.2017, o quinto termo aditivo do contrato de negociação da Conta de Resultados a Compensar - CRC. O Estado do Paraná cumpriu os termos acordados e efetuou os pagamentos das parcelas mensais de juros previstas até dezembro de 2017. Encerrado o período de carência, o Estado do Paraná vem cumprido os pagamentos nas condições contratadas, restando 64 parcelas mensais. O saldo do contrato é atualizado pela variação do IGP-DI e juros de 6,65% a.a.

## 8.1 Mutação do CRC

Saldo em 1 <sup>o</sup> .01.2018	Juros	Variacão monetária	Recebimentos	Saldo em 31.12.2018	Juros	Variacão monetária	Recebimentos	Saldo em 31.12.2019
1.516.362	93.009	95.788	(260.117)	1.445.042	87.710	96.519	(278.586)	1.350.685
<b>Circulante</b>				<b>190.876</b>	<b>219.236</b>			
<b>Não circulante</b>				<b>1.254.166</b>	<b>1.131.449</b>			

## 8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

2021	233.817
2022	249.367
2023	265.951
2024	283.638
Após 2024	98.676
	<b>1.131.449</b>

## 9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

O saldo em 31.12.2019   composto por montantes relativos   amortiza o referente ao reajuste tarifário 2019, que representa o saldo homologado pela Aneel já contemplado na tarifa, e pelos ciclos em constitui o (reajuste tarifário 2020 e revisão tarifária per dica 2021), cujos valores serão homologados pela Aneel nos próximos eventos tarifários.

## 9.1 Composição dos saldos de ativos e passivos financeiros setoriais líquidos por ciclo tarifário

Consolidado	31.12.2019		31.12.2018	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
<b>Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2018</b>				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	-	-	274.495	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	-	-	278.072	-
Transporte de energia pela rede básica	-	-	28.100	-
Transporte de energia de Itaipu	-	-	8.312	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	-	-	(240.248)	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	16.434	-
Proinfra	-	-	3.007	-
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	-	-	42.605	-
Sobrecontratação	-	-	(46.972)	-
Risco hidrológico	-	-	(175.117)	-
Devoluções tarifárias	-	-	(36.840)	-
Ajuste CVA Angra III	-	-	6.272	-
Outros	-	-	5.429	-
	-	-	<b>163.549</b>	-
<b>Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2019</b>				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	235.192	-	176.198	176.198
Energia elétrica para revenda - Itaipu	342.647	-	304.086	304.086
Transporte de energia pela rede básica	(47.214)	-	(29.307)	(29.307)
Transporte de energia de Itaipu	9.937	-	7.469	7.469
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(160.277)	-	(120.862)	(120.862)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	98.722	-	71.325	71.325
Proinfra	8.528	-	(10)	(9)
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	29.690	-	40.212	40.211
Compensação acordos bilaterais CCEAR	-	-	-	-
Sobrecontratação	(116.673)	-	(95.722)	(95.722)
Risco hidrológico	(119.416)	-	(71.958)	(71.958)
Devoluções tarifárias	(43.538)	-	(23.796)	(23.796)
Outros	(448)	-	-	-
	<b>237.150</b>	-	<b>257.635</b>	<b>257.635</b>
<b>Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2020</b>				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	15.298	15.298	-	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	225.340	225.340	-	-
Transporte de energia pela rede básica	30.126	30.126	-	-
Transporte de energia de Itaipu	7.227	7.227	-	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(52.336)	(52.336)	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	27.103	27.103	-	-
Proinfra	(30)	(30)	-	-
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	9.408	9.408	-	-
Compensação acordos bilaterais CCEAR	20.096	20.096	-	-
Sobrecontratação	(25.725)	(25.725)	-	-
Risco hidrológico	(113.872)	(113.872)	-	-
Devoluções tarifárias	(24.215)	(24.216)	-	-
	<b>118.420</b>	<b>118.419</b>	-	-
	<b>355.570</b>	<b>118.419</b>	<b>421.184</b>	<b>257.635</b>

Consolidado	31.12.2019		31.12.2018	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
<b>Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021</b>				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(102.284)	-	(96.531)
	-	<b>(102.284)</b>	-	<b>(96.531)</b>
	-	<b>(102.284)</b>	-	<b>(96.531)</b>

## 9.2 Mutações dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

Consolidado	Saldo em 31.12.2018	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.12.2019
		Constituição	Amortização	Atualização		
<b>Parcela A</b>						
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu (9.2.1)	886.243	533.057	(670.501)	44.528	-	793.327
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ (9.2.2)	626.891	358.200	(546.801)	29.909	(202.411)	265.788
Transporte de energia pela rede básica	(30.514)	22.917	23.688	(3.053)	-	13.038
Transporte de energia comprada de Itaipu	23.250	19.531	(19.692)	1.302	-	24.391
ESS (9.2.4)	(481.972)	(188.280)	427.177	(21.874)	-	(264.949)
CDE (9.2.3)	159.084	110.752	(127.190)	10.282	-	152.928
Proinfa	2.989	17.396	(12.636)	719	-	8.468
<b>Outros componentes financeiros</b>						
Neutralidade (9.2.5)	123.028	(1.122)	(74.698)	1.298	-	48.506
Compensação acordos bilaterais CCEAR	5.237	80.385	(45.430)	-	-	40.192
Ajuste CVA Angra III	6.272	-	(6.272)	-	-	-
Risco hidrológico (9.2.6)	(319.033)	(324.504)	304.197	(7.820)	-	(347.160)
Devoluções tarifárias (9.2.7)	(180.963)	(89.327)	83.900	(7.863)	-	(194.253)
Sobrecontratação (9.2.8)	(238.416)	(22.166)	173.087	(5.774)	(74.854)	(168.123)
Outros	192	(905)	294	(29)	-	(448)
	<b>582.288</b>	<b>515.934</b>	<b>(490.877)</b>	<b>41.625</b>	<b>(277.265)</b>	<b>371.705</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>421.184</b>					<b>355.570</b>
<b>Ativo não circulante</b>	<b>257.635</b>					<b>118.419</b>
<b>Passivo não circulante</b>	<b>(96.531)</b>					<b>(102.284)</b>

Consolidado	Saldo em 31.12.2017	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.12.2018
		Constituição	Amortização	Atualização		
<b>Parcela A</b>						
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	537.704	661.144	(348.586)	35.981	-	886.243
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	497.885	710.482	(129.555)	31.053	(482.974)	626.891
Transporte de energia pela rede básica	47.239	(36.959)	(43.101)	2.307	-	(30.514)
Transporte de energia comprada de Itaipu	12.923	21.526	(12.194)	995	-	23.250
ESS	(591.408)	(302.226)	443.817	(32.155)	-	(481.972)
CDE	(141.893)	231.308	69.851	(182)	-	159.084
Proinfa	(5.188)	6.111	2.024	42	-	2.989
<b>Outros componentes financeiros</b>						
Neutralidade	121.247	100.280	(100.661)	2.162	-	123.028
Ajuste CVA Angra III	48.193	8.482	(57.214)	6.811	-	6.272
Risco hidrológico	(187.928)	(310.975)	189.289	(9.419)	-	(319.033)
Devoluções tarifárias	(145.774)	(80.493)	52.290	(6.986)	-	(180.963)
Sobrecontratação	(136.325)	(54.421)	(37.176)	(10.494)	-	(238.416)
Outros	3.024	11.193	(8.892)	104	-	5.429
	<b>59.699</b>	<b>965.452</b>	<b>19.892</b>	<b>20.219</b>	<b>(482.974)</b>	<b>582.288</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>171.609</b>					<b>421.184</b>
<b>Ativo não circulante</b>	<b>171.609</b>					<b>257.635</b>
<b>Passivo circulante</b>	<b>(192.819)</b>					<b>-</b>
<b>Passivo não circulante</b>	<b>(90.700)</b>					<b>(96.531)</b>

#### 9.2.1 Energia Elétrica Comprada para Revenda - Itaipu

A potência da UHE de Itaipu é vendida por meio de cotas-parte às concessionárias das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, de acordo com seus mercados, cujo valor é fixado em dólares por quilowatt de potência mensal contratada (US\$/kW). As faturas são pagas em moeda nacional sendo utilizada para conversão a taxa média de venda calculada pelo Banco Central do Brasil, no dia útil imediatamente anterior ao do pagamento da fatura.

#### 9.2.2 Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ

O saldo constituído reflete a diferença entre o preço médio de pagamento relativo ao custo de compra de energia e o preço médio de cobertura tarifária, devido, principalmente, aos efeitos da contratação por disponibilidade (ECD) - associado ao despacho de usinas térmicas e à geração dos empreendimentos eólicos e pelo repasse do risco hidrológico associado às usinas comprometidas com contratos de Cotas de Garantia Física, bem como os empreendimentos que firmaram o termo de repactuação.

#### 9.2.3 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

O saldo de CDE em 2019 é resultado do valor superior das cotas de pagamento mensal, excetuando-se, neste caso, os descontos da CDE decorrentes de liminares, homologadas pela Aneel (NE nº 32.3.1), em relação à cota regulatória prevista na tarifa de energia.

#### 9.2.4 Encargos de Serviços do Sistema - ESS

O objetivo do ESS é a cobertura dos custos decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema elétrico. Sua apuração é realizada mensalmente pela CCEE e pago pela distribuidora e por agentes de geração. O saldo passivo de ESS e constituído em 2019 é resultado do valor inferior do montante pago em relação ao valor previsto em tarifa, principalmente pela variação dos custos relativos ao despacho de usinas térmicas.

#### 9.2.5 Neutralidade

A neutralidade da Parcela A corresponde à estimativa da parcela recuperável dos encargos setoriais, energia, transporte, componentes financeiros e receitas irrecuperáveis, não faturados pela tarifa vigente, e deve ser entendida como a garantia de repasse aos consumidores de todos os componentes sobre os quais a distribuidora não possui poder de gestão.

#### 9.2.6 Risco hidrológico

No reajuste tarifário de 2019 foi calculada a cobertura dos riscos hidrológicos associados às usinas comprometidas com Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGF, à usina de Itaipu e às usinas hidrelétricas cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, e que firmaram Termo de Repactuação de Risco em conformidade com a Lei nº 13.203/2015. A previsão de risco hidrológico definida no processo tarifário será revertida no processo tarifário subsequente, atualizada pela Selic.

### 9.2.7 Devoluções tarifárias

A Aneel, pelo Despacho nº 245 de 28.01.2016, em alinhamento aos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret, submódulo 2.1 - Procedimentos Gerais, determinou que os valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, anteriormente registrados como obrigações especiais, devem ser contabilizados como passivos financeiros setoriais.

### 9.2.8 Sobrecontratação

Para o cálculo do repasse da sobrecontratação de energia ou da exposição ao mercado de curto prazo é necessária a apuração dos resultados no mercado de curto prazo da distribuidora com dados disponibilizados pela CCEE. Ainda que mecanismos de gerenciamento da contratação tenham contribuído para reduzir significativamente o risco de sobrecontratação, os indicadores associados à oferta e demanda apontam para a ocorrência de 105,8% para a Copel Distribuição.

## 10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1)	836.818	783.023
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (10.2)	324.385	322.259
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (10.3)	647.984	625.772
Remensuração do ativo financeiro RBSE (10.4)	739.269	753.826
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (10.5)	69.182	65.811
	<b>2.617.638</b>	<b>2.550.691</b>
	<b>Circulante</b>	<b>53.177</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>2.497.514</b>

### 10.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>684.206</b>
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	66.380
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(1.334)
Reconhecimento do valor justo	35.306
Baixas	(1.535)
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>783.023</b>
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	28.987
Transferências de investimento	348
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(1.578)
Reconhecimento do valor justo	26.231
Incorporações (a)	(75)
Baixas	(118)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>836.818</b>

(a) Incorporação de bens e equipamentos por meio de transferência não onerosa, cujos valores foram classificados no Contas a receber vinculadas à concessão e no Intangível (NE nº 19.1).

O saldo do contrato de concessão da distribuidora é mensurado a valor justo e seu recebimento é assegurado pelo Poder Concedente por meio de indenização quando da reversão desses ativos ao término da concessão.

## 10.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>303.668</b>
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	6.399
Reconhecimento do valor justo	12.193
Baixas	(1)
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>322.259</b>
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	16.574
Transferência para o ativo intangível (NE nº 19.3)	(24.835)
Reconhecimento do valor justo	10.415
Baixas	(28)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>324.385</b>

## 10.3 Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas

<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>606.479</b>
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(66.693)
Juros efetivos (NE nº 32.1)	85.986
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>625.772</b>
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(69.192)
Juros efetivos (NE nº 32.1)	91.404
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>647.984</b>

A Copel GeT firmou em 05.01.2016, por 30 anos, contrato de concessão da UHE GPS, nos termos da Lei nº 12.783/2013, com pagamento ao Poder Concedente da Bonificação pela Outorga - BO no montante de R\$ 574.827, conforme regras do Edital de Leilão Aneel nº 12/2015.

A energia elétrica em 2016 foi integralmente comercializada no ACR no Sistema de Cota de Garantia Física - CGF ou "regime de cotas" e, a partir de 2017 até o final da concessão, na proporção de 70% da energia no ACR e 30% no Ambiente de Contratação Livre - ACL.

O valor da bonificação pela outorga foi reconhecido como ativo financeiro em função do direito incondicional da Copel GeT de receber o valor pago com atualização pelo IPCA e juros remuneratórios durante o período de vigência da concessão.

## 10.4 Remensuração do ativo financeiro RBSE

<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>1.418.370</b>
Transferências para ativos de contrato (NE nº 11.3)	(635.292)
Remuneração do fluxo de caixa dos ativos RBSE	82.640
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(111.892)
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>753.826</b>
Remuneração	90.345
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(104.902)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>739.269</b>

Refere-se ao direito reconhecido, emergente do Contrato de concessão nº 060/2001 decorrente da Receita Anual Permitida - RAP não recebida no período de janeiro de 2013 a junho de 2017. O saldo é acrescido de atualização monetária e juros remuneratórios.

Em 27.06.2017 a Aneel publicou a Resolução Homologatória nº 2.258, na qual estabeleceu a RAP para o ciclo tarifário 2017-2018, aplicando decisão judicial de 11.04.2017, relativa à ação movida por associações empresariais, que determina, em caráter provisório, a exclusão da parcela de “remuneração” prevista no artigo 15, parágrafo 2º, da Lei nº 12.783/2013. A mesma decisão foi aplicada para os demais ciclos tarifários. A remuneração em discussão judicial, concernente ao custo de capital próprio apurada dos ativos RBSE de janeiro de 2013 a junho de 2017 a época do ingresso da ação é de R\$ 201.795.

Pautada na opinião de seus assessores jurídicos, a Copel GeT entende que esta é uma decisão provisória que não se volta contra o seu direito de receber os devidos valores referentes aos ativos RBSE e que estes estão assegurados pela lei. Diante disso, os recebíveis considerados no fluxo de recebimento desse ativo estão registrados no ativo não circulante.

### 10.5 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>68.859</b>
Transferências para outros créditos - alienação de bens	(9.053)
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	1.247
Reversão de <i>impairment</i> (NE nº 33.4)	4.758
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>65.811</b>
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	426
Reversão de <i>impairment</i> (NE nº 33.4)	2.945
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>69.182</b>

O saldo refere-se aos ativos de geração de energia elétrica, em decorrência do vencimento das concessões da UHE GPS e UHE Mourão I. A Copel GeT depreciou as usinas até a data de vencimento das concessões e o saldo residual dos ativos foram reclassificados para contas a receber vinculadas à concessão. Apesar de o Poder Concedente ainda não ter divulgado a forma do pagamento da remuneração dos ativos e de existirem incertezas quanto à homologação dos investimentos realizados, a expectativa da Administração sobre a indenização desses ativos indica a recuperabilidade do saldo registrado, baseada na metodologia de compensação determinada pela Aneel.

A variação ocorrida pela remensuração do fluxo de caixa destes ativos teve como contrapartida a conta Outras Receitas, dentro do grupo de Outros custos e despesas operacionais líquidos.

A Copel GeT manifestou tempestivamente à Aneel o interesse no recebimento do valor indenizável. A formalização da comprovação de realização dos respectivos investimentos àquela agência reguladora ocorreu em 17.12.2015. Para elaboração das informações, foi utilizada a metodologia do valor novo de reposição, conforme definido pela Resolução Normativa Aneel nº 596/2013.

## 11 Ativos de contrato

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (11.1)	844.284	640.500
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (11.2)	26.734	25.718
Contratos de concessão de transmissão (11.3)	3.180.366	2.767.012
	<b>4.051.384</b>	<b>3.433.230</b>
	<b>Circulante</b>	<b>107.443</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>3.943.941</b>
		<b>85.019</b>
		<b>3.348.211</b>

Até 31.12.2017, os saldos dos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica eram classificados como ativo financeiro sob o escopo do CPC 38/IAS 39 e do ICPC 01/IFRIC 12, e os saldos de obras em curso de distribuição de energia e gás canalizado eram classificadas como ativo intangível sob o escopo do ICPC 01/IFRIC 12.

Em 1º.01.2018, com a entrada em vigor do CPC 47/IFRS 15 e a revisão do ICPC 01/IFRIC 12, a Companhia passou a classificar estes saldos como ativos de contrato. A adoção do CPC foi feita de forma prospectiva, conforme mutações apresentadas a seguir.

### 11.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

<b>Consolidado</b>	<b>Ativo</b>	<b>Obrigações especiais</b>	<b>Total</b>
<b>Em 1º.01.2018</b>	-	-	-
Transferências do intangível (NE nº 19.1)	714.446	(26.100)	688.346
Aquisições	797.832	-	797.832
Participação financeira do consumidor	-	(106.764)	(106.764)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	4.320	-	4.320
Transferências para o intangível (NE nº 19.1)	(775.701)	107.679	(668.022)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	(67.310)	930	(66.380)
Baixas	(8.832)	-	(8.832)
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>664.755</b>	<b>(24.255)</b>	<b>640.500</b>
Aquisições	1.021.644	-	1.021.644
Participação financeira do consumidor	-	(104.067)	(104.067)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	1.823	-	1.823
Transferências de/para o intangível (NE nº 19.1)	(771.844)	93.164	(678.680)
Transferências de/para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	(33.075)	4.088	(28.987)
Baixas	(7.949)	-	(7.949)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>875.354</b>	<b>(31.070)</b>	<b>844.284</b>

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no exercício de 2019 totalizaram R\$ 6.838, à taxa média de 0,28% a.a. (R\$ 5.435, à taxa média de 0,26% a.a., em 2018).

## 11.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>-</b>
Transferências do intangível (NE nº 19.3)	19.471
Aquisições	15.618
Transferências para o intangível (NE nº 19.3)	(2.042)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	(6.399)
Baixas	(930)
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>25.718</b>
Aquisições	17.590
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	(16.574)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>26.734</b>

## 11.3 Contratos de concessão de transmissão

<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>-</b>
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão	1.497.399
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão - RBSE (NE nº 10.4)	635.292
Efeito da aquisição de controle de Costa Oeste e Marumbi	258.908
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(243.247)
Transferências para o imobilizado	(501)
Transferência de depósitos judiciais e litígios	8.277
Remuneração	268.904
Receita de construção	297.018
Margem de construção	44.962
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>2.767.012</b>
Efeito de combinações de negócios (NE nº 1.2)	117.942
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	282
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(286.158)
Transferências para o imobilizado	(3.353)
Transferência de litígios	(313)
Remuneração	368.514
Receita de construção	173.733
Margem de construção	42.707
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>3.180.366</b>

## 12 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 36.2.12)	-	-	460.635	14.793
Serviços em curso (a)	7.444	7.444	228.593	165.973
Créditos nas operações de aquisição de gás (12.1)	-	-	142.941	112.003
Repasse CDE (12.2)	-	-	61.898	107.472
Adiantamento a fornecedores (b)	282	319	24.073	22.096
Alienações e desativações em curso	-	-	21.238	19.457
Adiantamento a empregados	463	453	20.427	21.201
Bandeira tarifária - CCRBT	-	-	19.545	28.725
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	-	15.597	19.591
Outros créditos	323	6.255	93.677	80.833
	<b>8.512</b>	<b>14.471</b>	<b>1.088.624</b>	<b>592.144</b>
	<b>Circulante</b>	<b>7.027</b>	<b>426.865</b>	<b>363.250</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>7.444</b>	<b>661.759</b>	<b>228.894</b>

CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias

(a) Referem-se, em sua maioria, aos programas de P&D e PEE, os quais, após seu término, são compensados com o respectivo passivo registrado para este fim.

(b) Adiantamento previsto em cláusula contratual.

### 12.1 Créditos nas operações de aquisição de gás - Compagás

Refere-se à aquisição de volumes de gás contratados e garantidos, superiores àqueles efetivamente retirados e utilizados, para os quais os contratos preveem a compensação futura. A Compagás tem o direito de utilizar o gás em meses subsequentes, podendo compensar o volume contratado e não consumido até 2022. De acordo com as disposições contratuais e perspectivas de consumo, decorrentes da revisão dos projetos e cenários para os próximos anos, a Compagás estima compensar integralmente os volumes contratados no curso de sua operação. Os contratos com a Petrobras preveem o direito de alienação deste ativo. O vencimento da concessão está em discussão com o poder concedente, conforme descrito na NE nº 2.1.1.

### 12.2 Repasse CDE

O saldo em 31.12.2019 se refere a valores da CDE a serem repassados à Companhia para cobertura dos descontos tarifários incidentes sobre as tarifas, definidos na Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013. O valor repassado à Copel DIS referente ao período de junho de 2018 a maio de 2019, de acordo com a Resolução Homologatória nº 2.402/2018, foi de R\$ 62.699 mensais. Esse valor foi alterado para R\$ 51.200 mensais a partir de junho de 2019, pela Resolução Homologatória nº 2.559, de 18.06.2019, a qual homologou o resultado do último Reajuste Tarifário Anual.

## 13 Tributos

### 13.1 Imposto de renda e contribuição social

#### 13.1.1 Imposto de renda e contribuição social

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social calculados com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado) de cada entidade tributável e às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente, 15%, acrescidos de 10% sobre o que exceder R\$ 240 anuais, para o imposto de renda, e 9% para a contribuição social.

O prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social são compensáveis com lucros tributáveis futuros, observado o limite de 30% do lucro tributável no período, não estando sujeitos a prazo prescricional.

#### 13.1.2 Imposto de renda e contribuição social diferidos

A Companhia, baseada em seu histórico de rentabilidade e na expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em suas projeções internas elaboradas para prazos razoáveis aos seus negócios de atuação, constitui crédito fiscal diferido sobre as diferenças temporárias das bases de cálculo dos tributos e sobre prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são aplicados sobre as diferenças entre os ativos e passivos reconhecidos para fins fiscais e os correspondentes valores apropriados nas demonstrações financeiras, os quais são reconhecidos somente na medida em que seja provável que exista lucro tributável, para o qual as diferenças temporárias possam ser utilizadas e os prejuízos fiscais, compensados.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são divulgados por seu valor líquido caso haja direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a tributos lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita a tributação.

Controladora	Saldo em	Reconhecido	Reconhecido	Saldo em	Reconhecido	Reconhecido	Saldo em
	1°.01.2018	no resultado	no resultado abrangente	31.12.2018	no resultado	no resultado abrangente	31.12.2019
<b>Ativo não circulante</b>							
Provisões para litígios	86.732	13.391	-	100.123	4.315	-	104.438
Perdas de créditos esperadas	12.719	36.724	-	49.443	-	-	49.443
Amortização do direito de concessão	19.680	383	-	20.063	381	-	20.444
Provisão Finam	3.457	(2)	-	3.455	-	-	3.455
Benefícios pós-emprego	1.374	169	139	1.682	167	1.146	2.995
Outros	2.500	(769)	-	1.731	1.043	-	2.774
	<b>126.462</b>	<b>49.896</b>	<b>139</b>	<b>176.497</b>	<b>5.906</b>	<b>1.146</b>	<b>183.549</b>
<b>(-) Passivo não circulante</b>							
Atualização de depósitos judiciais	18.349	3.910	-	22.259	(1.398)	-	20.861
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	3.615	726	-	4.341	(1.341)	-	3.000
Instrumentos financeiros	2.262	267	-	2.529	2.795	-	5.324
	<b>24.226</b>	<b>4.903</b>	<b>-</b>	<b>29.129</b>	<b>56</b>	<b>-</b>	<b>29.185</b>
<b>Líquido</b>	<b>102.236</b>	<b>44.993</b>	<b>139</b>	<b>147.368</b>	<b>5.850</b>	<b>1.146</b>	<b>154.364</b>

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Reconhecido no resultado	Efeito dos novos CPCs	Efeitos de combinação de negócios	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2018	Reconhecido no resultado	Combinação de negócios (NE nº 1.2)	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2019
<b>Ativo não circulante</b>										
Provisões para litígios	514.358	55.123	-	3.696	-	573.177	(62.044)	6.237	-	517.370
Benefícios pós-emprego	293.611	15.080	-	-	19.994	328.685	13.285	-	63.444	405.414
Impairment	310.561	17.450	-	-	-	328.011	57.456	-	-	385.467
Provisão para P&D e PEE	156.325	(1.834)	-	-	-	154.491	10.840	-	-	165.331
Perdas de créditos esperadas	113.380	(6.838)	7.468	-	-	114.010	17.811	-	-	131.821
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	110.658	(39.518)	-	-	-	71.140	27.102	-	-	98.242
INSS - liminar sobre depósito judicial	60.856	6.154	-	-	-	67.010	4.190	-	-	71.200
Amortização do direito de concessão	48.722	4.617	-	-	-	53.339	5.005	-	-	58.344
Provisão para participação nos lucros	22.270	8.278	-	-	-	30.548	21.567	-	-	52.115
Contratos de concessão	24.906	(1.300)	-	-	-	23.606	(1.253)	-	-	22.353
Provisão para compra de energia	129.877	25.693	-	-	-	155.570	(137.531)	-	-	18.039
Outros	97.092	49.673	1.006	-	-	147.771	(4.512)	-	-	143.259
	<b>1.882.616</b>	<b>132.578</b>	<b>8.474</b>	<b>3.696</b>	<b>19.994</b>	<b>2.047.358</b>	<b>(48.084)</b>	<b>6.237</b>	<b>63.444</b>	<b>2.068.955</b>
<b>(-) Passivo não circulante</b>										
Contratos de concessão	535.726	68.475	-	9.457	-	613.658	99.817	(1.026)	-	712.449
Custo atribuído ao imobilizado	449.884	(34.559)	-	-	-	415.325	(34.116)	-	-	381.209
Instrumentos financeiros derivativos	-	5.030	-	-	-	5.030	65.915	-	-	70.945
Atualização de depósitos judiciais	55.328	8.839	-	-	-	64.167	(3.022)	-	-	61.145
Depreciação acelerada	26.401	6.281	-	-	-	32.682	17.640	-	-	50.322
Custo de transação - empréstimos e debêntures	21.538	9.589	-	-	-	31.127	981	-	-	32.108
Outros	34.877	851	-	-	-	35.728	6.849	-	-	42.577
	<b>1.123.754</b>	<b>64.506</b>	-	<b>9.457</b>	-	<b>1.197.717</b>	<b>154.064</b>	<b>(1.026)</b>	-	<b>1.350.755</b>
<b>Líquido</b>	<b>758.862</b>	<b>68.072</b>	<b>8.474</b>	<b>(5.761)</b>	<b>19.994</b>	<b>849.641</b>	<b>(202.148)</b>	<b>7.263</b>	<b>63.444</b>	<b>718.200</b>
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	915.492					1.007.061				1.011.866
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(156.630)					(157.420)				(293.666)

### 13.1.3 Realização dos créditos fiscais diferidos

A projeção da realização dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo e passivo não circulantes está baseada no período médio de realização de cada item constante do ativo e passivo diferido, prejuízo fiscal e base negativa, baseadas nas projeções de resultados futuros. Estas projeções foram apreciadas pelo Conselho Fiscal em 17.03.2020 e aprovadas pelo Conselho de Administração em 25.03.2020.

Seguem os itens que foram base para constituição dos principais créditos, bem como sua forma de realização:

- Benefícios pós-emprego: serão realizados conforme os pagamentos sejam efetuados à Fundação Copel ou revertidos conforme novas estimativas atuariais;
- Provisões para litígios: realizados conforme ocorram as decisões judiciais ou pela reversão quando da possível revisão do risco das ações;
- Provisão para redução ao valor recuperável de ativos: realizados a medida em que ocorra a amortização e/ou depreciação do ativo reduzido;
- Provisões para compra de energia e encargos de uso: realizados quando da efetiva obrigação dos valores provisionados ou pela reversão da provisão;
- Provisões para P&D e PEE: realizados pelos gastos incorridos nos projetos realizados;
- Custo atribuído do imobilizado: realizados a medida em que ocorra a amortização e/ou depreciação do ativo valorado;
- Contrato de concessão: realizados no decorrer do prazo do contrato;
- Prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social: recuperados pela compensação com lucros tributários futuros;

- Demais valores: realizados quando atenderem os critérios de dedutibilidade previsto na legislação fiscal, ou por eventual reversão dos valores registrados.

A seguir está apresentada a projeção de realização dos créditos fiscais diferidos:

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2020	2.114	(1.594)	329.177	(96.763)
2021	299	(1.033)	258.853	(98.388)
2022	299	(372)	143.599	(91.131)
2023	299	-	136.665	(102.510)
2024	299	-	84.208	(80.290)
2025 a 2027	897	-	158.702	(209.525)
2028 a 2029	179.342	(26.186)	957.751	(672.148)
	<b>183.549</b>	<b>(29.185)</b>	<b>2.068.955</b>	<b>(1.350.755)</b>

#### 13.1.4 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.12.2019, a UEG Araucária não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 83.273 por não haver, naquele momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

### 13.2 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
<b>Ativo circulante</b>				
ICMS a recuperar	-	-	103.977	96.072
PIS/Pasep e Cofins a compensar	-	321	98.942	64.200
Outros tributos a compensar	-	-	2.141	570
	-	<b>321</b>	<b>205.060</b>	<b>160.842</b>
<b>Ativo não circulante</b>				
ICMS a recuperar	-	-	74.568	50.306
PIS/Pasep e Cofins (13.2.1)	87.583	86.097	213.667	147.380
Outros tributos a compensar	14	13	33.776	33.714
	<b>87.597</b>	<b>86.110</b>	<b>322.011</b>	<b>231.400</b>
<b>Passivo circulante</b>				
ICMS a recolher	-	-	179.662	185.634
PIS/Pasep e Cofins a recolher	-	-	125.197	115.345
IRRF sobre JSCP	-	-	117.807	23.687
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (13.2.2)	-	-	49.310	46.777
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	18.063	64.974
Outros tributos	120	152	11.029	15.016
	<b>120</b>	<b>152</b>	<b>501.068</b>	<b>451.433</b>
<b>Passivo não circulante</b>				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	2.817	2.602	209.747	197.413
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (13.2.2)	-	-	447.897	471.665
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	-	21.658
TCFRH (a)	-	-	-	101.821
Outros tributos	-	-	4.470	4.175
	<b>2.817</b>	<b>2.602</b>	<b>662.114</b>	<b>796.732</b>

(a) Taxa de Controle, Acompanhamento e Fiscalização das Atividades de Exploração e do Aproveitamento de Recursos Hídricos - em decorrência da revogação da lei que instituiu a referida taxa, a Companhia, com base na opinião de seus assessores legais, concluiu que as condições para manter a provisão não estavam satisfeitas e reverteu o saldo, de modo que R\$ 97.664 foram registrados no resultado operacional (NE nº 33.6) e R\$ 4.157 no resultado financeiro.

As receitas de vendas e de serviços estão sujeitas à tributação pelo Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS e Imposto sobre Serviços - ISS das alíquotas vigentes, assim como à tributação pelo Programa de Integração Social - PIS e pela Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - Cofins.

Os créditos decorrentes da não cumulatividade do PIS e da Cofins são apresentados deduzidos dos custos operacionais na demonstração do resultado.

Os créditos decorrentes da não cumulatividade do ICMS, PIS e da Cofins relacionados às aquisições de bens são apresentados deduzido do custo de aquisição dos respectivos ativos.

As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou no não circulante, de acordo com a previsão de sua realização.

### 13.2.1 Crédito de Pis/Pasep e Cofins sobre ICMS

Transitou em julgado a ação judicial em que a Compagás discutia a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/Pasep e Cofins. Diante da decisão favorável, a Companhia registrou o direito no valor de R\$ 143.618 na rubrica de Outros tributos a recuperar, com contrapartida de R\$ 105.184 na receita operacional (NE nº 32.1) e R\$ 38.434 na receita financeira (NE nº 34.1).

Além disso, a Copel DIS impetrou mandado de segurança solicitando a exclusão do valor do ICMS na base de cálculo das contribuições ao Pis e à Cofins. O referido processo encontra-se em fase final de recursos no Supremo Tribunal de Justiça sendo que a Companhia vem obtendo decisões favoráveis em todas as etapas anteriores do processo. A Companhia aguarda o trânsito em julgado da ação, a modulação dos efeitos pelo Supremo Tribunal Federal do Recurso Extraordinário nº 574.706, bem como o resultado final da Tomada de Subsídios nº 005/2020 da Aneel.

### 13.2.2 Programa Especial de Regularização Tributária - Pert

A Copel DIS aderiu ao Pert em 2017, considerando os benefícios oferecidos pelo programa em decorrência da mudança no regime de tributação da CVA, de regime de faturamento para regime de competência, O pagamento de 20% do débito ocorreu em 2017 e a partir de janeiro de 2018 iniciou-se o pagamento do saldo, em 145 parcelas mensais de R\$ 3.572, corrigido pela taxa Selic. Em dezembro de 2018 a Receita Federal do Brasil consolidou os débitos apresentados pela Companhia, que vem realizando o pagamento de suas parcelas tempestivamente.

### 13.3 **Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social**

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
<b>Lucro antes do IRPJ e CSLL</b>	<b>2.005.291</b>	<b>1.364.153</b>	<b>2.702.195</b>	<b>1.955.997</b>
<b>IRPJ e CSLL (34%)</b>	<b>(681.799)</b>	<b>(463.812)</b>	<b>(918.746)</b>	<b>(665.039)</b>
<b>Efeitos fiscais sobre:</b>				
Equivalência patrimonial	447.564	411.195	36.297	46.203
Juros sobre o capital próprio	218.620	95.200	222.848	98.917
Dividendos	192	280	192	280
Despesas indedutíveis	(107)	(30)	(16.571)	(9.322)
Incentivos fiscais	161	68	17.804	16.465
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(48.892)	(15.383)
Constituição e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	-	-	5.037
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	72.175	11.076
Outros	24	9	(4.433)	(227)
<b>IRPJ e CSLL correntes</b>	<b>(21.195)</b>	<b>(2.083)</b>	<b>(433.555)</b>	<b>(580.065)</b>
<b>IRPJ e CSLL diferidos</b>	<b>5.850</b>	<b>44.993</b>	<b>(205.771)</b>	<b>68.072</b>
Alíquota efetiva - %	0,8%	-3,1%	23,7%	26,2%

## 14 Despesas Antecipadas

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Prêmio de risco - Repactuação do Risco Hidrológico (GSF) (14.1)	3.180	12.574
Outros	30.515	31.535
	<b>33.695</b>	<b>44.109</b>
	<b>Circulante</b>	<b>33.563</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>132</b>
		<b>40.819</b>
		<b>3.290</b>

### 14.1 Repactuação do Risco Hidrológico (GSF)

De acordo com o Termo de Repactuação do Risco Hidrológico e com a regulamentação que trata do assunto, as usinas da Companhia, abaixo citadas, adquiriram o direito de recuperar parcialmente o custo com o fator de ajuste do MRE (GSF) incorridos em 2015, no montante de R\$ 33,55 por MW médio de energia elétrica para a classe do produto SP100, correspondente ao prêmio de risco por elas contratado (NE nº 4.9.2).

Os valores originalmente registrados quando da repactuação do risco hidrológico foram os apresentados a seguir:

Usina	Garantia física (MW médio)	Montante de energia elegível (MW médio)	Prazo de amortização da despesa antecipada	Prazo de extensão de outorga (intangível)	Valor do ativo a recuperar pela repactuação do GSF	Valor da despesa antecipada à amortizar com prêmio de risco futuro	Valor do intangível à amortizar pelo período da concessão
Mauá	100,827	97,391	1º.01.2016 a 30.06.2020	não aplicável	28.623	28.623	-
Foz do Areia	576,000	226,705	1º.01.2016 a 31.12.2016	24.05.2023 a 17.09.2023	66.628	17.222	49.406
Santa Clara e Fundação	135,400	134,323	1º.01.2016 a 22.04.2019	25.10.2036 a 28.05.2037	39.369	30.326	9.043
		<b>458,419</b>			<b>134.620</b>	<b>76.171</b>	<b>58.449</b>

A composição dos registros em 31.12.2019 é apresentada a seguir:

<b>Consolidado</b>	<b>Saldo em 1º.01.2018</b>	<b>Amortização</b>	<b>Transferências</b>	<b>Saldo em 31.12.2018</b>	<b>Amortização</b>	<b>Transferências</b>	<b>Saldo em 31.12.2019</b>
Prêmio de risco - ativo circulante	15.459	(15.459)	9.394	9.394	(9.394)	3.180	3.180
Prêmio de risco - ativo não circulante	12.574	-	(9.394)	3.180	-	(3.180)	-
Intangível	45.745	(7.038)	-	38.707	(7.040)	-	31.667
	<b>73.778</b>	<b>(22.497)</b>	<b>-</b>	<b>51.281</b>	<b>(16.434)</b>	<b>-</b>	<b>34.847</b>
<b>Prêmio de risco a amortizar - despesa antecipada</b>	<b>28.033</b>			<b>12.574</b>			<b>3.180</b>
<b>Extensão de prazo da outorga - intangível</b>	<b>45.745</b>			<b>38.707</b>			<b>31.667</b>

## 15 Partes Relacionadas

	Controladora	
	31.12.2019	31.12.2018
<b>Ativo circulante</b>		
<b>Controladas</b>		
Compartilhamento de estrutura	6.039	8.134
<b>Ativo não circulante</b>		
<b>Controladas</b>		
Copel DIS (15.1)	108.983	104.751
<b>Passivo circulante</b>		
<b>Controladas</b>		
Compartilhamento de estrutura	696	755
<b>Passivo não circulante</b>		
<b>Controladas</b>		
Adiantamento - Elejor	145	-

### 15.1 Copel DIS - Financiamento repassado - STN

A Companhia repassou os empréstimos e financiamentos para suas subsidiárias integrais, quando de sua constituição em 2001. Entretanto, como os contratos de transferências para as subsidiárias não foram passíveis de formalização com as instituições financeiras, tais compromissos encontram-se igualmente registrados na Controladora.

O saldo com a Copel DIS refere-se ao financiamento da Secretaria do Tesouro Nacional - STN, repassado com a mesma incidência de encargos assumidos pela Companhia (NE nº 22) e apresentado como obrigações por empréstimos e financiamentos na Copel DIS.

## 16 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
<b>Fiscais</b>	<b>122.422</b>	<b>131.791</b>	<b>351.402</b>	<b>369.423</b>
<b>Trabalhistas</b>	<b>175</b>	<b>49</b>	<b>85.187</b>	<b>84.908</b>
<b>Cíveis</b>				
Cíveis	-	-	53.260	63.484
Servidões de passagem	-	-	5.076	3.280
Consumidores	-	-	1.897	1.861
			<b>60.233</b>	<b>68.625</b>
<b>Outros</b>	<b>1.622</b>	<b>-</b>	<b>7.368</b>	<b>5.334</b>
	<b>124.219</b>	<b>131.840</b>	<b>504.190</b>	<b>528.290</b>

## 17 Investimentos

### 17.1 Mutações dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2019	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Saldo em 31.12.2019
<b>Controladas</b>							
Copel GeT	8.911.964	1.310.280	(25.539)	-	-	(447.000)	9.749.705
Copel DIS	5.908.755	701.393	(86.837)	-	-	(511.065)	6.012.246
Copel TEL	638.873	(151.040)	(9.905)	232.200	-	-	710.128
Copel REN	28.749	586	(160)	-	-	-	29.175
Copel Energia	83.468	135.306	(948)	25.385	-	(88)	243.123
UEG Araucária (17.2)	74.132	(20.166)	(1.192)	11.320	-	-	64.094
Compagás (17.2)	221.654	88.216	(651)	-	-	(24.472)	284.747
Elejor (17.2)	37.785	18.288	-	-	-	(26.071)	30.002
Elejor - direito de concessão	13.008	-	-	-	(754)	-	12.254
	<b>15.918.388</b>	<b>2.082.863</b>	<b>(125.232)</b>	<b>268.905</b>	<b>(754)</b>	<b>(1.008.696)</b>	<b>17.135.474</b>
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>							
Voltaia São Miguel do Gostoso I (17.3)	110.568	(3.409)	-	2.940	-	-	110.099
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.405	-	-	-	(367)	-	10.038
	<b>120.973</b>	<b>(3.409)</b>	<b>-</b>	<b>2.940</b>	<b>(367)</b>	<b>-</b>	<b>120.137</b>
<b>Coligadas</b>							
Dona Francisca Energética (17.4)	29.144	9.853	-	-	-	(10.574)	28.423
Outras	2.062	1	-	123	-	-	2.186
	<b>31.206</b>	<b>9.854</b>	<b>-</b>	<b>123</b>	<b>-</b>	<b>(10.574)</b>	<b>30.609</b>
	<b>16.070.567</b>	<b>2.089.308</b>	<b>(125.232)</b>	<b>271.968</b>	<b>(1.121)</b>	<b>(1.019.270)</b>	<b>17.286.220</b>

Controladora	Saldo em 1º.01.2018	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Efeito dos novos CPCs	Outros	Saldo em 31.12.2018
<b>Controladas</b>										
Copel GeT	8.409.370	884.568	(17.608)	237.000	-	-	(466.950)	(148.215)	13.799	8.911.964
Copel DIS	5.452.703	376.783	(21.897)	221.390	-	-	(104.381)	(15.843)	-	5.908.755
Copel TEL	483.195	24.449	1.270	147.125	-	-	(16.300)	(866)	-	638.873
Copel REN	28.579	33	137	-	-	-	-	-	-	28.749
Copel Energia	133.511	(4.838)	(305)	100	(45.000)	-	-	-	-	83.468
UEG Araucária (17.2)	89.240	(15.171)	63	-	-	-	-	-	-	74.132
Compagás (17.2)	202.857	30.405	95	-	-	-	(11.703)	-	-	221.654
Elejor (17.2)	43.208	53.432	-	-	-	-	(58.855)	-	-	37.785
Elejor - direito de concessão	13.762	-	-	-	-	(754)	-	-	-	13.008
	<b>14.856.425</b>	<b>1.349.661</b>	<b>(38.245)</b>	<b>605.615</b>	<b>(45.000)</b>	<b>(754)</b>	<b>(658.189)</b>	<b>(164.924)</b>	<b>13.799</b>	<b>15.918.388</b>
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>										
Voltaia São Miguel do Gostoso I (17.3)	74.998	(3.964)	-	39.534	-	-	-	-	-	110.568
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.773	-	-	-	-	(368)	-	-	-	10.405
Paraná Gás	3	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>85.774</b>	<b>(3.967)</b>	<b>-</b>	<b>39.534</b>	<b>-</b>	<b>(368)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>120.973</b>
<b>Coligadas</b>										
Dona Francisca Energética (17.4)	29.821	9.989	-	-	-	-	(10.666)	-	-	29.144
Foz do Chopim Energética (17.4)	13.084	715	-	-	-	-	-	(13.799)	-	-
Outras (a)	2.503	(23)	-	9	-	-	-	-	(427)	2.062
	<b>45.408</b>	<b>10.681</b>	<b>-</b>	<b>9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(10.666)</b>	<b>-</b>	<b>(14.226)</b>	<b>31.206</b>
	<b>14.987.607</b>	<b>1.356.375</b>	<b>(38.245)</b>	<b>645.158</b>	<b>(45.000)</b>	<b>(1.122)</b>	<b>(668.855)</b>	<b>(164.924)</b>	<b>(427)</b>	<b>16.070.567</b>

(a) R\$ 427 decorrente da alienação da coligada Dois Saltos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Ltda. em dezembro de 2018.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2019	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Transfe- rências	Saldo em 31.12.2019
<b>Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)</b>								
Voltaíia São Miguel do Gostoso I	110.568	(3.409)	2.940	-	-	-	-	110.099
Voltaíia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.405	-	-	-	(367)	-	-	10.038
Caiuá	74.639	4.800	-	-	-	(1.127)	-	78.312
Integração Maranhense	129.684	11.316	-	-	-	(2.284)	-	138.716
Matrinchá	673.216	48.634	-	-	-	(10.323)	-	711.527
Guaraciaba	356.941	18.312	-	(34.300)	-	(3.876)	-	337.077
Paranaíba	160.584	16.375	-	-	-	(2.986)	-	173.973
Mata de Santa Genebra	484.262	(41.716)	130.811	-	-	-	-	573.357
Cantareira	317.523	28.031	-	-	-	(7.286)	-	338.268
	<b>2.317.822</b>	<b>82.343</b>	<b>133.751</b>	<b>(34.300)</b>	<b>(367)</b>	<b>(27.882)</b>	-	<b>2.471.367</b>
<b>Coligadas</b>								
Dona Francisca Energética (17.4)	29.144	9.853	-	-	-	(10.574)	-	28.423
Foz do Chopim Energética (17.4)	8.227	13.924	-	-	-	(9.976)	-	12.175
Dominó Holdings	2.442	(280)	-	(735)	-	(1.181)	-	246
Outras	9.115	917	123	-	-	-	-	10.155
	<b>48.928</b>	<b>24.414</b>	<b>123</b>	<b>(735)</b>	-	<b>(21.731)</b>	-	<b>50.999</b>
<b>Propriedades para investimento</b>	<b>1.342</b>	-	-	-	<b>(5)</b>	-	<b>(524)</b>	<b>813</b>
<b>Adiantamento para aquisição de investimento (NE nº 1.2.1)</b>	<b>142</b>	-	<b>133.597</b>	-	-	-	<b>(133.739)</b>	-
	<b>2.368.234</b>	<b>106.757</b>	<b>267.471</b>	<b>(35.035)</b>	<b>(372)</b>	<b>(49.613)</b>	<b>(134.263)</b>	<b>2.523.179</b>

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Efeito dos novos CPCs (17.1.1)	Outros (a)	Saldo em 31.12.2018
<b>Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)</b>									
Voltaíia São Miguel do Gostoso I	74.998	(3.964)	39.534	-	-	-	-	-	110.568
Voltaíia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.773	-	-	-	(368)	-	-	-	10.405
Paraná Gás	3	(3)	-	-	-	-	-	-	-
Costa Oeste (NE nº 1.2)	33.646	3.041	-	-	-	-	-	(36.687)	-
Marumbi (NE nº 1.2)	85.341	6.971	-	-	-	-	-	(92.312)	-
Transmissora Sul Brasileira (NE nº 1.2)	64.360	1.161	-	-	-	-	-	(65.521)	-
Caiuá	56.037	5.034	-	-	-	(1.324)	14.892	-	74.639
Integração Maranhense	113.401	9.238	-	-	-	(2.022)	9.067	-	129.684
Matrinchá	835.819	50.411	-	-	-	(9.131)	(203.883)	-	673.216
Guaraciaba	418.320	35.321	-	-	-	(4.328)	(92.372)	-	356.941
Paranaíba	162.273	(16.510)	-	-	-	(2.976)	17.797	-	160.584
Mata de Santa Genebra	459.374	(2.541)	48.096	-	-	3.264	(23.931)	-	484.262
Cantareira	200.018	24.564	-	(35.280)	-	(1.461)	129.682	-	317.523
	<b>2.514.363</b>	<b>112.723</b>	<b>87.630</b>	<b>(35.280)</b>	<b>(368)</b>	<b>(17.978)</b>	<b>(148.748)</b>	<b>(194.520)</b>	<b>2.317.822</b>
<b>Coligadas</b>									
Dona Francisca Energética (17.4)	29.821	9.989	-	-	-	(10.666)	-	-	29.144
Foz do Chopim Energética (17.4)	13.084	13.214	-	-	-	(18.071)	-	-	8.227
Dominó Holdings	2.457	(15)	-	-	-	-	-	-	2.442
Outras	9.556	(23)	9	-	-	-	-	(427)	9.115
	<b>54.918</b>	<b>23.165</b>	<b>9</b>	-	-	<b>(28.737)</b>	-	<b>(427)</b>	<b>48.928</b>
<b>Propriedades para investimento</b>	<b>1.362</b>	-	-	-	<b>(5)</b>	-	-	<b>(15)</b>	<b>1.342</b>
<b>Outros investimentos</b>	-	-	<b>142</b>	-	-	-	-	-	<b>142</b>
	<b>2.570.643</b>	<b>135.888</b>	<b>87.781</b>	<b>(35.280)</b>	<b>(373)</b>	<b>(46.715)</b>	<b>(148.748)</b>	<b>(194.962)</b>	<b>2.368.234</b>

(a) Do total, R\$ 36.687 e R\$ 92.312 referem-se a investimentos que passaram a ser Controladas; R\$ 65.521 referem-se a alienação do investimento; R\$ 427 decorrem da alienação da coligada Dois Saltos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Ltda.; e R\$ 15 refere-se a transferência para Outros créditos.

### 17.1.1 Adoção inicial do CPC 47/ IFRS 15

Até 31.12.2017, os Empreendimentos controlados em conjunto da Copel classificavam a infraestrutura de transmissão como ativo financeiro sob o escopo do ICPC 01 (R1)/IFRIC 12, mensurado ao custo amortizado. As Companhias reconheciam uma taxa de remuneração durante o período de construção, que era remensurada após a entrada em operação comercial, de acordo com os investimentos realizados, e ficava fixa até o final da concessão.

A partir da adoção inicial do CPC 47/ IFRS 15, com a definição da remuneração fixa no início do projeto, todas as variações ocorridas no período de construção passaram a ser imediatamente reconhecidas no resultado e não mais diluídas ao longo do tempo remanescente do contrato.

O ajuste no patrimônio líquido da Copel em 1º.01.2018, decorrente da remensuração do ativo de contrato de suas investidas, foi de R\$ 148.748, reconhecido por meio de equivalência patrimonial. Na transição, a Copel e suas investidas optaram por adotar a norma na data da aplicação inicial como ajuste ao saldo de abertura, em conta do patrimônio líquido, considerando somente os contratos abertos anteriores à data de aplicação, conforme previsto no Apêndice C do CPC 47, em seus itens C3 (b) e C7.

## 17.2 Controladas com participação de não controladores

### 17.2.1 Informações financeiras resumidas

	Compagás		Elejor		UEG Araucária	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
<b>ATIVO</b>	<b>904.993</b>	<b>675.286</b>	<b>625.154</b>	<b>652.175</b>	<b>421.533</b>	<b>436.137</b>
Ativo circulante	313.896	204.725	80.079	80.990	80.788	33.573
Ativo não circulante	591.097	470.561	545.075	571.185	340.745	402.564
<b>PASSIVO</b>	<b>904.993</b>	<b>675.286</b>	<b>625.154</b>	<b>652.175</b>	<b>421.533</b>	<b>436.137</b>
Passivo circulante	236.190	133.769	85.647	124.880	91.066	42.185
Passivo não circulante	110.475	106.900	496.648	473.318	14.727	23.290
Patrimônio líquido	558.328	434.617	42.859	53.977	315.740	370.662
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>						
Receita operacional líquida	866.884	588.532	218.421	293.942	52.216	524
Custos e despesas operacionais	(662.306)	(515.594)	(86.237)	(89.931)	(131.596)	(94.970)
Resultado financeiro	43.186	(2.411)	(92.728)	(89.301)	832	2.275
Equivalência patrimonial	-	-	-	-	916	-
Tributos	(74.791)	(10.909)	(13.331)	(38.379)	(22.703)	16.316
<b>Lucro (prejuízo) do exercício</b>	<b>172.973</b>	<b>59.618</b>	<b>26.125</b>	<b>76.331</b>	<b>(100.335)</b>	<b>(75.855)</b>
Outros resultados abrangentes	(1.277)	187	-	-	132	-
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<b>171.696</b>	<b>59.805</b>	<b>26.125</b>	<b>76.331</b>	<b>(100.203)</b>	<b>(75.855)</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA</b>						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	54.760	66.017	51.839	127.108	(57.585)	(26.980)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(17.531)	(15.961)	(314)	(2.659)	(1.945)	(2.768)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	14.312	(43.980)	(56.533)	(119.468)	45.133	-
<b>TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>51.541</b>	<b>6.076</b>	<b>(5.008)</b>	<b>4.981</b>	<b>(14.397)</b>	<b>(29.748)</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	90.155	84.079	42.886	37.905	21.516	51.264
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	141.696	90.155	37.878	42.886	7.119	21.516
<b>VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>51.541</b>	<b>6.076</b>	<b>(5.008)</b>	<b>4.981</b>	<b>(14.397)</b>	<b>(29.748)</b>

### 17.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participa�o no capital social	Compagás: 49%	Elejor: 30%	UEG Araucária: 18,80%	Consolidado
<b>Em 1<sup>o</sup>.01.2018</b>	<b>194.901</b>	<b>18.518</b>	<b>89.242</b>	<b>302.661</b>
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	29.213	22.899	(15.171)	36.941
Outros resultados abrangentes	91	-	63	154
Dividendos propostos	(11.243)	(25.224)	-	(36.467)
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>212.962</b>	<b>16.193</b>	<b>74.134</b>	<b>303.289</b>
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	84.758	7.838	(19.673)	72.923
Outros resultados abrangentes	(626)	-	25	(601)
Delibera�o do dividendo adicional proposto	-	(3.335)	-	(3.335)
Dividendos	(23.514)	(7.838)	-	(31.352)
Ganho com varia�o de participa�o em Controlada	-	-	4.874	4.874
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>273.580</b>	<b>12.858</b>	<b>59.360</b>	<b>345.798</b>

### 17.3 Saldos integrais dos grupos de ativo, passivo e resultado e participa o nos compromissos e passivos contingentes dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Voltalia	Caiu�	Integra�o Maranhense	Matrinch�	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
<b>Saldos em 31.12.2019</b>								
<b>ATIVO</b>	<b>226.898</b>	<b>271.409</b>	<b>486.305</b>	<b>2.295.925</b>	<b>1.318.517</b>	<b>1.625.008</b>	<b>2.482.326</b>	<b>1.496.577</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>3.664</b>	<b>30.472</b>	<b>59.466</b>	<b>301.722</b>	<b>150.875</b>	<b>178.558</b>	<b>268.381</b>	<b>182.971</b>
Caixa e equivalentes de caixa	1.494	3.968	6.570	85.293	44.805	20.338	48.395	60.252
Outros ativos circulantes	2.170	26.504	52.896	216.429	106.070	158.220	219.986	122.719
<b>Ativo não circulante</b>	<b>223.234</b>	<b>240.937</b>	<b>426.839</b>	<b>1.994.203</b>	<b>1.167.642</b>	<b>1.446.450</b>	<b>2.213.945</b>	<b>1.313.606</b>
<b>PASSIVO</b>	<b>226.898</b>	<b>271.409</b>	<b>486.305</b>	<b>2.295.925</b>	<b>1.318.517</b>	<b>1.625.008</b>	<b>2.482.326</b>	<b>1.496.577</b>
<b>Passivo circulante</b>	<b>2.206</b>	<b>28.892</b>	<b>77.116</b>	<b>166.430</b>	<b>84.863</b>	<b>104.065</b>	<b>129.810</b>	<b>72.907</b>
Passivos financeiros	-	7.584	13.468	82.665	33.102	60.399	93.643	48.619
Outros passivos circulantes	2.206	21.308	63.648	83.765	51.761	43.666	36.167	24.288
<b>Passivo não circulante</b>	<b>-</b>	<b>82.699</b>	<b>126.095</b>	<b>677.398</b>	<b>545.742</b>	<b>810.847</b>	<b>1.208.089</b>	<b>733.326</b>
Passivos financeiros	-	49.958	78.350	624.779	461.353	580.451	1.208.089	507.775
Outros passivos não circulantes	-	32.741	47.745	52.619	84.389	230.396	-	225.551
<b>Patrim�nio líquido</b>	<b>224.692</b>	<b>159.818</b>	<b>283.094</b>	<b>1.452.097</b>	<b>687.912</b>	<b>710.096</b>	<b>1.144.427</b>	<b>690.344</b>
<b>DEMONSTRA�O DO RESULTADO</b>								
Receita operacional líquida	-	25.180	44.264	250.188	111.912	198.573	357.522	138.259
Custos e despesas operacionais	(111)	(5.481)	(5.672)	(70.886)	(29.067)	(30.560)	(384.228)	(5.360)
Resultado financeiro	146	(4.557)	(6.594)	(59.794)	(42.548)	(54.154)	(99.186)	(46.190)
Equival�ncia patrimonial	(7.080)	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	(5)	(5.348)	(8.904)	(33.103)	(2.926)	(47.024)	42.627	(29.498)
<b>Lucro (prejuízo) do exercício</b>	<b>(7.050)</b>	<b>9.794</b>	<b>23.094</b>	<b>86.405</b>	<b>37.371</b>	<b>66.835</b>	<b>(83.265)</b>	<b>57.211</b>
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<b>(7.050)</b>	<b>9.794</b>	<b>23.094</b>	<b>86.405</b>	<b>37.371</b>	<b>66.835</b>	<b>(83.265)</b>	<b>57.211</b>
Participa�o no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	110.099	78.312	138.716	711.527	337.077	173.973	573.357	338.268

	Voltaíia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchá	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
<b>Saldos em 31.12.2018</b>								
<b>ATIVO</b>	<b>227.867</b>	<b>261.951</b>	<b>465.801</b>	<b>2.199.434</b>	<b>1.295.670</b>	<b>1.574.846</b>	<b>2.365.160</b>	<b>1.443.693</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>2.344</b>	<b>26.471</b>	<b>47.347</b>	<b>326.557</b>	<b>229.693</b>	<b>165.072</b>	<b>202.253</b>	<b>161.328</b>
Caixa e equivalentes de caixa	205	1.128	1	116.634	136.191	13.931	19.568	301
Outros ativos circulantes	2.139	25.343	47.346	209.923	93.502	151.141	182.685	161.027
<b>Ativo não circulante</b>	<b>225.523</b>	<b>235.480</b>	<b>418.454</b>	<b>1.872.877</b>	<b>1.065.977</b>	<b>1.409.774</b>	<b>2.162.907</b>	<b>1.282.365</b>
<b>PASSIVO</b>	<b>227.867</b>	<b>261.951</b>	<b>465.801</b>	<b>2.199.434</b>	<b>1.295.670</b>	<b>1.574.846</b>	<b>2.365.160</b>	<b>1.443.693</b>
<b>Passivo circulante</b>	<b>2.216</b>	<b>24.955</b>	<b>73.856</b>	<b>137.627</b>	<b>79.701</b>	<b>104.599</b>	<b>124.606</b>	<b>60.964</b>
Passivos financeiros	-	7.615	13.228	70.192	27.950	55.968	33.964	46.329
Outros passivos circulantes	2.216	17.340	60.628	67.435	51.751	48.631	90.642	14.635
<b>Passivo não circulante</b>	<b>-</b>	<b>84.672</b>	<b>127.284</b>	<b>687.897</b>	<b>487.520</b>	<b>814.798</b>	<b>1.273.962</b>	<b>734.724</b>
Passivos financeiros	-	57.028	91.342	683.316	482.125	612.854	934.650	532.179
Outros passivos não circulantes	-	27.644	35.942	4.581	5.395	201.944	339.312	202.545
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>225.651</b>	<b>152.324</b>	<b>264.661</b>	<b>1.373.910</b>	<b>728.449</b>	<b>655.449</b>	<b>966.592</b>	<b>648.005</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>								
Receita operacional líquida	-	25.129	42.379	272.103	181.665	(14.331)	514.591	195.441
Custos e despesas operacionais	(103)	(4.785)	(7.732)	(47.771)	(27.273)	(23.244)	(462.839)	(60.529)
Resultado financeiro	(170)	(5.017)	(7.817)	(61.910)	(35.036)	(57.977)	(59.507)	(58.402)
Equivalência patrimonial	(7.815)	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	(5.053)	(7.974)	(59.544)	(47.273)	28.163	2.685	(26.379)
<b>Lucro (prejuízo) do exercício</b>	<b>(8.088)</b>	<b>10.274</b>	<b>18.856</b>	<b>102.878</b>	<b>72.083</b>	<b>(67.389)</b>	<b>(5.070)</b>	<b>50.131</b>
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Resultado abrangente total</b>	<b>(8.088)</b>	<b>10.274</b>	<b>18.856</b>	<b>102.878</b>	<b>72.083</b>	<b>(67.389)</b>	<b>(5.070)</b>	<b>50.131</b>
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	110.568	74.639	129.684	673.216	356.941	160.584	484.262	317.523

Em 31.12.2019, a participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 5.936 (R\$ 81.263 em 31.12.2018) e nos passivos contingentes equivale a R\$ 89.688 (R\$ 40.324 em 31.12.2018).

#### 17.4 Saldos integrais dos grupos de ativo, passivo e resultado e participação nos passivos contingentes das principais coligadas

	Dona Francisca		Foz do Chopim	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
<b>ATIVO</b>	<b>130.883</b>	<b>134.141</b>	<b>61.635</b>	<b>106.736</b>
Ativo circulante	13.406	12.493	31.054	73.786
Ativo não circulante	117.477	121.648	30.581	32.950
<b>PASSIVO</b>	<b>130.883</b>	<b>134.141</b>	<b>61.635</b>	<b>106.736</b>
Passivo circulante	4.344	4.231	2.354	57.603
Passivo não circulante	3.118	3.361	25.243	26.133
Patrimônio líquido	123.421	126.549	34.038	23.000
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>				
Receita operacional líquida	70.717	70.716	56.929	46.479
Custos e despesas operacionais	(25.957)	(25.268)	(16.278)	(2.020)
Resultado financeiro	475	366	621	(638)
Provisão para IR e CSLL	(2.454)	(2.446)	(2.346)	(6.880)
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>42.781</b>	<b>43.368</b>	<b>38.926</b>	<b>36.941</b>
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<b>42.781</b>	<b>43.368</b>	<b>38.926</b>	<b>36.941</b>
Participação na coligada - %	23,0303	23,0303	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	28.423	29.144	12.175	8.227

Em 31.12.2019, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 78.793 (R\$ 61.341 em 31.12.2018).

## 18 Imobilizado

A Companhia e suas controladas registram no ativo imobilizado os bens utilizados nas instalações administrativas e comerciais, para geração de energia elétrica e para os serviços de telecomunicações. Ressalta-se que os investimentos em transmissão e distribuição de energia elétrica e distribuição de gás canalizado são registrados como ativos de contrato, ativo financeiro e/ou ativo intangível conforme o CPC 04/IAS 38, CPC 47/IFRS 15, e ICPC 01/IFRIC 12 (NE n<sup>os</sup> 4.4, 4.5 e 4.9).

Na adoção inicial das IFRS, os ativos imobilizados foram avaliados ao valor justo com reconhecimento de seu custo atribuído.

De acordo com a regulamentação referente às concessões de serviços públicos de energia elétrica e das autorizações dos produtores independentes, os bens e instalações utilizados principalmente na geração de energia elétrica são vinculados ao serviço concedido, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução Normativa Aneel n<sup>o</sup> 691/2015, todavia, disciplinou a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica e de produtor independente, 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.

## 18.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	31.12.2019			31.12.2018		
	Custo	Depreciação acumulada		Custo	Depreciação acumulada	
<b>Em serviço</b>						
Reservatórios, barragens, adutoras	8.082.238	(4.405.546)	3.676.692	6.643.087	(4.216.613)	2.426.474
Máquinas e equipamentos	8.875.458	(2.871.568)	6.003.890	5.648.292	(2.674.150)	2.974.142
Edificações	1.962.033	(1.054.009)	908.024	1.500.990	(1.021.783)	479.207
Terrenos	490.071	(27.651)	462.420	375.286	(18.184)	357.102
Veículos e aeronaves	47.960	(44.876)	3.084	47.744	(41.978)	5.766
Móveis e utensílios	22.415	(14.466)	7.949	22.057	(12.642)	9.415
(-) <i>Impairment</i> (18.7 e 18.8)	(1.042.499)	-	(1.042.499)	(3.489)	-	(3.489)
(-) Obrigações especiais	(78)	35	(43)	(68)	27	(41)
	<b>18.437.598</b>	<b>(8.418.081)</b>	<b>10.019.517</b>	<b>14.233.899</b>	<b>(7.985.323)</b>	<b>6.248.576</b>
<b>Em curso</b>						
Custo	700.172	-	700.172	5.789.780	-	5.789.780
(-) <i>Impairment</i> (18.7 e 18.8)	(127.586)	-	(127.586)	(1.197.693)	-	(1.197.693)
	<b>572.586</b>	<b>-</b>	<b>572.586</b>	<b>4.592.087</b>	<b>-</b>	<b>4.592.087</b>
	<b>19.010.184</b>	<b>(8.418.081)</b>	<b>10.592.103</b>	<b>18.825.986</b>	<b>(7.985.323)</b>	<b>10.840.663</b>

## 18.2 Mutações do imobilizado

Consolidado	Saldo em	Aquisições/ <i>Impairment</i>	Depreciação	Baixas	Transfe- rências	Saldo em
	1º.01.2019					31.12.2019
<b>Em serviço</b>						
Reservatórios, barragens, adutoras	2.426.474	-	(188.334)	(42)	1.438.594	3.676.692
Máquinas e equipamentos	2.974.142	-	(409.571)	(141.902)	3.581.221	6.003.890
Edificações	479.207	-	(52.330)	-	481.147	908.024
Terrenos	357.102	-	(9.466)	(463)	115.247	462.420
Veículos e aeronaves	5.766	-	(3.482)	(128)	928	3.084
Móveis e utensílios	9.415	-	(2.007)	(9)	550	7.949
(-) <i>Impairment</i> (18.7 e 18.8)	(3.489)	61.112	-	-	(1.100.122)	(1.042.499)
(-) Obrigações especiais	(41)	-	8	-	(10)	(43)
	<b>6.248.576</b>	<b>61.112</b>	<b>(665.182)</b>	<b>(142.544)</b>	<b>4.517.555</b>	<b>10.019.517</b>
<b>Em curso</b>						
Custo	5.789.780	551.162	-	(15.540)	(5.625.230)	700.172
(-) <i>Impairment</i> (18.7 e 18.8)	(1.197.693)	(30.015)	-	-	1.100.122	(127.586)
	<b>4.592.087</b>	<b>521.147</b>	<b>-</b>	<b>(15.540)</b>	<b>(4.525.108)</b>	<b>572.586</b>
	<b>10.840.663</b>	<b>582.259</b>	<b>(665.182)</b>	<b>(158.084)</b>	<b>(7.553)</b>	<b>10.592.103</b>

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transfe- rências	Saldo em 31.12.2018
<b>Em serviço</b>						
Reservatórios, barragens, adutoras	2.566.727	-	(144.991)	(1)	4.739	2.426.474
Máquinas e equipamentos	2.665.935	-	(199.846)	(61.959)	570.012	2.974.142
Edificações	510.923	-	(35.932)	(500)	4.716	479.207
Terrenos	262.378	-	(2.897)	(83)	97.704	357.102
Veículos e aeronaves	10.342	-	(4.484)	(392)	300	5.766
Móveis e utensílios	5.514	-	(1.171)	(24)	5.096	9.415
(-) Impairment	(4.986)	1.497	-	-	-	(3.489)
(-) Obrigações especiais	(38)	-	9	-	(12)	(41)
	<b>6.016.795</b>	<b>1.497</b>	<b>(389.312)</b>	<b>(62.959)</b>	<b>682.555</b>	<b>6.248.576</b>
<b>Em curso</b>						
Custo	5.023.013	1.455.318	-	(5.491)	(683.060)	5.789.780
(-) Impairment	(1.210.358)	12.665	-	-	-	(1.197.693)
	<b>3.812.655</b>	<b>1.467.983</b>	<b>-</b>	<b>(5.491)</b>	<b>(683.060)</b>	<b>4.592.087</b>
	<b>9.829.450</b>	<b>1.469.480</b>	<b>(389.312)</b>	<b>(68.450)</b>	<b>(505)</b>	<b>10.840.663</b>

### 18.3 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no exercício de 2019 totalizaram R\$ 4.295, à taxa média de 0,11% a.a. (R\$ 4.229, à taxa média de 0,11% a.a., em 2018).

### 18.4 UHE Colíder

Em 09.03.2019, 07.05.2019 e 21.12.2019, entraram em operação comercial, respectivamente, as três unidades geradoras da usina, conforme Despachos Aneel nºs 673/2019, 1.273/2019 e 3.648/2019, todas com 100 MW de potência instalada.

Em decorrência de caso fortuito e de força maior a usina atrasou sua operação comercial, inicialmente prevista para janeiro de 2015. A Copel GeT protocolou na Aneel pedido de excludente de responsabilidade, para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia vendida fosse postergada, o qual foi negado pela agência. A Copel GeT então protocolou, em 18.12.2017, ação ordinária com pedido de tutela antecipada junto ao Poder Judiciário, solicitando a reversão da decisão da Agência e, em 06.04.2018, o Tribunal Federal da 1ª Região deferiu integralmente a antecipação de tutela recursal requerida pela Copel GeT no Agravo de Instrumento para isentá-la de quaisquer ônus, encargos ou restrições a direito decorrentes do deslocamento do cronograma de implantação da UHE Colíder.

A energia contratada da usina é de 125 MW médios, sendo que no período entre 1º.01.2019 e 31.12.2019 a garantia física apurada representa 109,22 MW médios, tendo em vista o início parcial da operação comercial, ocorrido a partir de março de 2019. Para os períodos anteriores o contrato foi cumprido conforme descrito a seguir:

- de janeiro de 2015 a maio de 2016, com entrega da energia suspensa em decorrência da liminar obtida pela Administração;
- em junho de 2016, com redução parcial por meio de acordo bilateral;

- de julho de 2016 a dezembro de 2018, com redução da totalidade dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs, por meio de acordo bilateral, e com participação no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova - MCS-D-EN; e
- de janeiro a março de 2019, os contratos firmados em ambiente regulado passaram a estar vigentes novamente, no entanto a entrega de energia continuou suspensa, tendo em vista a liminar obtida pela Administração.

Em virtude do não julgamento do mérito da ação, foram reconhecidos no resultado até 31.12.2019 os efeitos contratuais tanto da receita, quanto do custo da energia para cobertura de seu lastro.

### 18.5 Operações em conjunto - consórcios

Os valores registrados no imobilizado referentes às participações da Copel GeT em consórcios estão demonstrados a seguir:

Empreendimento	Participação (%) Copel GeT	Taxa média anual de depreciação (%)	31.12.2019	31.12.2018
<b>UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá</b>				
<b>Consórcio Energético Cruzeiro do Sul</b>	<b>51,0</b>			
Em serviço			859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada		3,43	(206.000)	(176.546)
Em curso			16.789	22.738
			<b>670.706</b>	<b>706.109</b>
<b>UHE Baixo Iguaçu (18.5.1)</b>	<b>30,0</b>			
Em serviço			692.593	-
(-) Depreciação Acumulada		3,27	(19.038)	-
Em curso			49.240	717.599
			<b>722.795</b>	<b>717.599</b>
			<b>1.393.501</b>	<b>1.423.708</b>

#### 18.5.1 Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi

A Copel detém 30% de participação no Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi. O consórcio tem o objetivo de construir e explorar o empreendimento denominado Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, com potência instalada de 350,2 MW e garantia física de 171,3 MW médios localizado no Rio Iguaçu, entre os Municípios de Capanema e de Capitão Leônidas Marques, e entre a UHE Governador José Richa e o Parque Nacional do Iguaçu, no Estado do Paraná. A usina encontra-se 100% em operação comercial, tendo o início da geração comercial das unidades 1 e 2 ocorrido em fevereiro de 2019 e da unidade 3 em abril de 2019.

### 18.6 Construção do empreendimento eólico Cutia

O empreendimento eólico Cutia, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, está dividido em dois grandes complexos:

- Complexo Cutia, composto por sete parques eólicos (Guajiru, Jangada, Potiguar, Cutia, Maria Helena, Esperança do Nordeste e Paraíso dos Ventos do Nordeste), com 180,6 MW de capacidade total instalada e 71,4 MW médios de garantia física. O complexo conta com 86 aerogeradores, todos em operação comercial.
- Complexo Bento Miguel: composto por seis parques eólicos (São Bento do Norte I, São Bento do Norte II, São Bento do Norte III, São Miguel I, São Miguel II e São Miguel III) com 132,3 MW de capacidade total instalada e 54,8 MW médios de garantia física. O complexo conta com 63 aerogeradores, todos em operação comercial.

### **18.7 Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (*impairment*) de ativos do segmento de geração**

A partir de indicativos prévios de *impairment*, de premissas representativas das melhores estimativas da Administração da Companhia, da metodologia prevista no Pronunciamento Técnico CPC 01 (R1) e da mensuração do valor em uso foram testadas as unidades geradoras de caixa do segmento geração.

O cálculo do valor em uso baseou-se em fluxos de caixa operacionais descontados pelo horizonte das concessões, mantendo-se as atuais condições comerciais da companhia. A taxa utilizada para descontar o fluxo de caixa foi definida a partir da metodologia WACC (Custo Médio Ponderado de Capital) e CAPM (Modelo de Precificação de Ativos) para o negócio geração, considerando os parâmetros tradicionais e usualmente utilizados no mercado.

Referências internas como o orçamento aprovado pela Companhia, dados históricos ou passados, atualização do cronograma de obras e montante de investimentos para empreendimentos em curso, embasam a definição de premissas chaves pela Administração. No mesmo contexto, referências externas como o nível de consumo de energia elétrica, crescimento da atividade econômica no país e a disponibilidade de recursos hídricos subsidiam as principais informações dos fluxos de caixa estimados.

Cabe observar que as diversas premissas utilizadas pela Administração na determinação dos fluxos de caixa futuros podem ser afetadas por eventos incertos, o que pode gerar oscilações nos resultados. Mudanças no modelo político e econômico, por exemplo, podem resultar em alta na projeção do risco-país, elevando as taxas de desconto utilizadas nos testes.

De forma geral, os testes contemplaram as seguintes premissas chaves:

- Crescimento compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;
- Taxas de desconto após os impostos, específica para o segmento testado, obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- Receitas projetadas de acordo com os contratos vigentes, sem previsão de renovação da concessão/autorização; e
- Despesas segregadas por unidade geradora de caixa, projetadas a partir do orçamento aprovado pela Companhia.

A Companhia tratou como unidades geradoras de caixa independentes todos os seus empreendimentos de geração.

Em 31.12.2019, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	Impairment	
UHE Colíder	2.473.886	(75.917)	(777.294)	1.620.675
Complexo Eólico Cutia	1.253.371	(59.214)	(54.104)	1.140.053
Consórcio Tapajós (a)	14.464	-	(14.464)	-
Usinas no Paraná	970.923	(53.762)	(237.576)	679.585
	<b>4.712.644</b>	<b>(188.893)</b>	<b>(1.083.438)</b>	<b>3.440.313</b>

(a) Projeto em desenvolvimento

Em 2018 e 2019 o saldo de *impairment* sofreu as seguintes movimentações:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Impairment	Saldo em 1º.01.2019	Impairment	Transferência	Saldo em 31.12.2019
<b>Em serviço</b>						
UHE Colíder (18.7.1)	-	-	-	(45.547)	(731.747)	(777.294)
Complexo Eólico Cutia (18.7.2)	-	-	-	114.144	(168.248)	(54.104)
Complexo Eólico Bento Miguel (18.7.2)	-	-	-	87.370	(87.370)	-
Usinas no Paraná (18.7.3)	(4.986)	1.497	(3.489)	(13.534)	(112.756)	(129.779)
	<b>(4.986)</b>	<b>1.497</b>	<b>(3.489)</b>	<b>142.433</b>	<b>(1.100.121)</b>	<b>(961.177)</b>
<b>Em curso</b>						
UHE Colíder (18.7.1)	(683.021)	(48.244)	(731.265)	(482)	731.747	-
Complexo Eólico Cutia (18.7.2)	(224.510)	56.635	(167.875)	(373)	168.248	-
Complexo Eólico Bento Miguel (18.7.2)	(98.231)	13.610	(84.621)	(2.749)	87.370	-
Consórcio Tapajós	(14.464)	-	(14.464)	-	-	(14.464)
Usinas no Paraná (18.7.3)	(190.132)	(9.336)	(199.468)	(21.085)	112.756	(107.797)
	<b>(1.210.358)</b>	<b>12.665</b>	<b>(1.197.693)</b>	<b>(24.689)</b>	<b>1.100.121</b>	<b>(122.261)</b>
	<b>(1.215.344)</b>	<b>14.162</b>	<b>(1.201.182)</b>	<b>117.744</b>	<b>-</b>	<b>(1.083.438)</b>

### 18.7.1 UHE Colíder

Em dezembro de 2019, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia e taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante de 5,45% a.a. (em 2018, 5,36% a.a.), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. Em função da postergação da entrada em operação da primeira turbina para março de 2019 (em 2018 considerava fevereiro de 2019), e de alterações nos custos operacionais e CAPEX da usina, foi reconhecida provisão adicional para perdas.

### 18.7.2 Complexos Eólicos Cutia e Bento Miguel

Em dezembro de 2019, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia e taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante de 7,24% a.a. (em 2018, 7,13% a.a.) que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, ajustada para a condição específica de tributação de cada empreendimento.

A reversão observada em ambos os complexos se justifica principalmente pela revisão dos planos de negócio, o que gerou redução de custos operacionais.

### 18.7.3 Usinas no Paraná

Em dezembro de 2019, o cálculo do valor em uso dos ativos de geração no Estado do Paraná considerou: (i) premissas e orçamentos da Companhia; e (ii) taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante de 5,45% a.a. (em 2018, 5,36% a.a.), que derivam da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. Foi reconhecida provisão adicional para perdas em função da: (i) postergação da entrada em operação da usina de Figueira para novembro de 2020, (em 2018 considerava março de 2019); (ii) alterações nos custos operacionais e CAPEX das usinas.

### 18.7.4 Unidades geradoras de caixa que não apresentam *impairment*

As usinas que não sofreram *impairment* tem valor recuperável superior ao valor contábil do ativo imobilizado. A tabela a seguir apresenta a porcentagem em que o valor recuperável (“VR”) excede o valor contábil (“VC”) dos ativos fixos. Além disso, a Companhia realizou análise de sensibilidade aumentando em 5% e 10% a taxa de desconto demonstrada abaixo para avaliação do risco de *impairment* de cada usina.

Unidade geradora de caixa	Taxa de desconto	VR/VC-1	VR/VC-1 (5% Variação)	VR/VC-1 (10% Variação)	Risco de <i>Impairment</i>
<b>Ativos Eólicos</b>					
Complexo Eólico São Bento	7,24%	9,09%	6,77%	4,52%	-
Complexo Eólico Brisa I	7,24%	35,66%	31,89%	28,30%	-
Complexo Eólico Brisa II	7,24%	36,07%	31,69%	27,54%	-
<b>Ativos Térmicos</b>					
UEG Araucária	7,76%	0,00%	-2,04%	-4,01%	11.412
<b>Ativos Hídricos</b>					
Foz do Areia	5,45%	217,22%	215,52%	213,85%	-
Segredo	5,45%	205,09%	200,80%	196,60%	-
Caxias	5,45%	153,49%	149,69%	145,98%	-
Guaricana	5,45%	31,09%	29,82%	28,56%	-
Chaminé	5,45%	80,03%	78,31%	76,62%	-
Apucarantina	5,45%	38,17%	36,77%	35,39%	-
Chopim I	5,45%	151,57%	146,48%	141,55%	-
São Jorge	5,45%	0,40%	-0,46%	-1,31%	44
Mauá	5,45%	83,84%	79,69%	75,68%	-
Cavernoso II	5,45%	17,10%	14,23%	11,47%	-
Bela Vista	5,45%	66,92%	54,22%	42,31%	-
Elejor	7,00%	48,34%	44,52%	40,85%	-

(a) Contempla as usinas GE Boa Vista, GE Farol, GE Olho D'Água e GE São Bento do Norte.

(b) Contempla as usinas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III e Nova Eurus IV.

(c) Contempla as usinas Santa Maria, Santa Helena e Ventos de Santo Uriel.

## **18.8 Imobilizado da Copel Telecomunicações**

A Administração da Companhia monitora continuamente o ambiente de negócio do segmento de telecomunicações com especial atenção à alguns fatores como o aumento de competitividade do setor, o alto grau de investimento necessário para preservação da carteira de clientes e o retorno esperado deste segmento.

Considerando que alguns destes fatores influenciam diretamente nas expectativas de geração de caixa e retorno esperado, somado à decisão da Administração de avaliar a alienação do segmento telecomunicações, inclusive com a contratação recente de assessores para tal fim, a Companhia reavaliou os indicadores de recuperação e consequentemente suas estimativas referentes à capacidade do ativo imobilizado deste segmento em continuar gerando benefício econômico futuro. Diante deste novo ambiente de negócio, a Administração concluiu ser necessária a constituição de perdas estimadas e o reconhecimento de perdas por desativação de equipamentos e serviços, especificamente para alguns grupos de ativos, observando novas informações e também a experiência da Companhia na gestão deste segmento. Em 31.12.2019, foram registrados R\$ 87.399 como perdas estimadas por redução ao valor recuperável de ativos - *impairment* (NE nº 33.4) e R\$ 124.067 referentes à baixas e remensuração dos valores decorrentes de desativação de ativos (NE nº 33.6). Para o cálculo do valor em uso, foram considerados premissas e orçamentos da Companhia e taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante de 6,57% a.a.

## **18.9 Novos empreendimentos em construção**

### **18.9.1 PCH Bela Vista**

Com um investimento estimado em R\$ 200.000, o empreendimento, que tem 29,4 MW de capacidade instalada e garantia física de 18,4 MW médios, será construída no Rio Chopim, nos municípios de São João e Verê, localizados no sudoeste do estado do Paraná.

A participação no leilão A-6 realizado em 31.08.2018 vendeu 14,7 MW médios em contratos regulados ao preço original de R\$ 195,70/MWh. O contrato de venda de energia tem início de suprimento em 1º.01.2024, prazo de 30 anos e reajuste anual pelo IPCA.

As obras tiveram seu início no mês de agosto de 2019, sendo que a entrada em operação das três unidades geradoras está prevista para os meses de fevereiro, março e abril de 2021, respectivamente.

### **18.9.2 Complexo eólico Jandaíra**

Com um investimento estimado em R\$ 400.000, o empreendimento, que tem 90,1 MW de capacidade instalada e garantia física de 47,6 MW médios, será construído nos municípios de Pedra Preta e Jandaíra, no estado do Rio Grande do Norte.

A participação no leilão de geração de energia nova A-6, realizado em 18.10.2019 vendeu 14,4 MW médios em contratos regulados ao preço original de R\$ 98,00/MWh. O contrato de venda de energia tem início de suprimento em 1º.01.2025, prazo de 20 anos e reajuste anual pelo IPCA.

As obras tem previsão de início em maio de 2020, sendo que a entrada em operação do empreendimento está prevista entre maio de 2022 a julho de 2022 de forma escalonada por aerogerador.

### 18.10 Taxas de depreciação

<b>Taxas de depreciação (%)</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
<b>Taxas médias do segmento de geração (18.10.1)</b>		
Equipamento geral	6,33	6,25
Máquinas e equipamentos	3,67	3,56
Geradores	3,38	3,34
Reservatórios, barragens e adutoras	2,50	2,21
Turbina hidráulica	2,89	2,60
Turbinas a gás e a vapor	2,00	2,00
Resfriamento e tratamento de água	4,00	4,00
Condicionador de gás	4,00	4,00
Unidade de geração eólica	5,49	3,71
<b>Taxas médias para ativos da Administração central</b>		
Edificações	3,35	3,35
Máquinas e equipamentos de escritório	6,25	6,25
Móveis e utensílios	6,25	6,25
Veículos	14,29	14,29
<b>Taxas do segmento de telecomunicações (18.10.2)</b>		
Infraestrutura <i>backbone</i>	3% a 5%	3% a 5%
Infraestrutura <i>last mile</i>	17% e 25%	3% a 17%
Demais equipamentos de infraestrutura	7% a 20%	7% a 20%

#### 18.10.1 Ativos com taxas de depreciação limitadas ao prazo de concessão

Os ativos do projeto original das usinas de Mauá, Colíder, Baixo Iguaçu, Cavernoso II e PCH Bela Vista, da Copel GeT, e das usinas Santa Clara e Fundão, da Elejor, são considerados pelo Poder Concedente, sem total garantia de indenização do valor residual ao final do prazo da concessão. Essa interpretação está fundamentada na Lei das Concessões nº 8.987/1995 e no Decreto nº 2.003/1996, que regulamentam a produção de energia elétrica por produtor independente. Dessa forma, a partir da entrada em operação desses ativos, a depreciação é realizada com taxas determinadas pela Aneel, limitadas ao prazo de concessão.

Conforme previsto nos contratos de concessão, os investimentos posteriores e não previstos no projeto original, desde que aprovados pelo Poder Concedente e ainda não amortizados, serão indenizados ao final do prazo das concessões e depreciados com as taxas estabelecidas pela Aneel, a partir da entrada em operação.

### 18.10.2 Ativos do segmento de telecomunicações

Em 2019, a Administração da Companhia julgou necessário reavaliar a estimativa de vida útil dos ativos relacionados diretamente ao atendimento ao cliente (*last mile*). Considerando o novo ambiente de negócio e a movimentação da carteira de clientes, a Administração julgou oportuno revisar as taxas de depreciação, observando de forma mais preponderante a obsolescência comercial, proveniente de mudanças do mercado em que o negócio de telecomunicações está inserido. Neste contexto, as principais alterações impactaram as classes de ativo de máquinas e equipamentos.

As alterações foram tratadas de forma prospectiva a partir de outubro de 2019 e acresceram a quota do exercício de 2019 em aproximadamente R\$ 15.688

## 19 Intangível

Consolidado	31.12.2019	31.12.2018
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (19.1)	5.703.686	5.390.063
Contratos de concessão/autorização de geração (19.2)	582.671	593.852
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (19.3)	-	3.619
Outros intangíveis (19.4)	46.254	41.563
	<b>6.332.611</b>	<b>6.029.097</b>

### 19.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo intangível		Obrigações especiais		Total
	em serviço	em curso	em serviço	em curso	
<b>Em 1º.01.2018</b>	7.907.965	714.446	(2.845.438)	(26.100)	5.750.873
Transferências para ativos de contrato (NE nº 11.1)	-	(714.446)	-	26.100	(688.346)
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	775.701	-	(107.679)	-	668.022
Quotas de amortização - concessão (a)	(431.963)	-	130.388	-	(301.575)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(10.813)	-	-	-	(10.813)
Baixas	(28.098)	-	-	-	(28.098)
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>8.212.792</b>	-	<b>(2.822.729)</b>	-	<b>5.390.063</b>
Incorporações (NE nº 10.1)	2.625	-	(2.550)	-	75
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	771.844	-	(93.164)	-	678.680
Transferências para investimento	(7)	-	-	-	(7)
Transferências para outros créditos	(1.520)	-	-	-	(1.520)
Quotas de amortização - concessão (a)	(461.370)	-	134.864	-	(326.506)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(10.740)	-	-	-	(10.740)
Baixas	(26.359)	-	-	-	(26.359)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>8.487.265</b>	-	<b>(2.783.579)</b>	-	<b>5.703.686</b>

(a) Amortização durante o período de concessão a partir da transferência para intangível em serviço ou da vida útil dos ativos, dos dois o menor.

Em conformidade com a ICPC 01 (R1) Contratos de Concessão, a parcela da infraestrutura que será utilizada durante a concessão foi registrada no ativo intangível, líquida das obrigações especiais.

As obrigações especiais representam os recursos relativos à participação financeira do consumidor, da União, Estados e Municípios, destinados a investimentos em empreendimentos vinculados à concessão, e não são passivos onerosos ou créditos do acionista.

## 19.2 Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização	Total
	em serviço	em curso		
<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>236.443</b>	<b>6.977</b>	<b>375.801</b>	<b>619.221</b>
Outorga Aneel - uso do bem público	-	302	-	302
Combinação de negócios			4.845	4.845
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(17.311)	-	(13.205)	(30.516)
Capitalizações para intangível em serviço	7.279	(7.279)	-	-
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>226.411</b>	<b>-</b>	<b>367.441</b>	<b>593.852</b>
Efeitos de combinações de negócios (NE nº 1.2)	-	-	20.113	20.113
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(16.944)	-	(14.350)	(31.294)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>209.467</b>	<b>-</b>	<b>373.204</b>	<b>582.671</b>

(a) Contempla o saldo de uso do bem público e de repactuação do risco hidrológico.

(b) Amortização durante o período de concessão/autorização a partir do início da operação comercial do empreendimento.

## 19.3 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Consolidado	em serviço	em curso	Total
<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>24.417</b>	<b>19.471</b>	<b>43.888</b>
Transferências para ativos de contrato (NE nº 11.2)	-	(19.471)	(19.471)
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	2.042	-	2.042
Quotas de amortização - concessão	(22.759)	-	(22.759)
Baixas	(81)	-	(81)
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>3.619</b>	<b>-</b>	<b>3.619</b>
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	24.835	-	24.835
Quotas de amortização - concessão	(28.454)	-	(28.454)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

## 19.4 Outros intangíveis

<b>Consolidado</b>	<b>em serviço</b>	<b>em curso</b>	<b>Total</b>
<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>22.693</b>	<b>16.149</b>	<b>38.842</b>
Efeito da aquisição de controle de Costa Oeste e Marumbi	-	37	37
Aquisições	-	7.589	7.589
Transferências do imobilizado	112	1.979	2.091
Capitalizações para intangível em serviço	9.448	(9.448)	-
Quotas de amortização (a)	(6.410)	-	(6.410)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(23)	-	(23)
Baixas	(190)	(373)	(563)
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>25.630</b>	<b>15.933</b>	<b>41.563</b>
Aquisições	-	5.032	5.032
Transferências do imobilizado	(1.471)	10.217	8.746
Capitalizações para intangível em serviço	16.118	(16.118)	-
Quotas de amortização (a)	(8.646)	-	(8.646)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(11)	-	(11)
Baixas	-	(430)	(430)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>31.620</b>	<b>14.634</b>	<b>46.254</b>

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

## 20 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
<b>Obrigações sociais</b>				
Impostos e contribuições sociais	1.939	1.529	47.022	54.653
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	607	731	29.182	30.010
	<b>2.546</b>	<b>2.260</b>	<b>76.204</b>	<b>84.663</b>
<b>Obrigações trabalhistas</b>				
Folha de pagamento, líquida	1.945	-	3.330	1.308
Férias e 13º Salário	2.149	2.480	98.648	101.327
Provisão para participação nos lucros e/ou resultados	1.430	863	156.040	91.526
Programa de desligamentos voluntários	367	1.144	2.820	5.349
Outros	-	-	2	6
	<b>5.891</b>	<b>4.487</b>	<b>260.840</b>	<b>199.516</b>
	<b>8.437</b>	<b>6.747</b>	<b>337.044</b>	<b>284.179</b>

## 21 Fornecedores

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Energia elétrica	1.085.777	819.792
Materiais e serviços	520.647	384.300
Gás para revenda	79.174	95.478
Encargos de uso da rede elétrica	187.595	169.629
	<b>1.873.193</b>	<b>1.469.199</b>
	<b>Circulante</b>	<b>1.685.280</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>187.913</b>
		<b>1.419.243</b>
		<b>49.956</b>

## 22 Empréstimos e Financiamentos

Consolidado													
Contrato	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.12.2019	31.12.2018	
<b>MOEDA ESTRANGEIRA</b>													
Secretaria do Tesouro Nacional - STN													
Par Bond	Copel	Reestruturação da dívida.	Garantias depositadas (22.1).	20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	6,0% + 0,20%	6,0% + 0,20%	17.315	64.325	61.837	
Discount Bond				20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	3,5% + 0,20%	3,5% + 0,20%	12.082	44.658	42.914	
<b>Total moeda estrangeira</b>											<b>108.983</b>	<b>104.751</b>	
<b>MOEDA NACIONAL</b>													
Banco do Brasil													
CCB 330.600.773	Copel DIS	Capital de giro.	Cessão de créditos.	11.07.2014	3	11.07.2019	Semestral	111,8% do DI	111,8% do DI	116.667	-	40.173	
CFX 17/35959-7	Copel DIS			16.05.2017	2	06.05.2019	Trimestral	12,0%	12,0%	75.000	-	38.262	
CCB 21/00851-5	Copel DIS			30.06.2017	2	13.06.2019	Trimestral	11,0%	11,0%	38.889	-	19.644	
CCB 17/35960-0	Copel DIS			27.07.2017	2	17.07.2019	Trimestral	11,0%	11,0%	50.333	-	51.681	
CFX 17/35958-9	Copel DIS			15.08.2017	2	05.08.2019	Trimestral	11,0%	11,0%	58.333	-	59.366	
NCI 330.600.132	Copel HOL			28.02.2007	3	28.02.2019	Semestral	107,8% do DI	107,8% do DI	231.000	-	78.735	
CCB 306.401.381	Copel HOL			19.12.2019	5	25.03.2022	Trimestral	120,00% do DI	126,99% do DI	640.005	640.530	648.953	
NCI 306.401.445	Copel HOL			24.02.2017	2	15.02.2020	Semestral	124,5% do DI	136,15% do DI	77.000	39.446	79.225	
											<b>679.976</b>	<b>1.016.039</b>	
<b>Eletrobras</b>													
981/95	Copel DIS	Programa Nacional de Irrigação - Proni.	Receita própria; emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil.	22.12.1994	80	15.08.2019	Trimestral	8,0%	8,0%	1.169	-	49	
982/95				22.12.1994	80	15.11.2019	Trimestral	8,0%	8,0%	1.283	-	24	
983/95				22.12.1994	80	15.11.2020	Trimestral	8,0%	8,0%	11	26	51	
984/95				22.12.1994	80	15.11.2020	Trimestral	8,0%	8,0%	14	11	22	
985/95		22.12.1994	80	15.08.2021	Trimestral	8,0%	8,0%	61	11	17			
206/07		Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.			03.03.2008	120	30.08.2020	Mensal	5,0%+ 1,0%	5,05%	109.642	5.953	14.882
273/09					18.02.2010	120	30.12.2022	Mensal	5,0%+ 1,0%	5,0%+ 1,0%	63.944	4.933	6.577
											<b>10.934</b>	<b>21.622</b>	
<b>Caixa Econômica Federal</b>													
415.855-22/14	Copel DIS	Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.	Receita própria; emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil.	31.03.2015	120	08.12.2026	Mensal	6,0%	6,0%	16.984	13.410	15.298	
3153-352		Aquisição de máquinas, equipamentos, bens de informática e automação.	Cessão fiduciária de duplicatas.	01.11.2016	36	15.12.2021	Mensal	5,5 % acima da TJLP	5,5 % acima da TJLP	1.156	331	496	
											<b>13.741</b>	<b>15.794</b>	
<b>Finep</b>													
21120105-00	Copel Tel	Projeto BEL - serviço de internet banda ultra larga ( <i>Ultra Wide Band</i> - UWB).	Bloqueio de recebimentos na conta corrente da arrecadação.	17.07.2012	81	15.10.2020	Mensal	4,0%	4,39%	35.095	2.626	5.778	
21120105-00				17.07.2012	81	15.10.2020	Mensal	3,5% + TR	3,88% + TR	17.103	2.219	4.881	
											<b>4.845</b>	<b>10.659</b>	
<b>Notas Promissórias</b>													
	Copel GeT	Pagamento da primeira parcela da 5ª emissão debêntures da Copel e reforço de caixa da Copel Get.	Aval da Copel.	12.05.2017	1	12.05.2019	Parcela única	117% do DI	117% do DI	500.000	-	572.419	
											-	<b>572.419</b>	
<b>Banco do Brasil - Repasse BNDES</b>													
21/02000-0	Copel GeT	Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	16.04.2009	179	15.01.2028	Mensal	2,13% acima da TJLP	2,13% acima da TJLP	169.500	95.807	107.324	
											<b>95.807</b>	<b>107.324</b>	

(continua)

Contrato	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.12.2019	31.12.2018	
<b>Consolidado</b>													
<b>BNDES</b>													
820989.1	Copel GeT	Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	17.03.2009	179	15.01.2028	Mensal	1,63% acima da TJLP	1,63% acima da TJLP	169.500	95.807	107.326	
1120952.1		Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; receita proveniente da prestação de serviços de transmissão.	16.12.2011	168	15.04.2026	Mensal	1,82% e 1,42% acima da TJLP	1,82% e 1,42% acima da TJLP	44.723	21.090	24.344	
1220768.1		Implantação da PCH Cavernoso II.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	28.09.2012	192	15.07.2029	Mensal	1,36% acima da TJLP	1,36% acima da TJLP	73.122	46.240	50.908	
13211061		Implantação da UHE Colider.	Cessão fiduciária de direitos creditórios.	04.12.2013	192	15.10.2031	Mensal	0% e 1,49% acima da TJLP	6,43% e 7,68%	1.041.155	817.329	844.940	
13210331		Implantação da subestação Cerquillo III.		03.12.2013	168	15.08.2028	Mensal	1,49% e 1,89% acima da TJLP	1,49% e 1,89% acima da TJLP	17.644	11.385	12.659	
15206041		Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.		28.12.2015	168	15.06.2030	Mensal	2,42% acima da TJLP	9,04%	34.265	22.419	24.477	
15205921		Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim.	28.12.2015	168	15.12.2029	Mensal	2,32% acima da TJLP	8,93%	21.584	13.526	14.832		
18205101		Implantação da UHE Baixo Iguaçu	22.11.2018	192	15.06.2035	Mensal	1,94% acima da TJLP	8,50%	194.000	196.827	162.229		
14205611-A		Copel DIS	Preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE)	Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.	15.12.2014	72	15.01.2021	Mensal	2,09% acima da TJLP	8,37%	41.583	7.611	14.591
14205611-B					15.12.2014	6	15.02.2021	Annual	2,09 acima da TR BNDES	2,09 acima da TR BNDES	17.821	8.288	11.992
14205611-C	15.12.2014				113	15.06.2024	Mensal	6,0%	6,0%	78.921	35.267	43.097	
14205611-D	15.12.2014				57	15.02.2021	Mensal	TJLP	TJLP	750	11	20	
14.2.1271.1	Santa Maria				Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios; cessão fiduciária de receitas.	01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	71.676	45.582
14.2.1272.1	Santa Helena	01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	82.973	49.458	53.531			
11211521	GE Farol	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas	Penhor de ações; cessão fiduciária de recebíveis provenientes de venda de energia elétrica produzidas pelo projeto; cessão fiduciária de máquinas e equipamentos.	19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	54.100	41.388	45.158	
11211531	GE Boa Vista			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	40.050	30.598	33.385	
11211541	GE S.B. do Norte			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	90.900	69.394	75.715	
11211551	GE Olho D'Água			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	97.000	74.112	80.862	
18204611	Cutia			Penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios.	25.10.2018	192	15.07.2035	Mensal	2,04% acima da TJLP	8,37%	619.405	611.457	517.083
13212221 - A	Costa Oeste	Implantação de linha de transmissão entre as subestações Cascavel Oeste e Umuarama Sul e implantação da subestação Umuarama Sul.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	03.12.2013	168	30.11.2028	Mensal	1,95% + TJLP	1,95% + TJLP	27.634	19.203	21.291	
13212221 - B				03.12.2013	106	30.09.2023	Mensal	3,5%	3,5%	9.086	2.992	3.789	
14205851 - A	Marumbi	Implantação de linha de transmissão entre as subestações Curitiba e Curitiba Leste e implantação da subestação Curitiba Leste.		08.07.2014	168	30.06.2029	Mensal	2,00% + TJLP	2,00% + TJLP	33.460	24.627	27.134	
14205851 - B				08.07.2014	106	30.04.2024	Mensal	6,0%	6,0%	21.577	9.813	12.076	
<b>Total moeda nacional</b>											<b>2.254.424</b>	<b>2.230.775</b>	
											<b>Dívida bruta</b>	<b>3.168.710</b>	<b>4.079.383</b>
											<b>(-) Custo de transação</b>	<b>(26.327)</b>	<b>(32.076)</b>
											<b>Dívida líquida</b>	<b>3.142.383</b>	<b>4.047.307</b>
											<b>Circulante</b>	<b>255.521</b>	<b>1.113.047</b>
											<b>Não Circulante</b>	<b>2.886.862</b>	<b>2.934.260</b>

DI - Depósito interbancário  
 IPCA - Índice nacional de preços ao consumidor amplo  
 TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo.  
 TR - Taxa referencial

## 22.1 Cauções e depósitos vinculados – STN

Constituição de garantias, sob a forma de caução em dinheiro, *Par Bond*, no valor de R\$ 57.968 (R\$ 52.717 em 31.12.2018), e *Discount Bond*, no valor de R\$ 40.465 (R\$ 36.838 em 31.12.2018), destinadas a amortizar os valores de principal, correspondentes aos contratos da STN, quando da exigência de tais pagamentos, em 11.04.2024. Os valores são atualizados mediante aplicação da média ponderada das variações percentuais dos preços do Bônus de Zero Cupom do Tesouro dos Estados Unidos da América, pela participação de cada série do instrumento na composição da carteira de garantias de principal, constituídas no contexto do Plano Brasileiro de Financiamento de 1992.

## 22.2 Composição dos empréstimos e financiamentos por tipo de moeda e indexador

Consolidado		31.12.2019	%	31.12.2018	%
<b>Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)</b>					
Dólar norte-americano	4,02	108.983	3,47	104.751	2,59
		<b>108.983</b>	<b>3,47</b>	<b>104.751</b>	<b>2,59</b>
<b>Moeda nacional - indexadores ao final do período (%)</b>					
TJLP	5,57	2.271.187	72,30	2.245.786	55,49
CDI	4,40	676.720	21,54	1.410.479	34,85
TR	0,00	2.202	0,07	4.842	0,12
IPCA	4,31	8.288	0,26	11.992	0,30
Sem indexador (taxa fixa anual)	-	75.003	2,36	269.457	6,65
		<b>3.033.400</b>	<b>96,53</b>	<b>3.942.556</b>	<b>97,41</b>
		<b>3.142.383</b>	<b>100,00</b>	<b>4.047.307</b>	<b>100,00</b>

## 22.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2019	Controladora			Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2021	512.004	(1.301)	510.703	706.500	(2.781)	703.719
2022	128.001	(445)	127.556	319.580	(2.061)	317.519
2023	-	-	-	191.584	(1.618)	189.966
2024	107.816	-	107.816	295.366	(1.625)	293.741
2025	-	-	-	185.009	(1.622)	183.387
Após 2025	-	-	-	1.211.911	(13.381)	1.198.530
	<b>747.821</b>	<b>(1.746)</b>	<b>746.075</b>	<b>2.909.950</b>	<b>(23.088)</b>	<b>2.886.862</b>

## 22.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

<b>Controladora</b>	<b>Moeda estrangeira</b>	<b>Moeda nacional</b>	<b>Total</b>
<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>89.270</b>	<b>896.842</b>	<b>986.112</b>
Encargos	5.038	64.406	69.444
Variação monetária e cambial	15.161	-	15.161
Amortização - principal	-	(77.000)	(77.000)
Pagamento - encargos	(4.718)	(85.614)	(90.332)
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>104.751</b>	<b>798.634</b>	<b>903.385</b>
Encargos	5.599	57.250	62.849
Variação monetária e cambial	4.170	-	4.170
Amortização - principal	-	(115.500)	(115.500)
Pagamento - encargos	(5.537)	(63.664)	(69.201)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>108.983</b>	<b>676.720</b>	<b>785.703</b>

<b>Consolidado</b>	<b>Moeda estrangeira</b>	<b>Moeda nacional</b>	<b>Total</b>
<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>89.270</b>	<b>3.670.235</b>	<b>3.759.505</b>
Efeito da aquisição de controle de Costa Oeste e Marumbi	-	66.775	66.775
Ingressos	-	1.314.766	1.314.766
Encargos	5.038	289.365	294.403
Variação monetária e cambial	15.161	11.936	27.097
Amortização - principal	-	(1.126.144)	(1.126.144)
Pagamento - encargos	(4.718)	(284.377)	(289.095)
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>104.751</b>	<b>3.942.556</b>	<b>4.047.307</b>
Ingressos	-	796.296	796.296
Encargos	5.599	268.950	274.549
Variação monetária e cambial	4.170	6.907	11.077
Amortização - principal	-	(1.660.869)	(1.660.869)
Pagamento - encargos	(5.537)	(320.440)	(325.977)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>108.983</b>	<b>3.033.400</b>	<b>3.142.383</b>

## 22.5 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

A Companhia e suas controladas contrataram empréstimos e financiamentos com cláusulas que requerem a manutenção de índices econômico-financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, com exigibilidade de cumprimento anual, bem como outras condições a serem observadas, tais como não alterar a participação acionária da Companhia no capital social das controladas que represente alteração de controle sem a prévia anuência. O descumprimento das condições mencionadas poderá implicar vencimento antecipado das dívidas e/ou multas.

Em 31.12.2019, todos os indicadores e condições acordadas foram integralmente atendidos.

Abaixo estão apresentados os *covenants* financeiros presentes nos contratos de empréstimos e financiamentos:

<b>Empresa</b>	<b>Instrumento Contratual</b>	<b>Indicadores financeiros anuais</b>	<b>Limite</b>
Copel GeT	BNDES Finem nº 820989.1 - Mauá Banco do Brasil nº 21/02000-0 - Mauá	Ebitda / Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
Copel DIS	BNDES Finem nº 14205611	Endividamento Financeiro / Ebitda ajustado	≤ 4,0
Santa Maria	BNDES Finem nº 14212711	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Santa Helena	BNDES Finem nº 14212721		
São Bento Energia, Investimento e Participações	Contrato de Cessão BNDES	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
GE Boa Vista S.A.	BNDES Finem nº 11211531		
GE Farol S.A.	BNDES Finem nº 11211521		
GE Olho D'Água S.A.	BNDES Finem nº 11211551		
GE São Bento do Norte S.A.	BNDES Finem nº 11211541		
Cutia	BNDES Finem nº 18204611	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,2
Costa Oeste	BNDES Finem nº 13212221	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Marumbi	BNDES Finem nº 14205851	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3

Financiamento a empreendimentos - Finem

(a) indicador calculado com os valores das demonstrações financeiras consolidadas da Cutia Empreendimentos Eólicos S.A.

## 23 Debêntures

Empresa	Emissão	Características	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.12.2019	31.12.2018
Copel	5ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	13.05.2014	3	13.05.2019	Semestral	111,5% da taxa DI	111,5% da taxa DI	1.000.000	-	336.341
	6ª				28.06.2017	1	28.06.2019	Parcela Única	117,0% da taxa DI	117,0% da taxa DI	520.000	-	586.230
	7ª				19.01.2018	2	19.01.2021	Semestral	119,0% da taxa DI	125,18% do DI	600.000	617.378	619.998
	8ª				14.06.2019	1	14.06.2022	Semestral	106,0% da taxa DI	110,93% do DI	500.000	500.906	-
Copel GeT	1ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	15.05.2015	3	15.05.2020	Anual	113,0% da taxa DI	114,29% da taxa DI	1.000.000	346.906	696.593
	2ª				13.07.2016	2	13.07.2019	Anual	121,0% da taxa DI	121,0% da taxa DI	1.000.000	-	517.565
	3ª				20.10.2017	3	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	131,21% da taxa DI	1.000.000	1.011.691	1.014.685
	4ª	23.07.2018	3	23.07.2023	Semestral	126,0% da taxa DI	133,77% da taxa DI	1.000.000	1.030.054	1.032.762			
	5ª	(b)	Reembolso de gastos da construção das Linhas de Transmissão Araraquara II - Taubaté, Assis - Londrina e Foz do Chopim.	25.09.2018	5	15.09.2025	Semestral	IPCA + 7,6475%	IPCA+ 8,3295%	290.000	308.464	295.448	
	6ª (série 1)	(c)	Resgate antecipado total da 5ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 2ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.	15.07.2019	2	15.07.2024	Semestral	109,0% da taxa DI	111,25% da taxa DI	800.000	818.406	-	
6ª (série 2)		Reembolso de gastos com os projetos UHE Colider e UHE Baixo Iguaçu	15.07.2019	1	15.07.2025	Semestral	IPCA + 3,90%	IPCA+ 4,46%	200.000	205.677	-		
Copel DIS	2ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	27.10.2016	2	27.10.2019	Anual	124,0% da taxa DI	130,37% da taxa DI	500.000	-	253.226
	3ª				20.10.2017	2	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	130,85% da taxa DI	500.000	505.846	507.342
	4ª				27.09.2018	3	27.09.2023	Semestral	DI + spread 2,70%	CDI + 3,96%	1.000.000	1.019.626	1.020.260
	5ª (série 1)	(c)	Investimento para expansão, renovação ou melhoria reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Emissora vinculada ao contrato de concessão nº 46/1999 da ANEEL.	15.11.2019	3	15.11.2027	Semestral	IPCA + 4,20% a.a.	IPCA+ 4,61% a.a.	500.000	506.180	-	
	5ª (série 2)		Reforço do capital de giro e recomposição de caixa pela amortização final da 2ª emissão de debêntures.	15.11.2019	2	15.11.2022	Semestral	DI + spread 1,45%	CDI + 1,65%	350.000	351.914	-	
Copel CTE	1ª	(a)	Implantação, ampliação e modernização de rede de telecomunicações.	Fidejussória	15.10.2015	5	15.10.2024	Semestral	IPCA + 7,9633%	IPCA+ 8,1073%	160.000	195.429	188.278
	2ª				15.07.2017	1	15.07.2022	Semestral	IPCA + 5,4329%	IPCA+ 6,1036%	220.000	246.355	237.214
	3ª				15.05.2019	3	15.05.2024	Semestral	117,0% da taxa DI	119,58% da taxa DI	210.000	211.348	-
Brisa Potiguar	2ª (série 1)	(d)	Implantação de centrais geradoras eólicas.	Real e fidejussória e penhor de ações da Copel GeT	24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	TJLP + 2,02%	TJLP + 2,02%	147.575	119.171	128.242
	2ª (série 2)				24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	IPCA + 9,87%	IPCA+ 10,92%	153.258	135.657	141.069
Cutia	1ª	(b)	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.	Fidejussória	20.03.2019	26	15.12.2031	Semestral	IPCA + 5,8813%	IPCA+ 6,83%	360.000	352.829	-
Compagás	2ª	(e)	Financiar plano de investimentos da emissora.	Flutuante	15.04.2016	54	15.12.2021	Trimestral	TJLP+2,17%	TJLP+2,17%	33.620	6.001	8.973
	3ª									SELIC+2,17%	SELIC+2,17%	5.782	8.678
		(f)	Financiar plano de investimentos da emissora.	Real	17.12.2019	18	28.06.2021	Mensal	DI + Spread 0,88%a.a.	5,68%a.a.	43.000	44.746	-
											<b>Dívida bruta</b>	<b>8.540.366</b>	<b>7.592.904</b>
											<b>(-) Custo de transação</b>	<b>(110.656)</b>	<b>(74.773)</b>
											<b>Dívida líquida</b>	<b>8.429.710</b>	<b>7.518.131</b>
											<b>Circulante</b>	<b>1.164.301</b>	<b>2.184.881</b>
											<b>Não Circulante</b>	<b>7.265.409</b>	<b>5.333.250</b>

(a) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interviente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

(b) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real com garantia adicional fidejussória, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interviente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

(c) Debêntures simples, duas séries, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interviente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

(d) Debêntures simples, duas séries, não conversíveis em ações, emissão privada. Empresas: Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus e Ventos de Santo Uriel. Interviente garantidora: Copel. Não possui agente fiduciário.

(e) Debêntures simples e nominativas, com série única, em emissão privada, com colocação exclusiva para a BNDESPAR. Garantidora: Compagás. Agente fiduciário: BNDES Participações S.A. - BNDESPAR.

(f) Debêntures simples e nominativas, com série única, em emissão privada, com distribuição pública de esforços restritos. Garantidora: Compagás. Agente fiduciário: Simpliflex Pavarini DTVM Ltda.

### 23.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2019	Controladora			Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2021	300.000	(1.475)	298.525	1.851.659	(20.991)	1.830.668
2022	500.000	(812)	499.188	2.393.255	(20.900)	2.372.355
2023	-	-	-	1.290.978	(13.143)	1.277.835
2024	-	-	-	640.764	(7.438)	633.326
2025	-	-	-	478.666	(5.505)	473.161
Após 2025	-	-	-	694.561	(16.497)	678.064
	<b>800.000</b>	<b>(2.287)</b>	<b>797.713</b>	<b>7.349.883</b>	<b>(84.474)</b>	<b>7.265.409</b>

### 23.2 Mutação das debêntures

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>1.215.481</b>	<b>6.070.978</b>
Ingressos	600.000	2.890.283
Encargos e variação monetária	120.422	549.539
Amortização - principal	(333.300)	(1.491.667)
Pagamento - encargos	(64.523)	(501.002)
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>1.538.080</b>	<b>7.518.131</b>
Ingressos	500.000	2.965.028
Encargos e variação monetária	91.339	623.795
Amortização - principal	(853.400)	(1.977.125)
Pagamento - encargos	(163.298)	(700.119)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>1.112.721</b>	<b>8.429.710</b>

### 23.3 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

A Copel e suas controladas emitiram debêntures com cláusulas que requerem a manutenção de índices econômico-financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, com exigibilidade de cumprimento anual, bem como outras condições a serem observadas, tais como não alterar a participação acionária da Companhia no capital social, que represente alteração de controle sem a prévia anuência dos debenturistas; não realizar, sem prévia e expressa autorização dos debenturistas, distribuição de dividendos ou pagamentos de juros sobre capital próprio, caso esteja em mora relativamente ao cumprimento de quaisquer de suas obrigações pecuniárias ou não atenda aos índices financeiros estabelecidos. O descumprimento destas condições poderá implicar vencimento antecipado das debêntures, bem como penalidades perante aos órgãos reguladores.

Em 31.12.2019, todos os indicadores e condições acordadas foram integralmente atendidos.

Abaixo estão apresentados os *covenants* financeiros presentes nos contratos de debêntures:

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel	7ª Emissão de Debêntures 8ª Emissão de Debêntures		
Copel GeT	1ª Emissão de Debêntures 3ª Emissão de Debêntures 4ª Emissão de Debêntures 5ª Emissão de Debêntures 6ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
Copel DIS	3ª Emissão de Debêntures 4ª Emissão de Debêntures 5ª Emissão de Debêntures		
Copel TEL	1ª Emissão de Debêntures 2ª Emissão de Debêntures 3ª Emissão de Debêntures		
Compagás	2ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida / Ebitda	≤ 3,5
		Endividamento Geral	≤ 0,7
	3ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida / Ebitda	≤ 3,5
Nova Asa Branca I Nova Asa Branca II Nova Asa Branca III Nova Eurus IV Ventos de Santo Uriel	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Cutia	1ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,2

(a) indicador calculado com os valores das demonstrações financeiras consolidadas da Cutia Empreendimentos Eólicos S.A.

## 24 Benefícios Pós-emprego

A Companhia e suas controladas patrocinam planos previdenciários para complementação de aposentadoria e pensão (Plano Unificado e Plano III) e Plano Assistencial, para assistência médica e odontológica (Planos Prosaúde II e Prosaúde III), para seus empregados ativos e seus dependentes legais. O patrocínio vitalício do Plano Assistencial para os aposentados, pensionistas e dependentes legais somente é aplicado aos participantes do Plano Prosaúde II.

Os valores desses compromissos atuariais (contribuições, custos, passivos e/ou ativos) são calculados anualmente por atuário independente, com data base que coincide com o encerramento do exercício.

Os ativos dos planos de benefícios são avaliados pelos valores de mercado (marcação a mercado).

O valor do passivo assistencial líquido é reconhecido pelo valor presente da obrigação atuarial, deduzido o valor justo dos ativos do plano.

A adoção do método da unidade de crédito projetada agrega cada ano de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, somando-se até o cálculo da obrigação final.

São utilizadas outras premissas atuariais que levam em conta tabelas biométricas e econômicas, além de dados históricos dos planos de benefícios, obtidos da Fundação Copel de Previdência e Assistência, entidade que administra estes planos.

Ganhos ou perdas atuariais, motivados por alterações de premissas e/ou ajustes atuariais, são reconhecidos em outros resultados abrangentes.

#### 24.1 Plano de benefício previdenciário

O Plano Unificado é um plano de Benefício Definido - BD em que a renda é pré-determinada em função do nível salarial de cada indivíduo. Este plano está fechado para novos participantes desde 1998.

O Plano III é um plano de Contribuição Variável - CV, sendo o único plano disponível para novos participantes.

As parcelas de custos assumidas pelas patrocinadoras desses planos são registradas de acordo com avaliação atuarial preparada anualmente por atuários independentes, de acordo com o CPC 33 (R1) Benefícios a Empregados, correlacionada à norma contábil internacional IAS 19 R e IFRIC 14. As premissas econômicas e financeiras para efeitos da avaliação atuarial são discutidas com os atuários independentes e aprovadas pela Administração da Controladora.

#### 24.2 Plano Assistencial

A Companhia e suas controladas alocam recursos para a cobertura das despesas de saúde dos empregados e de seus dependentes, dentro de regras, limites e condições estabelecidos nos regulamentos dos Planos Prosaúde II e Prosaúde III. A cobertura inclui exames médicos periódicos em ambos os planos e somente é estendida a todos os aposentados e pensionistas vitaliciamente no Plano Prosaúde II.

#### 24.3 Balanço patrimonial e resultado do exercício

Os valores reconhecidos no passivo, na conta de Benefícios pós-emprego, estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Planos previdenciários	228	7	1.537	1.149
Planos assistenciais	8.808	4.947	1.193.399	967.614
	<b>9.036</b>	<b>4.954</b>	<b>1.194.936</b>	<b>968.763</b>
<b>Circulante</b>	<b>378</b>	<b>87</b>	<b>66.004</b>	<b>58.478</b>
<b>Não circulante</b>	<b>8.658</b>	<b>4.867</b>	<b>1.128.932</b>	<b>910.285</b>

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
<b>Empregados</b>				
Planos previdenciários	526	523	72.067	78.209
Plano assistencial - pós-emprego	608	563	99.578	97.866
Plano assistencial - funcionários ativos	789	816	87.515	86.580
(-) Transferências para imobilizado e ativos de contrato	-	-	(22.394)	(20.630)
	<b>1.923</b>	<b>1.902</b>	<b>236.766</b>	<b>242.025</b>
<b>Administradores</b>				
Planos previdenciários	554	344	1.450	1.598
Plano assistencial	34	40	110	127
	<b>588</b>	<b>384</b>	<b>1.560</b>	<b>1.725</b>
	<b>2.511</b>	<b>2.286</b>	<b>238.326</b>	<b>243.750</b>

## 24.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>4.052</b>	<b>866.103</b>
Apropriação do cálculo atuarial	563	97.900
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	5.860	151.215
Ajuste referente a (ganhos) perdas atuariais	408	58.354
Amortizações	(5.929)	(204.809)
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>4.954</b>	<b>968.763</b>
Apropriação do cálculo atuarial	608	99.578
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	4.797	138.974
Ajuste referente a perdas atuariais	3.371	186.628
Amortizações	(4.694)	(199.007)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>9.036</b>	<b>1.194.936</b>

## 24.5 Avaliação atuarial de acordo com o CPC 33 (R1)

### 24.5.1 Premissas atuariais

As premissas atuariais utilizadas para determinação dos valores de obrigações e custos, para 2019 e 2018, estão demonstradas a seguir:

Consolidado	2019		2018	
	Real	Nominal	Real	Nominal
<b>Econômicas</b>				
Inflação a.a.	-	2,90%	-	4,00%
<b>Taxa de desconto/retorno esperados a.a.</b>				
Planos Unificado - Benefício Definido	3,05%	6,04%	4,60%	8,78%
Planos Unificado - Saldado	3,20%	6,19%	4,60%	8,78%
Planos III	3,20%	6,19%	4,60%	8,78%
Planos Assistencial	3,30%	6,30%	4,60%	8,78%
<b>Crescimento salarial</b>				
Plano Unificado a.a.	1,00%	3,93%	2,00%	6,08%
Plano III a.a.	1,50%	4,44%	1,50%	5,56%
<b>Demográficas</b>				
Tábua de mortalidade		AT - 2000		AT - 2000
Tábua de mortalidade de inválidos		WINKLEVOSS		WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez		TASA 1927		TASA 1927

### 24.5.2 Número de participantes e beneficiários

Consolidado	Planos previdenciários					
	Plano Unificado		Plano III		Plano Assistencial	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Número de participantes ativos	27	33	7.647	8.180	6.963	7.427
Número de participantes inativos	4.337	4.368	4.324	3.843	8.433	8.174
Número de dependentes	-	-	-	-	22.183	22.472
<b>Total</b>	<b>4.364</b>	<b>4.401</b>	<b>11.971</b>	<b>12.023</b>	<b>37.579</b>	<b>38.073</b>

### 24.5.3 Expectativa de vida a partir da idade média - Tábua AT-2000 (em anos)

<b>Consolidado</b>	<b>Plano Unificado</b>	<b>Plano III</b>
<b>Em 31.12.2019</b>		
Participantes aposentados	13,13	25,84
Participantes pensionistas	8,40	25,84
<b>Em 31.12.2018</b>		
Participantes aposentados	14,37	22,74
Participantes pensionistas	15,68	27,21

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica da Companhia e de suas controladas é, respectivamente, de 66,6 e 65,9 anos.

### 24.5.4 Avaliação atuarial

Com base na revisão das premissas, os valores do Plano Unificado e Plano III para 31.12.2019 totalizaram, respectivamente, superávit de R\$ 908.294 e de R\$ 91.218 enquanto que, em 31.12.2018, a posição era, respectivamente, de R\$ 376.077 e de R\$ 32.732. A legislação atual aplicável não permite qualquer redução significativa nas contribuições ou reembolsos à Companhia com base no superávit atual desses planos. Por esse motivo, a Companhia não registrou ativos em seu balanço de 31.12.2019, refletindo qualquer direito de redução de contribuições ou restituição de superávit ou outros valores.

<b>Consolidado</b>	<b>Plano Unificado</b>	<b>Plano III</b>	<b>Plano Assistencial</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Obrigações total ou parcialmente cobertas	6.638.462	3.046.536	1.389.610	11.074.608	9.201.030
Valor justo dos ativos do plano	(7.546.756)	(3.137.754)	(196.211)	(10.880.721)	(8.642.068)
<b>Estado de cobertura do plano</b>	<b>(908.294)</b>	<b>(91.218)</b>	<b>1.193.399</b>	<b>193.887</b>	<b>558.962</b>
Ativo não reconhecido	908.294	91.218	-	999.512	408.652
	-	-	<b>1.193.399</b>	<b>1.193.399</b>	<b>967.614</b>

A Companhia e suas controladas procederam ajustes nos seus passivos assistenciais através de relatório atuarial, data base 31.12.2019, quando efetuaram os registros, em outros resultados abrangentes, do valor total de R\$ 186.628, correspondente a um acréscimo apurado naquela data base.

### 24.5.5 Movimentação do passivo atuarial

<b>Consolidado</b>	<b>Plano Unificado</b>	<b>Plano III</b>	<b>Plano assistencial</b>
<b>Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2018</b>	<b>5.352.894</b>	<b>1.734.568</b>	<b>1.035.957</b>
Custo de serviço	589	9.604	11.633
Custo dos juros	533.201	195.991	102.916
Benefícios pagos	(414.256)	(133.281)	(7)
(Ganhos) / perdas atuariais	442.336	338.779	(9.894)
<b>Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2018</b>	<b>5.914.764</b>	<b>2.145.661</b>	<b>1.140.605</b>
Custo de serviço	560	4.098	14.306
Custo dos juros	477.732	128.075	106.004
Benefícios pagos	(435.454)	(174.427)	(30)
Perdas atuariais	680.860	943.129	128.725
<b>Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2019</b>	<b>6.638.462</b>	<b>3.046.536</b>	<b>1.389.610</b>

#### 24.5.6 Movimentação do ativo atuarial

Consolidado	Plano		
	Unificado	III	assistencial
<b>Valor justo do ativo do plano em 1º.01.2018</b>	<b>5.834.572</b>	<b>1.821.055</b>	<b>170.923</b>
Retorno esperado dos ativos	593.572	230.703	16.579
Contribuições e aportes	24.011	9.184	-
Benefícios pagos	(414.256)	(133.281)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	252.942	250.575	(14.511)
<b>Valor justo do ativo do plano em 31.12.2018</b>	<b>6.290.841</b>	<b>2.178.236</b>	<b>172.991</b>
Retorno esperado dos ativos	685.685	337.476	51.541
Contribuições e aportes	23.851	4.185	-
Benefícios pagos	(435.454)	(174.427)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	981.833	792.284	(28.321)
<b>Valor justo do ativo do plano em 31.12.2019</b>	<b>7.546.756</b>	<b>3.137.754</b>	<b>196.211</b>

#### 24.5.7 Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2020 para cada plano estão demonstrados a seguir:

Consolidado	Plano		
	Unificado	III	Assistencial
Custo do serviço corrente	765	4.037	20.854
Custo estimado dos juros	405.370	183.865	85.561
Rendimento esperado do ativo do plano	(449.905)	(183.026)	(12.066)
Contribuições estimadas dos empregados	(187)	(2.018)	-
<b>Custos (receitas)</b>	<b>(43.957)</b>	<b>2.858</b>	<b>94.349</b>

#### 24.5.8 Análise de sensibilidade

As tabelas a seguir apresentam a análise de sensibilidade, que demonstra o efeito de um aumento ou uma redução de um ponto percentual nas taxas presumidas de variação dos custos, sobre o agregado dos componentes de custo de serviço e custo de juros dos custos líquidos periódicos pós-emprego e a obrigação de benefícios acumulada pós-emprego.

Consolidado	Cenários projetados	
	Aumento 1%	Redução 1%
<b>Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo</b>		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	(249.719)	253.420
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(120.756)	122.130
<b>Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos</b>		
Impactos nas obrigações do programa de saúde	96.823	(90.471)
Impacto no custo do serviço do exercício seguinte do programa de saúde	1.439	(1.344)
<b>Sensibilidade ao custo do serviço</b>		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	39	(40)
Impactos nas obrigações do programa de saúde	1.788	(1.808)

#### 24.5.9 Benefícios a pagar

Os benefícios estimados a serem pagos pela Companhia e suas controladas, nos próximos cinco anos, e o total de benefícios para os exercícios fiscais subsequentes, são apresentados abaixo:

<b>Consolidado</b>	<b>Plano Unificado</b>	<b>Plano III</b>	<b>Plano Assistencial</b>	<b>Total</b>
2020	429.228	158.427	82.813	670.468
2021	418.133	154.433	86.125	658.691
2022	406.885	149.999	85.451	642.335
2023	395.134	145.567	83.826	624.527
2024	383.511	141.302	81.965	606.778
2025 a 2049	4.016.371	2.011.843	1.091.223	7.119.437

#### 24.5.10 Alocação de ativos e estratégia de investimentos

A alocação de ativos para os planos previdenciários e assistencial da Companhia e de suas controladas no final de 2019 e a alocação-meta para 2020, por categoria de ativos, são as seguintes:

<b>Consolidado</b>	<b>Meta para 2020</b>	<b>2019</b>
Renda fixa	70,4%	82,2%
Renda variável	9,1%	7,8%
Empréstimos	1,6%	1,6%
Investimentos imobiliários	7,2%	1,4%
Investimentos estruturados	8,9%	7,1%
Investimentos no exterior	2,8%	0,0%
	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Adicionalmente, seguem informações referentes a alocação de ativos de planos previdenciários patrocinados pela Companhia:

<b>Consolidado</b>	<b>Plano Unificado</b>		<b>Plano III</b>	
	<b>meta (%) (*)</b>	<b>mínimo (%)</b>	<b>meta (%)</b>	<b>mínimo (%)</b>
Renda fixa	86,5%	55,0%	51,0%	23,0%
Renda variável	5,0%	1,0%	14,0%	8,0%
Empréstimos	0,5%	0,0%	3,0%	1,0%
Investimentos imobiliários	5,0%	1,0%	10,0%	0,0%
Investimentos estruturados	3,0%	0,0%	16,0%	0,0%
Investimentos no exterior	0,0%	0,0%	6,0%	0,0%

(\*) Meta baseada no total de investimentos de cada plano.

A Administração da Fundação Copel decidiu manter participação mais conservadora em renda variável, em relação ao limite legal permitido, que é de 70%.

Em 31.12.2019 e 2018, os valores dos ativos do plano previdenciário incluíam os seguintes títulos mobiliários emitidos pela Copel:

<b>Consolidado</b>	<b>Plano Unificado</b>		<b>Plano III</b>	
	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Debêntures	-	-	-	4.166
Ações	-	5	-	13
	-	<b>5</b>	-	<b>4.179</b>

#### 24.5.11 Informações adicionais

A Companhia e suas controladas efetuaram contribuições para o Plano III (plano de contribuições variáveis) para todos os empregados ativos em 31.12.2019 e 31.12.2018 no valor de R\$ 70.564 e R\$ 77.797, respectivamente.

## 25 Encargos Setoriais a Recolher

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Conta de desenvolvimento energético - CDE	4.104	73.549
Reserva global de reversão - RGR	12.068	6.323
Bandeira tarifária	12.336	-
	<b>28.508</b>	<b>79.872</b>

## 26 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

Conforme a Lei nº 9.991/2000 e regulamentações complementares, as concessionárias e permissionárias de geração e transmissão de energia elétrica estão obrigadas a destinar anualmente o percentual de 1% de sua receita operacional líquida regulatória em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, e as concessionárias de distribuição de energia elétrica devem segregar esse mesmo percentual entre os programas de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e de eficiência energética

### 26.1 Saldos constituídos para aplicação em Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE

<b>Consolidado</b>	<b>Aplicado e não concluído</b>	<b>Saldo a recolher</b>	<b>Saldo a aplicar</b>	<b>Saldo em 31.12.2019</b>	<b>Saldo em 31.12.2018</b>
<b>Pesquisa e desenvolvimento - P&amp;D</b>					
FNDCT	-	4.046	-	4.046	4.725
MME	-	2.023	-	2.023	2.361
P&D	174.032	-	167.626	341.658	327.626
	<b>174.032</b>	<b>6.069</b>	<b>167.626</b>	<b>347.727</b>	<b>334.712</b>
<b>Programa de eficiência energética - PEE</b>					
Procel	-	16.410	-	16.410	15.792
PEE	48.518	-	245.516	294.034	242.231
	<b>48.518</b>	<b>16.410</b>	<b>245.516</b>	<b>310.444</b>	<b>258.023</b>
	<b>222.550</b>	<b>22.479</b>	<b>413.142</b>	<b>658.171</b>	<b>592.735</b>
			<b>Circulante</b>	<b>375.395</b>	<b>270.429</b>
			<b>Não circulante</b>	<b>282.776</b>	<b>322.306</b>

Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT  
 Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel

## 26.2 Mutações dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>5.232</b>	<b>2.616</b>	<b>316.121</b>	<b>6.041</b>	<b>202.465</b>	<b>532.475</b>
Efeito da aquisição de controle de Costa Oeste e Marumbi	23	9	467	-	-	499
Constituições	31.186	15.595	31.188	9.067	36.270	123.306
Contrato de desempenho	-	-	-	-	2.063	2.063
Juros (NE nº 34)	-	-	12.627	684	12.096	25.407
Recolhimentos	(31.716)	(15.859)	-	-	-	(47.575)
Conclusões	-	-	(32.777)	-	(10.663)	(43.440)
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>4.725</b>	<b>2.361</b>	<b>327.626</b>	<b>15.792</b>	<b>242.231</b>	<b>592.735</b>
Efeito de combinações de negócios	20	10	1.464	-	-	1.494
Constituições	32.311	16.155	32.312	9.333	37.321	127.432
Contrato de desempenho	-	-	-	-	3.246	3.246
Juros (NE nº 34)	-	-	10.627	51	13.892	24.570
Transferências	-	-	-	(3.123)	3.123	-
Recolhimentos	(33.010)	(16.503)	-	(5.643)	990	(54.166)
Conclusões	-	-	(30.371)	-	(6.769)	(37.140)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>4.046</b>	<b>2.023</b>	<b>341.658</b>	<b>16.410</b>	<b>294.034</b>	<b>658.171</b>

## 27 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.12.2019	31.12.2018
UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	07.2042	5,65% a.a.	IPCA	16.890	16.709
UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	24.353	23.864
UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	7.588	7.412
UHE Derivação Rio Jordão	Copel GeT	11.07.2013	24.02.2014	02.2019	7,74% a.a.	IPCA	-	47
UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	10.2036	11,00% a.a.	IGPM	563.756	536.131
							<b>612.587</b>	<b>584.163</b>
						<b>Circulante</b>	<b>73.032</b>	<b>67.858</b>
						<b>Não circulante</b>	<b>539.555</b>	<b>516.305</b>

### Taxa de desconto no cálculo do valor presente

Taxa desconto real e líquida, compatível com a taxa estimada de longo prazo, não tendo vinculação com a expectativa de retorno do projeto.

### Pagamento à União

Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual corrigido, conforme definido no contrato de concessão.

## 27.1 Mutações de contas a pagar vinculadas à concessão

<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>554.954</b>
Adição	302
Ajuste a valor presente	(114)
Variação monetária	93.386
Pagamentos	(64.365)
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>584.163</b>
Ajuste a valor presente	(668)
Variação monetária	99.661
Pagamentos	(70.569)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>612.587</b>

## 27.2 Valor nominal e valor presente de contas a pagar vinculadas à concessão

Consolidado	Valor nominal	Valor presente
2020	71.471	73.032
2021	71.471	64.387
2022	71.471	58.128
2023	71.471	52.482
Após 2023	1.024.054	364.558
	<b>1.309.938</b>	<b>612.587</b>

## 28 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos

Com a adoção do CPC 06 (R2) / IFRS 16 a Companhia reconheceu Ativo de direito de uso e Passivo de arrendamentos conforme segue:

### 28.1 Direito de uso de ativos

Consolidado	Adoção inicial em 1º.01.2019	Adições	Ajuste por Remensuração	Amortização	Baixas	Saldo em 31.12.2019
Imóveis	57.461	2.484	914	(17.705)	(2.999)	40.155
Veículos	57.564	2.295	2.970	(15.205)	(1.224)	46.400
Equipamentos	2.997	4.574	-	(1.295)	-	6.276
	<b>118.022</b>	<b>9.353</b>	<b>3.884</b>	<b>(34.205)</b>	<b>(4.223)</b>	<b>92.831</b>

### 28.2 Passivo de arrendamentos

#### 28.2.1 Mutações do passivo de arrendamentos

	Controladora	Consolidado
<b>Adoção inicial em 1º.01.2019</b>	<b>385</b>	<b>118.022</b>
Adições	17	9.353
Ajuste por Remensuração	23	3.884
Encargos	31	9.675
Pagamento - principal	(141)	(30.946)
Pagamento - encargos	(32)	(9.130)
Baixas	-	(4.254)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>283</b>	<b>96.604</b>

A Companhia define a taxa de desconto com base na taxa de juros praticada na última captação de debêntures, desconsiderando captações subsidiadas ou incentivadas. A última taxa de desconto considerada em 31.12.2019 é de 5,85% a.a, aplicada aos contratos iniciados a partir de dezembro de 2019. A taxa de desconto na adoção inicial foi de 9,10% a.a.

### 28.2.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

2021	22.734
2022	23.251
2023	8.285
2024	9.814
2025	1.252
Após 2025	130
<b>Valores não descontados</b>	<b>65.466</b>
Juros embutidos	(2.435)
<b>Saldo passivo arrendamento em 31.12.2019</b>	<b>63.031</b>

### 28.2.3 Direito potencial de Pis/Cofins a recuperar

Segue quadro indicativo do direito potencial de Pis/Cofins a recuperar embutido na contraprestação de arrendamentos conforme os períodos previstos para pagamento.

Fluxos de caixa	Nominal	Valor Presente
Contraprestação do arrendamento	114.341	96.604
<b>Pis/Cofins potencial</b>	<b>8.320</b>	<b>7.296</b>

### 28.3 Impacto pela projeção de inflação nos fluxos de caixa descontados

Em conformidade com o CPC 06 (R2), na mensuração e na remensuração do passivo de arrendamento e do direito de uso, a Companhia utilizou a técnica de fluxo de caixa descontado sem considerar a inflação futura projetada, conforme vedação imposta pela norma.

No entanto, dada a realidade atual das taxas de juros de longo prazo no ambiente econômico brasileiro, o quadro a seguir apresenta os saldos comparativos entre a informação registrada em conformidade com o CPC 06 (R2) e o valor que seria registrado se considerada a inflação projetada:

Consolidado	Saldo conforme o CPC 06 (R2) - IFRS 16	Saldo com projeção da inflação	%
Passivo de arrendamentos	96.604	106.148	9,88%
Direito de uso de ativos	92.831	100.061	7,79%
Despesa Financeira	9.675	10.341	6,88%
Despesa de amortização	34.205	35.398	3,49%

### 28.4 Compromissos de arrendamentos e aluguéis

Para os arrendamentos de ativos de baixo valor, tais como computadores, impressoras e móveis, arrendamento de curto prazo, bem como para os contratos de arrendamento de terrenos para desenvolvimento de projetos de geração de energia eólica, cujo pagamento é feito com base em remuneração variável, os valores estão reconhecidos na demonstração de resultado como custos e/ou despesas operacionais (NE 33.6). O saldo de compromissos de arrendamentos e aluguéis está demonstrado a seguir:

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	31.12.2019
	Compromissos de arrendamentos e aluguéis	6.347	29.645	158.826

## 29 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.12.2019	31.12.2018
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 36.2.12)	251.973	11.007
Consumidores (a)	43.024	70.713
Obrigações junto a clientes nas operações de venda de gás (b)	39.665	55.048
Taxa de iluminação pública arrecadada	38.805	28.337
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	26.008	24.314
Aquisição de investimentos	13.294	32.200
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	12.535	20.820
Cauções em garantia	9.257	10.026
Devolução ao consumidor	4.887	5.036
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (NE nº 36.2.3 - b)	1.203	-
Outras obrigações	58.218	51.523
	<b>498.869</b>	<b>309.024</b>
	<b>Circulante</b>	<b>149.407</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>349.462</b>
		<b>192.070</b>
		<b>116.954</b>

(a) Do saldo de 31.12.2018, R\$ 32.639 referem-se a valores repassados pela União à Copel DIS, conforme Ofício Aneel nº 565/2018, para o ressarcimento dos consumidores em razão do excedente arrecadado sobre a Receita Operacional Líquida no período de janeiro de 2010 a dezembro de 2012. Não há saldo pendente deste passivo em 31.12.2019.

(b) Refere-se aos valores pagos pela aquisição de volumes de gás contratados e ainda não retirados pelos clientes.

## 30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente

A Companhia e suas controladas respondem por diversos processos judiciais e administrativos perante diferentes cortes. A Administração, com base na avaliação de seus assessores legais, constitui provisões para as ações cujas perdas são consideradas prováveis, quando os critérios de reconhecimento de provisão descritos na NE nº 4.11 são atendidos.

A Administração da Companhia acredita ser impraticável fornecer informações a respeito do momento de eventuais saídas de caixa relacionadas às ações pelas quais a Companhia e suas controladas respondem na data da elaboração das demonstrações financeiras, tendo em vista a imprevisibilidade e a dinâmica dos sistemas judiciário, tributário e regulatório brasileiro, sendo que a resolução final depende das conclusões dos processos judiciais. Por esse motivo, essa informação não é fornecida.

### 30.1 Provisões para litígios

#### 30.1.1 Mutações das provisões para litígios das ações consideradas como de perda provável

Consolidado	Resultado				Adições (Reversões) no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	Saldo em 31.12.2019
	Saldo em 1º.01.2019	Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições/(Rev.)				
<b>Fiscais</b>								
Cofins (a)	102.603	4.307	(2.626)	-	-	-	-	104.284
Outras (b)	54.494	4.841	(14.258)	-	-	(1.258)	27.687	71.506
	<b>157.097</b>	<b>9.148</b>	<b>(16.884)</b>	-	-	<b>(1.258)</b>	<b>27.687</b>	<b>175.790</b>
<b>Trabalhistas (c)</b>	<b>612.782</b>	<b>194.550</b>	<b>(23)</b>	-	-	<b>(134.247)</b>	-	<b>673.062</b>
<b>Benefícios a empregados (d)</b>	<b>85.199</b>	<b>27.426</b>	<b>(18.747)</b>	-	-	<b>(7.581)</b>	-	<b>86.297</b>
<b>Cíveis</b>								
Cíveis e direito administrativo (e)	492.934	101.438	(36.271)	-	-	(221.139)	-	336.962
Servidões de passagem (f)	118.147	711	(3.470)	12.456	1.012	(1.891)	45	127.010
Desapropriações e patrimoniais (g)	116.401	2.844	(4.501)	(2.935)	7.109	(161)	-	118.757
Consumidores (h)	5.209	390	(643)	-	-	-	-	4.956
Ambientais (i)	3.531	1.332	(566)	-	-	(226)	-	4.071
	<b>736.222</b>	<b>106.715</b>	<b>(45.451)</b>	<b>9.521</b>	<b>8.121</b>	<b>(223.417)</b>	<b>45</b>	<b>591.756</b>
<b>Regulatórias (j)</b>	<b>73.473</b>	<b>7.926</b>	<b>(546)</b>	-	-	<b>(1.045)</b>	-	<b>79.808</b>
	<b>1.664.773</b>	<b>345.765</b>	<b>(81.651)</b>	<b>9.521</b>	<b>8.121</b>	<b>(367.548)</b>	<b>27.732</b>	<b>1.606.713</b>

Consolidado	Resultado				Adições no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	Saldo em 31.12.2018
	Saldo em 1º.01.2018	Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições/(Rev.)				
<b>Fiscais</b>								
Cofins (a)	79.748	22.855	-	-	-	-	-	102.603
Outras (b)	58.793	7.722	(26.695)	-	-	(6.325)	20.999	54.494
	<b>138.541</b>	<b>30.577</b>	<b>(26.695)</b>	-	-	<b>(6.325)</b>	<b>20.999</b>	<b>157.097</b>
<b>Trabalhistas (c)</b>	<b>475.631</b>	<b>232.195</b>	<b>(2.400)</b>	-	-	<b>(92.644)</b>	-	<b>612.782</b>
<b>Benefícios a empregados (d)</b>	<b>89.439</b>	<b>11.089</b>	<b>(10.062)</b>	-	-	<b>(5.267)</b>	-	<b>85.199</b>
<b>Cíveis</b>								
Cíveis e direito administrativo (e)	527.613	119.633	(118.652)	-	-	(36.005)	345	492.934
Servidões de passagem (f)	110.936	2.179	(305)	(4.600)	8.477	(1.474)	2.934	118.147
Desapropriações e patrimoniais (g)	95.627	156	(1.350)	4.032	18.168	(232)	-	116.401
Consumidores (h)	8.377	464	(1.469)	-	-	(2.163)	-	5.209
Ambientais (i)	1.584	2.570	(562)	-	-	(61)	-	3.531
	<b>744.137</b>	<b>125.002</b>	<b>(122.338)</b>	<b>(568)</b>	<b>26.645</b>	<b>(39.935)</b>	<b>3.279</b>	<b>736.222</b>
<b>Regulatórias (j)</b>	<b>64.316</b>	<b>9.296</b>	<b>(139)</b>	-	-	-	-	<b>73.473</b>
	<b>1.512.064</b>	<b>408.159</b>	<b>(161.634)</b>	<b>(568)</b>	<b>26.645</b>	<b>(144.171)</b>	<b>24.278</b>	<b>1.664.773</b>
	<b>Circulante</b>	<b>112.000</b>						<b>-</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>1.400.064</b>						<b>1.664.773</b>

Controladora	Saldo em 1º.01.2019	Resultado		Quitações	Saldo em 31.12.2019
		Adições	Reversões		
<b>Fiscais</b>					
Cofins (a)	102.603	4.307	(2.626)	-	104.284
Outras (b)	30.040	704	-	-	30.744
	<b>132.643</b>	<b>5.011</b>	<b>(2.626)</b>	-	<b>135.028</b>
<b>Trabalhistas (c)</b>	<b>588</b>	<b>1.557</b>	<b>(1)</b>	<b>(187)</b>	<b>1.957</b>
<b>Cíveis (e)</b>	<b>142.773</b>	<b>7.756</b>	-	-	<b>150.529</b>
<b>Regulatórias (j)</b>	<b>16.176</b>	<b>1.181</b>	-	-	<b>17.357</b>
	<b>292.180</b>	<b>15.505</b>	<b>(2.627)</b>	<b>(187)</b>	<b>304.871</b>

Controladora	Saldo em 1º.01.2018	Resultado		Quitações	Saldo em 31.12.2018
		Adições	Reversões		
<b>Fiscais</b>					
Cofins (a)	79.748	22.855	-	-	102.603
Outras (b)	24.365	5.768	-	(93)	30.040
	<b>104.113</b>	<b>28.623</b>	-	<b>(93)</b>	<b>132.643</b>
<b>Trabalhistas (c)</b>	<b>518</b>	<b>141</b>	<b>(70)</b>	<b>(1)</b>	<b>588</b>
<b>Cíveis (e)</b>	<b>135.422</b>	<b>30.768</b>	<b>(23.409)</b>	<b>(8)</b>	<b>142.773</b>
<b>Regulatórias (j)</b>	<b>15.042</b>	<b>1.134</b>	-	-	<b>16.176</b>
	<b>255.095</b>	<b>60.666</b>	<b>(23.479)</b>	<b>(102)</b>	<b>292.180</b>
<b>Circulante</b>	<b>112.000</b>				-
<b>Não circulante</b>	<b>143.095</b>				<b>292.180</b>

### 30.1.2 Descrição da natureza e/ou informações sobre as principais ações

#### a) **Contribuição para o financiamento da seguridade social - Cofins**

**Autor:** Receita Federal

Exigência de Cofins e respectivos juros e multa, relativo ao período de agosto de 1995 a dezembro de 1996, lançados em decorrência de rescisão de acórdão judicial que havia reconhecido a imunidade da Companhia ao tributo.

**Situação atual:** aguardando julgamento de recursos judiciais.

#### b) **Outras provisões fiscais**

Ações relativas a impostos, taxas e outros tributos federais, estaduais e municipais em que a Companhia discute a incidência ou não, bem como suas bases e valores para recolhimento.

#### c) **Trabalhistas**

Ações movidas por empregados e ex-empregados da Copel e de suas controladas, envolvendo cobrança de horas-extras, periculosidade, adicional de transferência, equiparação/reenquadramento salarial e outras, e também ações movidas por ex-empregados de seus empreiteiros e empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária), envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras.

#### d) **Benefícios a empregados**

Ações de reclamações trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados da Copel e de suas controladas contra a Fundação Copel, que causarão, conseqüentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.

#### e) **Cíveis e direito administrativo**

Ações que envolvem faturamento, supostos procedimentos irregulares, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica e acidentes com veículos.

No saldo está contido, ainda, valor relativo a discussão em arbitragem protegida por sigilo e confidencialidade, em fase de instrução probatória, sem decisão proferida.

As principais ações estão descritas a seguir:

**Autor:** Tradener Ltda.

A ação popular nº 588/2006 já transitou em julgado e a decisão reconheceu como válida as comissões contratuais devidas pela Companhia à Tradener. Na ação civil pública nº 0000219-78.2003.8.16.0004, ajuizada pelo Ministério Público, também há decisão no sentido da ausência de irregularidades no contrato de comercialização de energia. Diante disso, a Tradener ajuizou ações de cobrança, visando o recebimento de suas comissões.

**Situação atual:** Em 22.08.2019, a Companhia efetuou o pagamento de R\$ 130.440 referente a condenação e honorários de 1% sobre o valor da condenação e aguarda a homologação do acordo de pagamento

**Autor:** Fumicultores

**Valor estimado:** R\$ 48.977

Ações impetradas por fumicultores que tem como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.

#### **f) Servidões de passagem**

As ações judiciais ocorrem quando há divergência entre o valor avaliado pela Copel para pagamento e o pleiteado pelo proprietário e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrícula, entre outras).

Decorrem também da intervenção no usucapião de terceiros, seja na qualidade de confrontante ou em caso de imóvel onde há áreas de servidão de passagem, a fim de preservar os limites e confrontações das faixas de servidão.

#### **g) Desapropriações e patrimoniais**

As ações judiciais de desapropriação e patrimoniais ocorrem quando há divergência entre o valor avaliado pela Copel para pagamento e o pleiteado pelo proprietário, e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrícula etc.).

As ações patrimoniais compreendem, ainda, reintegrações de posse de imóveis de propriedade da concessionária. As demandas judiciais existem quando há necessidade de retomada dos imóveis invadidos por terceiros nas áreas de propriedade da Companhia. Decorrem também da intervenção no usucapião de terceiros, na qualidade de confrontante, a fim de preservar os limites e confrontações das áreas desapropriadas.

As principais ações estão descritas a seguir:

**Autor:** Proprietário de imóvel

**Valor estimado:** R\$ 28.211

Ação de desapropriação para construção de subestação de energia elétrica que se discute o valor da indenização.

**Situação atual:** ação pendente de julgamento em 2º grau de jurisdição.

**Autor:** proprietário de imóvel

**Valor estimado:** R\$ 10.467

Ação de desapropriação de área utilizada para o reservatório da Usina Mauá proposta pelo Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, do qual a Copel GeT participa com o percentual de 51%, em que se discute o valor da indenização do imóvel que está em parte submerso.

**Situação atual:** Os embargos de declaração foram julgados e foi interposto recurso especial, denegado seguimento, foi interposto recurso de agravo estando o mesmo pendente de julgamento no STJ.

#### **h) Consumidores**

Ações pleiteando ressarcimento de danos causados em aparelhos eletrodomésticos, máquinas industriais e comerciais, indenizações por dano moral decorrente da prestação de serviço (suspensão do fornecimento) e ações movidas por consumidores industriais, questionando a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica, ocorrida na vigência do Plano Cruzado, e pleiteando restituição de valores envolvidos.

#### **i) Ambientais**

Ações civis públicas e ações populares que têm como finalidade obstaculizar o andamento de licenciamento ambiental de novos projetos ou a recuperação de áreas de preservação permanente no entorno dos reservatórios das usinas hidrelétricas utilizadas indevidamente por particulares. Em caso de eventual condenação, estima-se somente o custo da elaboração de novos estudos ambientais e o custo de recuperação das áreas de propriedade da Copel GeT. Contemplam também os Termos de Ajuste de Conduta - TAC, que se referem aos compromissos acordados e aprovados entre a Companhia e os órgãos competentes, pelo descumprimento de alguma condicionante concluída nas Licenças de Instalação e Operação.

#### **j) Regulatórias**

A Companhia discute, nas esferas administrativa e judicial, notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias. A principal ação está descrita a seguir:

**Autores:** Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE e Dona Francisca Energética S.A.

**Valor estimado:** R\$ 57.000

A Copel, a Copel GeT e a Copel DIS estão discutindo ações judiciais contra o Despacho Aneel nº 288/2002, envolvendo as empresas citadas.

**Situação atual:** aguardando julgamento.

### **30.2 Passivo contingente**

#### **30.2.1 Classificação das ações consideradas como de perda possível**

Passivos contingentes são obrigações presentes decorrentes de eventos passados, sem provisões reconhecidas por não ser provável uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação. A seguir, informações sobre a natureza e as potenciais perdas dos passivos contingentes da Companhia e de suas controladas:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Fiscais (a)	175.632	160.139	628.546	568.512
Trabalhistas (30.1.2 - c)	1.655	561	419.917	311.777
Benefícios a empregados (30.1.2 - d)	-	-	21.338	19.099
Cíveis (b)	489.612	473.430	1.273.928	1.286.466
Regulatórias (c)	-	-	1.141.420	866.836
	<b>666.899</b>	<b>634.130</b>	<b>3.485.149</b>	<b>3.052.690</b>

### 30.2.2 Descrição da natureza e/ou informações sobre as principais ações

#### a) Fiscais

Ações relativas a impostos, taxas e outros tributos federais, estaduais e municipais, em que a Companhia discute sua incidência ou não, bem como suas bases e valores para recolhimento. As principais ações estão descritas a seguir:

**Autor:** Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS **Valor estimado:** R\$ 117.018

Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.

**Situação atual:** aguardando julgamento no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF ou judicial.

**Autor:** Secretaria de Estado da Fazenda **Valor estimado:** R\$ 87.657

O Estado do Paraná lavrou o auto de infração nº 6.587.156-4 em face da Copel Distribuição, por suposta ausência de recolhimento do ICMS sobre a rubrica “demanda medida” destacada nas faturas de energia elétrica emitidas em face de grande consumidor, no período de maio de 2011 a dezembro de 2013.

A Companhia sustenta a sua ilegitimidade para figurar no polo passivo da presente autuação fiscal, pois não tendo figurado no processo judicial, não pode sofrer os efeitos da decisão judicial nele proferida, o que implicaria na sua ilegitimidade para figurar no polo passivo do auto de infração citado.

A Companhia ingressou com mandado de segurança em 16.07.2019, tendo obtido liminar para suspender a exigibilidade do crédito tributário.

**Autor:** Prefeituras Municipais **Valor Estimado:** R\$ 87.006

Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana - IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica. O processo aguarda julgamento em primeira instância.

**Autor(es):** Prefeituras Municipais **Valor estimado:** R\$ 65.443

Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviço de construção civil prestado por terceiro.

**Situação atual:** aguardando julgamento de defesas em âmbito administrativo ou judicial.

**Autor:** Receita Federal do Brasil **Valor estimado:** R\$ 105.800

Exigências e questionamentos administrativos referentes aos tributos federais.

**Situação atual:** aguardando julgamento no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF ou judicial.

#### **b) Cíveis**

Ações que envolvem faturamento, supostos procedimentos irregulares, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica, acidentes com veículos, servidões de passagem, desapropriações, patrimoniais e ambientais.

No saldo está contido, ainda, valor relativo a discussão em arbitragem protegida por sigilo e confidencialidade, em fase de instrução probatória, sem decisão proferida.

As principais ações estão descritas a seguir:

**Autor:** Mineradora Tibagiana Ltda.

Ação para indenização sobre supostos prejuízos nas atividades da mineradora pelas obras de construção da Usina Mauá, pelo Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, do qual a Copel GeT participa com o percentual de 51%. A discussão judicial sobre a validade da autorização de lavra de mineração da Mineradora Tibagiana transitou em julgado em 04.09.2019, permanecendo válida a anulação da Portaria de lavra da Mineradora Tibagiana pelo Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM. Diante disso, a possibilidade de saída de recursos tornou-se remota.

**Autores:** franqueados de Agência/loja Copel

**Valor estimado:** R\$ 49.689

Ação judicial proposta por ex-franqueado, sem contrato vigente, com o objetivo de ver reconhecido o objeto então licitado como subconcessão, e não como franquia, e, por consequência, ver prorrogado o contrato e ser remunerado mediante tarifas cobradas dos usuários, ou, sucessivamente, ser indenizado por lucros cessantes, além de royalties, fundo de propaganda, dentre outras verbas.

**Situação atual:** aguardando julgamento em grau recursal.

**Autor:** Departamento de Estradas e Rodagens - DER

**Valor Estimado:** R\$ 85.277

O DER lavrou auto de infração fiscal à Copel Distribuição que, por sua vez, impetrou ação com objeto de impugnar a cobrança da Taxa de Uso ou Ocupação da Faixa de Domínio das Rodovias, uma vez que a Companhia entende que esta taxa é inconstitucional por possuir caráter confiscatório. Atualmente o processo está concluso para sentença.

**Autor:** Fumicultores

**Valor estimado:** R\$ 34.792

Ações impetradas por fumicultores que tem como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.

**Situação atual:** aguardando julgamento.

#### **c) Regulatórias**

A Companhia está discutindo nas esferas administrativas e judiciais notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias. A principal ação está descrita a seguir:

**Autor:** Energia Sustentável do Brasil S.A. - ESBR

**Valor estimado:** R\$ 1.034.593

A ESBR moveu contra a Aneel a ação ordinária nº 10426-71.2013.4.01.4100, na Justiça Federal de Rondônia, cuja sentença (i) reconheceu excludentes de responsabilidade pelo atraso de 535 dias no cronograma das obras da UHE Jirau; (ii) declarou inexigíveis quaisquer obrigações, penalidades e custos impostos à ESBR decorrentes do atraso e, por fim, (iii) anulou o despacho Aneel nº 1.732/2013, que havia reconhecido o atraso de apenas 52 dias no cronograma de implantação. Houve recurso de apelação pela Aneel, em trâmite no TRF da 1ª Região.

A consequência prática da decisão foi, ao tempo em que isentou a ESBR, expor as distribuidoras com as quais celebrou CCEARs ao Mercado de Curto Prazo e ao alto valor do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD no período, onde se inclui a Copel DIS. Isso se deu porque as regras de comercialização de energia elétrica impõem que toda energia consumida tenha a correspondente cobertura contratual.

Caso as ações sejam julgadas desfavoráveis para a Copel, o valor será considerado como um Ativo Financeiro Setorial a ser recuperado mediante tarifa.

**Situação atual:** aguardando julgamento.

## 31 Patrimônio Líquido

### 31.1 Capital social

O capital social está representado por ações ordinárias e preferenciais. Nas Assembleias Gerais, cada ação ordinária tem direito a um voto. As ações preferenciais não têm direito a voto e são de classes "A" e "B".

De acordo com o artigo 17 e seus parágrafos, da Lei nº 6.404/1976, os dividendos atribuídos às ações preferenciais são, no mínimo, 10% maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

As ações preferenciais classe "A" têm prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos mínimos de 10% a.a., não cumulativos, calculados com base no capital próprio a essa espécie e classe de ações.

As ações preferenciais classe "B" têm prioridade no reembolso do capital e direito ao recebimento de dividendos, correspondentes à parcela do valor equivalente a, no mínimo, 25% do lucro líquido ajustado, de acordo com a legislação societária e o estatuto da Companhia, calculados com base no capital próprio a essa espécie e classe de ações. Os dividendos assegurados à classe "B" são prioritários apenas em relação às ações ordinárias e somente são pagos à conta dos lucros remanescentes depois de pagos os dividendos prioritários das ações preferenciais classe "A".

Em 31.12.2019, o capital social integralizado é de R\$ 10.800.000 (R\$ 7.910.000 em 31.12.2018). O aumento de capital no valor de R\$ 2.890.000 foi aprovado na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 29.04.2019. Sua composição por ações (sem valor nominal) e os principais acionistas estão demonstrados a seguir:

Acionistas	Número de ações em unidades							
	Ordinárias		Preferenciais "A"		Preferenciais "B"		Total	
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	85.028.598	58,63	-	-	-	-	85.028.598	31,07
BNDESPAR	38.298.775	26,41	-	-	27.282.006	21,26	65.580.781	23,96
Eletrobras	1.530.774	1,06	-	-	-	-	1.530.774	0,56
Custódias em bolsa:								
B3	19.727.829	13,60	76.783	23,47	73.612.755	57,38	93.417.367	34,15
NYSE	108.545	0,07	-	-	27.181.283	21,19	27.289.828	9,97
Latibex	-	-	-	-	170.911	0,13	170.911	0,06
Prefeituras	178.393	0,12	9.326	2,85	3.471	-	191.190	0,07
Outros	158.166	0,11	241.033	73,68	46.727	0,04	445.926	0,16
	<b>145.031.080</b>	<b>100,00</b>	<b>327.142</b>	<b>100,00</b>	<b>128.297.153</b>	<b>100,00</b>	<b>273.655.375</b>	<b>100,00</b>

### 31.2 Ajustes de avaliação patrimonial

Na adoção inicial das IFRS, foram reconhecidos os valores justos do ativo imobilizado - custo atribuído. A conta Ajustes de avaliação patrimonial foi a contrapartida desse ajuste, líquido do imposto de renda e contribuição social diferidos, inclusive por equivalência patrimonial. A realização de tais ajustes é contabilizada na conta de lucros acumulados, na medida em que ocorra a depreciação ou eventual baixa dos itens avaliados.

Nessa conta também são registrados os ajustes decorrentes das variações de valor justo envolvendo ativos financeiros, bem como os ajustes dos passivos atuariais.

	<b>Controladora</b>	<b>Consolidado</b>
<b>Em 1º.01.2018</b>	<b>895.601</b>	<b>895.601</b>
<b>Passivos atuariais</b>		
Benefícios pós-emprego	(408)	(58.354)
Tributos sobre os ajustes	139	19.994
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(38.245)	-
<b>Realização dos ajustes de avaliação patrimonial</b>		
Custo atribuído do imobilizado	-	(101.645)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	34.559
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(67.086)	-
<b>Reclassificação pela adoção do CPC 48/IFRS 9</b>		
Investimentos em participações societárias	(4.391)	(4.391)
<b>Atribuível aos acionistas não controladores</b>	<b>-</b>	<b>(154)</b>
<b>Em 31.12.2018</b>	<b>785.610</b>	<b>785.610</b>
<b>Passivos atuariais</b>		
Benefícios pós-emprego	(3.371)	(186.628)
Tributos sobre os ajustes	1.146	63.444
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(120.358)	-
<b>Realização dos ajustes de avaliação patrimonial</b>		
Custo atribuído do imobilizado	-	(100.342)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	34.116
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos	(66.226)	-
<b>Varição de participação societária em Controlada</b>		
Perda com variação de participação em Controlada	(4.874)	-
<b>Atribuível aos acionistas não controladores</b>	<b>-</b>	<b>(4.273)</b>
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>591.927</b>	<b>591.927</b>

### 31.3 Reserva legal e reserva de retenção de lucros

A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício, antes de qualquer destinação, limitada a 20% do capital social.

A reserva de retenção de lucros visa a cobertura do programa de investimento da Companhia, conforme o artigo 196 da Lei nº 6.404/1976. Sua constituição ocorre mediante a retenção do remanescente do lucro líquido do exercício, após a constituição da reserva legal e da proposição dos juros sobre o capital próprio e dos dividendos.

### 31.4 Proposta de distribuição de dividendos

<b>Controladora</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
<b>(1) Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios (25%)</b>		
Lucro líquido do exercício	1.989.946	1.407.063
Reserva legal (5%)	(99.497)	(70.353)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	66.226	67.086
Base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios	1.956.675	1.403.796
	<b>489.169</b>	<b>350.949</b>
<b>(2) Distribuição total proposta (3+5)</b>	<b>643.000</b>	<b>378.542</b>
<b>(3) Juros sobre o capital próprio (JSCP) - valor bruto</b>	643.000	280.000
Imposto de renda retido na fonte	(56.584)	(27.593)
<b>(4) JSCP líquido</b>	<b>586.416</b>	<b>252.407</b>
<b>(5) Dividendos propostos</b>	-	<b>98.542</b>
<b>(6) Distribuição total proposta, líquida (4+5)</b>	<b>586.416</b>	<b>350.949</b>
<b>(7) Dividendo adicional proposto (6-1)</b>	<b>97.247</b>	-
<b>(8) JSCP deliberado superior ao dividendo mínimo obrigatório (4-1)</b>	<b>97.247</b>	-
<b>Valor bruto dos dividendos por ação:</b>		
Ações ordinárias	2,24235	1,31950
Ações preferenciais classe "A"	3,94657	2,89050
Ações preferenciais classe "B"	2,46692	1,45151
<b>Valor bruto dos dividendos por classes de ações:</b>		
Ações ordinárias	325.210	191.369
Ações preferenciais classe "A"	1.291	950
Ações preferenciais classe "B"	316.499	186.223

Conforme as disposições legais e estatutárias vigentes, a base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios é obtida a partir do lucro líquido, diminuído da cota destinada à reserva legal. Contudo, a Administração deliberou acrescentar na citada base de cálculo a realização dos ajustes de avaliação patrimonial, de que trata o item 28 da ICPC 10 - Interpretação sobre a Aplicação Inicial ao Ativo Imobilizado e à Propriedade para Investimento dos CPCs 27, 28, 37 e 43, de forma a anular o efeito causado ao resultado pelo aumento da despesa com depreciação, decorrente da adoção inicial de normas contábeis, bem como pelo CPC 27 - Ativo Imobilizado. Este procedimento reflete a Política de Dividendos da Companhia, a qual será praticada durante a realização de toda a reserva de ajustes de avaliação patrimonial.

A distribuição dos dividendos mínimos obrigatórios é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas ao final do exercício.

O benefício fiscal dos juros sobre capital próprio é reconhecido na demonstração de resultado no momento do seu registro em contas a pagar.

### 31.5 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	31.12.2019	31.12.2018
<b>Numerador básico e diluído</b>		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:		
Ações ordinárias	1.007.014	712.234
Ações preferenciais classe "A"	2.984	1.775
Ações preferenciais classe "B"	979.948	693.054
	<b>1.989.946</b>	<b>1.407.063</b>
<b>Denominador básico e diluído</b>		
Média ponderada das ações (em milhares):		
Ações ordinárias	145.031.080	145.031.080
Ações preferenciais classe "A"	327.368	328.627
Ações preferenciais classe "B"	128.296.927	128.295.668
	<b>273.655.375</b>	<b>273.655.375</b>
<b>Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas controladores</b>		
Ações ordinárias	6,94344	4,91091
Ações preferenciais classe "A"	9,11525	5,40201
Ações preferenciais classe "B"	7,63812	5,40201

## 32 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						31.12.2019	31.12.2018
Fornecimento de energia elétrica	10.481.794	(965.651)	(2.336.583)	(753.544)	-	<b>6.426.016</b>	<b>5.548.584</b>
Suprimento de energia elétrica	3.301.336	(368.101)	(10.727)	(56.642)	-	<b>2.865.866</b>	<b>2.765.916</b>
Disponibilidade da rede elétrica	8.270.996	(781.017)	(1.999.583)	(1.351.625)	-	<b>4.138.771</b>	<b>3.469.060</b>
Receita de construção	1.132.884	-	-	-	-	<b>1.132.884</b>	<b>1.097.313</b>
Valor justo do ativo indenizável da concessão	36.646	-	-	-	-	<b>36.646</b>	<b>47.499</b>
Telecomunicações	532.926	(21.035)	(137.896)	-	(558)	<b>373.437</b>	<b>366.179</b>
Distribuição de gás canalizado	1.003.790	11.313	(171.897)	-	(23)	<b>843.183</b>	<b>557.186</b>
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	25.057	(6.426)	-	-	-	<b>18.631</b>	<b>893.688</b>
Outras receitas operacionais	442.353	(30.203)	-	-	(3.310)	<b>408.840</b>	<b>189.355</b>
	<b>25.227.782</b>	<b>(2.161.120)</b>	<b>(4.656.686)</b>	<b>(2.161.811)</b>	<b>(3.891)</b>	<b>16.244.274</b>	<b>14.934.780</b>

### 32.1 Detalhamento da receita por tipo e/ ou classe de consumidores

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>10.481.794</b>	<b>10.104.045</b>
Residencial	3.336.432	3.175.290
Industrial	1.276.105	1.419.240
Comercial, serviços e outras atividades	2.179.510	2.136.087
Rural	631.527	572.361
Poder público	279.495	262.705
Iluminação pública	274.250	278.645
Serviço público	332.414	316.307
Consumidores livres	1.431.274	1.179.314
Doações e subvenções	740.787	764.096
<b>Suprimento de energia elétrica</b>	<b>3.301.336</b>	<b>3.136.244</b>
Contratos bilaterais	1.998.617	2.002.077
Contratos regulados	854.239	385.157
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	357.076	663.024
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.3)	91.404	85.986
<b>Disponibilidade da rede elétrica</b>	<b>8.270.996</b>	<b>6.867.274</b>
Residencial	2.585.892	2.222.621
Industrial	1.280.168	1.110.089
Comercial, serviços e outras atividades	1.713.632	1.407.156
Rural	467.044	362.778
Poder público	217.027	185.383
Iluminação pública	206.492	184.530
Serviço público	174.414	141.556
Consumidores livres	1.052.535	795.105
Concessionárias e geradoras	62.414	80.329
Receita de operação e manutenção - O&M	98.207	58.578
Receita de juros efetivos	413.171	319.149
<b>Receita de construção</b>	<b>1.132.884</b>	<b>1.097.313</b>
<b>Valor justo do ativo indenizável da concessão</b>	<b>36.646</b>	<b>47.499</b>
<b>Telecomunicações</b>	<b>532.926</b>	<b>512.540</b>
<b>Distribuição de gás canalizado</b>	<b>1.003.790</b>	<b>753.222</b>
<b>Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais</b>	<b>25.057</b>	<b>985.344</b>
<b>Outras receitas operacionais</b>	<b>442.353</b>	<b>222.329</b>
Arrendamentos e aluguéis (32.2)	144.744	132.682
Valor justo na compra e venda de energia	204.876	-
Renda da prestação de serviços	51.780	59.280
Serviço taxado	18.807	18.475
Outras receitas	22.146	11.892
<b>RECEITA OPERACIONAL BRUTA</b>	<b>25.227.782</b>	<b>23.725.810</b>
(-) Pis/Pasep e Cofins	(2.266.304)	(2.117.800)
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS (NE nº 13.2.1)	105.184	-
(-) ICMS	(4.656.686)	(4.210.382)
(-) ISSQN	(3.891)	(5.286)
(-) Encargos setoriais (32.3)	(2.161.811)	(2.457.562)
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>16.244.274</b>	<b>14.934.780</b>

## 32.2 Arrendamentos e aluguéis

### 32.2.1 Receita de arrendamento e aluguéis

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Equipamentos e estruturas	143.482	131.409
Compartilhamento de instalações	1.046	1.003
Imóveis	216	270
	<b>144.744</b>	<b>132.682</b>

### 32.2.2 Recebíveis de arrendamentos

<b>Consolidado</b>	<b>Até 1 ano</b>	<b>1 a 5 anos</b>	<b>Mais de 5 anos</b>	<b>Total 31.12.2019</b>
Compartilhamento de instalações	2.207	8.829	35.920	46.956

## 32.3 Encargos setoriais

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (32.3.1)	1.654.157	1.840.283
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	280.286	423.098
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	127.432	123.306
Quota para reserva global de reversão - RGR	63.918	48.512
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	25.271	12.211
Taxa de fiscalização	10.747	10.152
	<b>2.161.811</b>	<b>2.457.562</b>

### 32.3.1 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE - concessão de distribuição de energia

A CDE foi criada pela Lei n.º 10.438/2002, alterada pela Lei nº 12.783/2013, e, para cumprir seus objetivos, tem entre suas fontes de recursos, quotas pagas pelos agentes que negociam energia com o consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas.

A Companhia realiza pagamentos do encargo CDE-Uso, destinada ao custeio dos objetivos da CDE previstos na lei, e realizou pagamentos da quota anual da CDE-Energia, composta por:

- Conta no Ambiente de Contratação Regulada - Conta ACR, que possui como objetivo cobrir as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição, relativas ao ano de 2014, em decorrência da exposição involuntária ao mercado de curto prazo e do despacho de usinas termelétricas vinculadas a CCEAR na modalidade por disponibilidade de energia elétrica. Em outubro de 2019, o saldo remanescente foi devolvido às concessionárias, conforme percentual definido pela Aneel, pelo Despacho nº 2.755/2019

- CDE-Energia, destinada à devolução dos recursos recebidos pelas concessionárias de distribuição, no período de janeiro de 2013 a fevereiro de 2014, para a cobertura de parcela dos custos com a exposição involuntária ao mercado de curto prazo, o risco hidrológico das usinas contratadas em regime de quotas e o despacho de termelétricas por razão de segurança energética, em atendimento aos Decretos nºs 7.895/2013 e 8.203/2014.

As quotas anuais para cada distribuidora são definidas pela Aneel por meio das resoluções homologatórias. O saldo em 31.12.2019 é composto da seguinte forma:

<b>Resoluções</b>	<b>Período</b>	<b>31.12.2019</b>
<b>CDE USO</b>		
Resolução Homologatória nº 2.510/2018	Janeiro a Junho	1.269.498
(-) Liminares	Janeiro a Junho	(3.346)
		<b>1.266.152</b>
<b>CONTA ENERGIA - ACR</b>		
Resolução Homologatória nº 2.231/2017	Janeiro a Fevereiro	98.725
Resolução Homologatória nº 2.521/2019	Março a Agosto	296.174
Devolução - Despacho nº 2.755/2019		(46.722)
		<b>348.177</b>
<b>CDE ENERGIA</b>		
Resolução Homologatória nº 2.510/2018	Janeiro a Março	41.431
(-) Liminares	Janeiro a Março	(1.603)
		<b>39.828</b>
		<b>1.654.157</b>

### Liminares

Em decorrência de decisões liminares em favor da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - Abrace, da Associação Nacional dos Consumidores de Energia - Anace e de outras associadas, que questionam judicialmente os componentes tarifários da CDE-Uso e CDE-Energia, a Aneel, pelas Resoluções Homologatórias nºs 1.967/2015, 1.986/2015 e 2.083/2016, homologou o cálculo tarifário, deduzindo estes encargos às associadas daquelas entidades, enquanto vigorarem as liminares concedidas.

### 32.4 Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS

A Aneel homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS por meio da Resolução Homologatória nº 2.559, de 18.06.2019, autorizando o reajuste médio de 3,41% (15,99% em 2018) percebido pelos consumidores e cuja aplicação ocorreu integralmente às tarifas a partir de 24.06.2019, sendo que para os consumidores da alta tensão o reajuste ficou em 4,32%, enquanto para os da baixa tensão em 2,92%.

A recomposição tarifária contempla: 10,54% relativos à inclusão dos componentes financeiros; 1,12% decorrentes da atualização da Parcela B (custos operacionais, depreciação e remuneração); -3,08% relativos à atualização da Parcela A (energia, transmissão e encargos); e -5,17% que refletem a retirada dos componentes financeiros do processo tarifário anterior.

### 33 Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2019
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(6.105.274)	-	-	-	(6.105.274)
Encargos de uso da rede elétrica	(1.249.275)	-	-	-	(1.249.275)
Pessoal e administradores (33.2)	(945.312)	(13.937)	(366.133)	-	(1.325.382)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(169.476)	(1.914)	(66.936)	-	(238.326)
Material	(75.417)	(289)	(6.446)	-	(82.152)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(49.352)	-	-	-	(49.352)
Gás natural e insumos para operação de gás	(585.233)	-	-	-	(585.233)
Serviços de terceiros (33.3)	(433.429)	(23.002)	(156.690)	-	(613.121)
Depreciação e amortização	(1.031.880)	(8)	(47.228)	(14.720)	(1.093.836)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	33.290	(153.640)	-	(254.465)	(374.815)
Custo de construção (33.5)	(1.091.396)	-	-	-	(1.091.396)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(57.422)	(14.269)	(90.867)	(189.630)	(352.188)
	<b>(11.760.176)</b>	<b>(207.059)</b>	<b>(734.300)</b>	<b>(458.815)</b>	<b>(13.160.350)</b>

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2018
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(6.361.178)	-	-	-	(6.361.178)
Encargos de uso da rede elétrica	(1.176.780)	-	-	-	(1.176.780)
Pessoal e administradores (33.2)	(978.878)	(18.460)	(360.447)	-	(1.357.785)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(176.102)	(2.447)	(65.201)	-	(243.750)
Material	(68.920)	(655)	(12.182)	-	(81.757)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(19.729)	-	-	-	(19.729)
Gás natural e insumos para operação de gás	(412.618)	-	-	-	(412.618)
Serviços de terceiros (33.3)	(392.869)	(23.266)	(156.092)	-	(572.227)
Depreciação e amortização	(709.575)	(15)	(26.015)	(13.574)	(749.179)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	18.920	(81.936)	-	(243.681)	(306.697)
Custo de construção (33.5)	(1.052.208)	-	-	-	(1.052.208)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(171.751)	(21.930)	(103.597)	(45.435)	(342.713)
	<b>(11.501.688)</b>	<b>(148.709)</b>	<b>(723.534)</b>	<b>(302.690)</b>	<b>(12.676.621)</b>

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2019
Pessoal e administradores (33.2)	(20.414)	-	(20.414)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(2.511)	-	(2.511)
Material	(786)	-	(786)
Serviços de terceiros	(15.698)	-	(15.698)
Depreciação e amortização	(832)	(1.121)	(1.953)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	(8.730)	(8.730)
Outras receitas (despesas) operacionais	(19.666)	11.095	(8.571)
	<b>(59.907)</b>	<b>1.244</b>	<b>(58.663)</b>

<b>Controladora</b>	<b>Despesas gerais e administrativas</b>	<b>Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas</b>	<b>31.12.2018</b>
Pessoal e administradores (33.2)	(15.144)	-	(15.144)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(2.286)	-	(2.286)
Material	(706)	-	(706)
Serviços de terceiros	(31.465)	-	(31.465)
Depreciação e amortização	(101)	(1.122)	(1.223)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	(24.902)	(24.902)
Outras receitas (despesas) operacionais (a)	(17.590)	37.720	20.130
	<b>(67.292)</b>	<b>11.696</b>	<b>(55.596)</b>

(a) Do saldo de R\$ 37.720 na coluna de Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas, R\$ 25.129 referem-se a reconhecimento de crédito tributário, conforme NE nº 34.1.

### 33.1 Energia elétrica comprada para revenda

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	2.880.115	2.599.345
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	1.405.497	1.850.021
Itaipu Binacional	1.316.524	1.272.177
Contratos bilaterais	754.070	928.741
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	268.063	228.295
Micro e mini geradores e recompra de clientes	52.871	12.373
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(571.866)	(529.774)
	<b>6.105.274</b>	<b>6.361.178</b>

### 33.2 Pessoal e administradores

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
<b>Pessoal</b>				
Remunerações	5.128	5.122	746.415	794.966
Encargos sociais	1.692	1.757	241.025	261.459
Auxílio alimentação e educação	1.091	1.108	113.021	113.177
Provisão para participação nos lucros e/ou resultados (a)	1.430	863	155.544	91.526
Programa de desligamentos voluntários	1.585	1.656	43.517	69.289
	<b>10.926</b>	<b>10.506</b>	<b>1.299.522</b>	<b>1.330.417</b>
<b>Administradores</b>				
Honorários	7.505	3.553	19.867	21.422
Encargos sociais	1.900	999	5.745	5.695
Outros gastos	83	86	248	251
	<b>9.488</b>	<b>4.638</b>	<b>25.860</b>	<b>27.368</b>
	<b>20.414</b>	<b>15.144</b>	<b>1.325.382</b>	<b>1.357.785</b>

(a) De acordo com a Lei Federal nº 10.101/2000, o Decreto Estadual nº 1.978/2007 e a Lei Estadual nº 16.560/2010.

### 33.3 Serviços de terceiros

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Manutenção do sistema elétrico	164.572	144.211
Comunicação, processamento e transmissão de dados	115.037	115.397
Manutenção de instalações	105.586	91.872
Atendimento a consumidor	55.632	34.502
Leitura e entrega de faturas	45.515	43.968
Consultoria e auditoria	21.016	41.615
Outros serviços	105.763	100.662
	<b>613.121</b>	<b>572.227</b>

### 33.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Provisão para litígios	8.730	10.636	257.921	219.636
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>				
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (NE nº 10.5)	-	-	(2.945)	(4.758)
Imobilizado - segmento de geração (NE nº 18.7)	-	-	(117.744)	(14.162)
Imobilizado - segmento de telecomunicações (NE nº 18.8)	-	-	87.399	-
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	-	14.266	153.640	96.202
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	(3.456)	9.779
	<b>8.730</b>	<b>24.902</b>	<b>374.815</b>	<b>306.697</b>

### 33.5 Custo de construção

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Material	548.336	507.899
Serviços de terceiros	395.607	400.680
Pessoal	125.777	124.469
Outros	21.676	19.160
	<b>1.091.396</b>	<b>1.052.208</b>

### 33.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Perdas na desativação e alienação de bens, líquidas (a)	154.628	106.675
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	103.737	105.310
Tributos	35.319	84.492
Indenizações	66.550	30.949
Taxa de arrecadação	51.156	44.682
Propaganda e publicidade	29.132	22.135
Arrendamentos e aluguéis	9.215	40.016
Outras receitas, custos e despesas, líquidos (b)	(97.549)	(91.546)
	<b>352.188</b>	<b>342.713</b>

(a) Do total registrado em 2019, R\$ 124.067 referem-se a baixas do ativo imobilizado da Copel Telecomunicações (NE nº 18.8).

(b) No saldo de 2018 está contida a receita de R\$ 72.068 referente a ressarcimento junto à fornecedores de bens dos parques eólicos do Complexo Brisa. O saldo de 2019 contempla R\$ 97.664 de reversão da taxa hídrica (TCFRH).

## 34 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
<b>Receitas financeiras</b>				
Acréscimos moratórios sobre faturas	85	-	225.956	226.050
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	192.724	214.627	192.724	214.627
Renda de aplicações financeiras	10.931	13.589	126.510	98.841
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	47.378	43.966
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	26.332	24.658
Reconhecimento de crédito tributário (34.1)	-	55.096	38.434	55.096
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.1)	-	-	1.462	1.047
Outras receitas financeiras	5.939	18.417	91.445	149.630
	<b>209.679</b>	<b>301.729</b>	<b>750.241</b>	<b>813.915</b>
<b>(-) Despesas financeiras</b>				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	149.287	184.979	906.952	871.397
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.1)	-	-	100.455	94.319
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	29.547	50.203
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 26.2)	-	-	24.570	25.407
Variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	8.495	25.830	8.495	25.830
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	5.753	23.747
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	71.549	13.636	71.549	13.636
Outras despesas financeiras	5.702	13.910	91.406	147.426
	<b>235.033</b>	<b>238.355</b>	<b>1.238.727</b>	<b>1.251.965</b>
<b>Líquido</b>	<b>(25.354)</b>	<b>63.374</b>	<b>(488.486)</b>	<b>(438.050)</b>

### 34.1 Reconhecimento de crédito tributário

O saldo de 2019 refere-se ao crédito de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS reconhecido pela Compagás, conforme NE nº 13.2.1. O saldo registrado em 2018 é decorrente do crédito tributário reconhecido pela Receita Federal do Brasil a favor da Companhia no valor atualizado de R\$ 80.226, referente à discussão da tributação de Pasep, no período de julho de 1988 à julho de 1995, proveniente dos efeitos da Resolução do Senado Federal nº 49, de 09.10.1995, que suspendeu os efeitos dos Decretos-lei nºs 2.445/1988 e 2.449/1988, considerados inconstitucionais pelo Supremo Tribunal Federal. Do total reconhecido, R\$ 55.096 foram registrados na receita financeira e R\$ 25.129 em outras receitas operacionais.

## 35 Segmentos Operacionais

Segmentos operacionais são as atividades de negócios que geram receitas e incorrem em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelas diretorias executivas da Controladora e das controladas, principais tomadoras de decisões estratégicas, responsáveis pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho.

### 35.1 Produtos e serviços dos quais os segmentos reportáveis têm suas receitas geradas

A Companhia atua nos segmentos reportáveis identificados pelas diretorias de cada área de negócio, considerando os ambientes regulatórios, as unidades estratégicas de negócios e os diferentes produtos e serviços. Os segmentos são gerenciados separadamente, pois cada negócio e cada empresa exigem diferentes tecnologias e estratégias.

Em 2019, todas as vendas foram realizadas em território brasileiro, bem como todos os ativos não correntes estão localizados em território nacional.

Não foi identificado na Companhia ou em suas controladas cliente algum que seja responsável individualmente por mais de 10% da receita líquida total do exercício de 2019.

A Companhia avalia o desempenho de cada segmento, com base em informações derivadas dos registros contábeis.

As políticas contábeis dos segmentos operacionais são as mesmas descritas na NE nº 4.

### 35.2 Segmentos reportáveis da Companhia

De acordo com o CPC 22/IFRS 8, os segmentos reportáveis da Companhia são:

**Geração e transmissão de energia elétrica (GET)** - tem como atribuição produzir energia elétrica a partir de empreendimentos de fontes hidráulica, eólica e térmica (**GER**), e prover os serviços de transporte e transformação da energia elétrica, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de subestações, bem como pelas linhas destinadas à transmissão de energia (**TRA**); para os gestores, os ativos e passivos dos segmentos de geração e de transmissão de energia são apresentados de forma agregada e o resultado é apresentado de forma segregada;

**Distribuição de energia elétrica (DIS)** - tem como atribuição prestar serviço público de distribuição de energia elétrica, sendo responsável por operar e manter a infraestrutura, bem como prestar serviços correlatos;

**Telecomunicações (TEL)** - tem como atribuição a prestação de serviços de telecomunicações e de comunicações em geral;

**Gás** - tem como atribuição a exploração do serviço público de distribuição de gás natural canalizado;

**Comercialização (COM)** - tem como atribuição a comercialização de energia elétrica e a prestação de serviços correlatos; e

**Holding (HOL)** - tem como atribuição a participação em outras empresas.

### 35.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Operações inter-segundo	Consolidado
	GET	DIS	COM					
<b>31.12.2019</b>								
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>19.457.551</b>	<b>13.434.522</b>	<b>690.372</b>	<b>1.527.098</b>	<b>904.993</b>	<b>3.183.677</b>	<b>(885.662)</b>	<b>38.312.550</b>
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>2.039.443</b>	<b>4.631.991</b>	<b>229.630</b>	<b>528.754</b>	<b>313.896</b>	<b>1.127.469</b>	<b>(961.987)</b>	<b>7.909.196</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>17.418.108</b>	<b>8.802.531</b>	<b>460.742</b>	<b>998.344</b>	<b>591.097</b>	<b>2.056.208</b>	<b>76.325</b>	<b>30.403.354</b>
Realizável a Longo Prazo	5.054.560	3.051.058	460.312	137.770	576.190	1.879.619	(296.879)	10.862.630
Investimentos	2.371.374	813	247	-	-	150.746	-	2.523.179
Imobilizado	9.735.093	-	53	833.974	-	22.983	-	10.592.103
Intangível	233.973	5.703.686	123	19.844	-	1.781	373.204	6.332.611
Direito de uso de ativos	23.108	46.974	7	6.756	14.907	1.079	-	92.831

ATIVO	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Operações inter-segundo	Consolidado
	GET	DIS	COM					
<b>31.12.2018</b>								
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>18.573.953</b>	<b>12.331.603</b>	<b>227.287</b>	<b>1.264.748</b>	<b>675.286</b>	<b>3.359.407</b>	<b>(502.184)</b>	<b>35.930.100</b>
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>1.722.519</b>	<b>3.971.915</b>	<b>181.077</b>	<b>88.239</b>	<b>204.725</b>	<b>1.214.523</b>	<b>(705.152)</b>	<b>6.677.846</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>16.851.434</b>	<b>8.359.688</b>	<b>46.210</b>	<b>1.176.509</b>	<b>470.561</b>	<b>2.144.884</b>	<b>202.968</b>	<b>29.252.254</b>
Realizável a Longo Prazo	4.660.867	2.968.282	43.564	88.798	466.942	1.950.280	(164.473)	10.014.260
Investimentos	2.212.271	1.343	2.442	-	-	152.178	-	2.368.234
Imobilizado	9.728.872	-	51	1.071.489	-	40.251	-	10.840.663
Intangível	249.424	5.390.063	153	16.222	3.619	2.175	367.441	6.029.097

### 35.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				TEL	GÁS	HOL	Operações inter-segundo	Consolidado
	GET		DIS	COM					
	GER	TRA							
<b>31.12.2019</b>									
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.368.375</b>	<b>871.510</b>	<b>10.401.301</b>	<b>1.810.901</b>	<b>418.030</b>	<b>866.884</b>	<b>-</b>	<b>(1.492.727)</b>	<b>16.244.274</b>
Receita operacional líquida com terceiros	2.233.367	643.596	10.352.690	1.773.765	375.030	865.826	-	-	16.244.274
Receita operacional líquida entre segmentos	1.135.008	227.914	48.611	37.136	43.000	1.058	-	(1.492.727)	-
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(1.659.225)</b>	<b>(479.538)</b>	<b>(9.579.915)</b>	<b>(1.608.245)</b>	<b>(604.616)</b>	<b>(662.306)</b>	<b>(59.232)</b>	<b>1.492.727</b>	<b>(13.160.350)</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(262.288)	-	(5.424.207)	(1.590.272)	-	-	-	1.171.493	(6.105.274)
Encargos de uso da rede elétrica	(451.107)	-	(1.044.135)	-	-	-	-	245.967	(1.249.275)
Pessoal e administradores	(217.792)	(139.662)	(822.772)	(13.041)	(73.890)	(36.932)	(21.293)	-	(1.325.382)
Planos previdenciário e assistencial	(37.955)	(25.027)	(155.784)	(1.481)	(11.384)	(4.122)	(2.573)	-	(238.326)
Material	(10.987)	(3.766)	(64.419)	(15)	(1.955)	(217)	(793)	-	(82.152)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(50.388)	-	-	-	-	-	-	1.036	(49.352)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	-	(585.233)	-	-	(585.233)
Serviços de terceiros	(108.309)	(38.092)	(397.390)	(1.718)	(87.113)	(12.971)	(16.734)	49.206	(613.121)
Depreciação e amortização	(551.576)	(12.987)	(343.597)	(44)	(152.863)	(30.480)	(2.289)	-	(1.093.836)
Provisão (reversão) para litígios	(45.212)	(24.398)	(164.705)	(156)	(14.072)	(292)	(9.086)	-	(257.921)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	117.648	-	-	-	-	-	3.041	-	120.689
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	43.207	(41.350)	(137.680)	(4)	(100.691)	(1.063)	(2)	-	(237.583)
Custo de construção	-	(175.220)	(904.023)	-	-	(12.153)	-	-	(1.091.396)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(84.466)	(19.036)	(121.203)	(1.514)	(162.648)	21.157	(9.503)	25.025	(352.188)
<b>RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>14.840</b>	<b>85.752</b>	<b>-</b>	<b>(280)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6.445</b>	<b>-</b>	<b>106.757</b>
<b>LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS</b>	<b>1.723.990</b>	<b>477.724</b>	<b>821.386</b>	<b>202.376</b>	<b>(186.586)</b>	<b>204.578</b>	<b>(52.787)</b>	<b>-</b>	<b>3.190.681</b>
Receitas financeiras	80.632	20.637	355.152	3.004	20.760	53.625	217.057	(626)	750.241
Despesas financeiras	(457.528)	(138.947)	(273.909)	(220)	(53.857)	(10.439)	(304.453)	626	(1.238.727)
<b>LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL</b>	<b>1.347.094</b>	<b>359.414</b>	<b>902.629</b>	<b>205.160</b>	<b>(219.683)</b>	<b>247.764</b>	<b>(140.183)</b>	<b>-</b>	<b>2.702.195</b>
Imposto de renda e contribuição social	(289.831)	(54.695)	(201.236)	(69.854)	68.644	(74.791)	(17.563)	-	(639.326)
<b>LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO</b>	<b>1.057.263</b>	<b>304.719</b>	<b>701.393</b>	<b>135.306</b>	<b>(151.039)</b>	<b>172.973</b>	<b>(157.746)</b>	<b>-</b>	<b>2.062.869</b>

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				TEL	GÁS	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM					
	GER	TRA							
<b>31.12.2018</b>									
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.007.565</b>	<b>904.826</b>	<b>9.972.442</b>	<b>1.341.162</b>	<b>421.408</b>	<b>588.532</b>	-	<b>(1.301.155)</b>	<b>14.934.780</b>
Receita operacional líquida com terceiros	2.116.875	680.567	9.932.267	1.341.162	364.741	582.895	-	(83.727)	14.934.780
Receita operacional líquida entre segmentos	890.690	224.259	40.175	-	56.667	5.637	-	(1.217.428)	-
<b>CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS</b>	<b>(1.619.431)</b>	<b>(561.850)</b>	<b>(9.474.473)</b>	<b>(1.354.578)</b>	<b>(369.201)</b>	<b>(515.594)</b>	<b>(57.993)</b>	<b>1.276.499</b>	<b>(12.676.621)</b>
Energia elétrica comprada para revenda	(417.918)	-	(5.577.719)	(1.338.473)	-	-	-	972.932	(6.361.178)
Encargos de uso da rede elétrica	(408.347)	-	(1.012.062)	-	-	-	-	243.629	(1.176.780)
Pessoal e administradores	(214.855)	(147.139)	(837.728)	(13.734)	(92.472)	(34.896)	(16.961)	-	(1.357.785)
Planos previdenciário e assistencial	(36.379)	(25.884)	(159.842)	(1.507)	(13.892)	(3.881)	(2.365)	-	(243.750)
Material	(11.637)	(5.054)	(60.379)	(65)	(1.763)	(2.110)	(749)	-	(81.757)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(25.367)	-	-	-	-	-	-	5.638	(19.729)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	-	(412.618)	-	-	(412.618)
Serviços de terceiros	(119.668)	(33.489)	(339.399)	(1.700)	(91.127)	(17.034)	(32.311)	62.501	(572.227)
Depreciação e amortização	(353.916)	(11.386)	(301.581)	(16)	(58.209)	(22.759)	(1.312)	-	(749.179)
Provisão (reversão) para litígios	18.059	7.879	(222.057)	9	(12.844)	(154)	(10.528)	-	(219.636)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	22.312	-	-	-	-	-	1.648	(5.040)	18.920
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	55.457	(49.486)	(77.985)	(935)	(12.749)	(6.017)	(14.266)	-	(105.981)
Custo de construção	-	(277.259)	(741.855)	-	-	(13.478)	-	(19.616)	(1.052.208)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(127.172)	(20.032)	(143.866)	1.843	(86.145)	(2.647)	18.851	16.455	(342.713)
<b>RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	<b>5.514</b>	<b>123.676</b>	<b>-</b>	<b>(15)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6.713</b>	<b>-</b>	<b>135.888</b>
<b>LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO</b>									
<b>FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS</b>	<b>1.393.648</b>	<b>466.652</b>	<b>497.969</b>	<b>(13.431)</b>	<b>52.207</b>	<b>72.938</b>	<b>(51.280)</b>	<b>(24.656)</b>	<b>2.394.047</b>
Receitas financeiras	119.196	29.163	335.377	6.065	16.808	29.454	305.344	(27.492)	813.915
Despesas financeiras	(517.832)	(136.455)	(308.319)	(104)	(41.713)	(31.865)	(243.169)	27.492	(1.251.965)
<b>LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL</b>	<b>995.012</b>	<b>359.360</b>	<b>525.027</b>	<b>(7.470)</b>	<b>27.302</b>	<b>70.527</b>	<b>10.895</b>	<b>(24.656)</b>	<b>1.955.997</b>
Imposto de renda e contribuição social	(327.598)	(75.361)	(148.244)	2.632	(2.853)	(10.909)	41.957	8.383	(511.993)
<b>LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO</b>	<b>667.414</b>	<b>283.999</b>	<b>376.783</b>	<b>(4.838)</b>	<b>24.449</b>	<b>59.618</b>	<b>52.852</b>	<b>(16.273)</b>	<b>1.444.004</b>

### 35.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.12.2019	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Consolidado
	GET	DIS	COM				
<b>Ativos de contrato</b>	-	<b>917.577</b>	-	-	<b>17.590</b>	-	<b>935.167</b>
<b>Imobilizado</b>	<b>522.744</b>	-	<b>14</b>	<b>59.216</b>	-	<b>285</b>	<b>582.259</b>
<b>Intangível</b>	<b>4.272</b>	-	<b>3</b>	<b>486</b>	-	<b>271</b>	<b>5.032</b>
<b>Direito de uso de ativos</b>	<b>33.461</b>	<b>66.621</b>	<b>8</b>	<b>9.950</b>	<b>16.933</b>	<b>402</b>	<b>127.375</b>
Adoção inicial IFRS 16 (NE nº 28.1)	32.919	60.494	-	9.868	14.356	385	118.022
Adições do período	542	6.127	8	82	2.577	17	9.353

31.12.2018	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Consolidado
	GET	DIS	COM				
Ativos de contrato	-	797.832	-	-	15.618	-	813.450
Imobilizado	1.160.967	-	4	308.242	-	267	1.469.480
Intangível	6.351	-	-	1.235	-	3	7.589

## 36 Instrumentos Financeiros

### 36.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE nº	Nível	31.12.2019		31.12.2018	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
<b>Ativos Financeiros</b>						
<b>Valor justo por meio do resultado</b>						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	2.941.727	2.941.727	1.948.409	1.948.409
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	2.429	2.429	696	696
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	279.652	279.652	343.600	343.600
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	10.1 e 10.2	3	1.161.203	1.161.203	1.105.282	1.105.282
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (d)	10.5	3	69.182	69.182	65.811	65.811
Valor justo na compra e venda de energia (e)	12	3	460.635	460.635	14.793	14.793
Outros investimentos temporários (f)		1	15.566	15.566	11.557	11.557
Outros investimentos temporários (f)		2	12.168	12.168	7.954	7.954
			<b>4.942.562</b>	<b>4.942.562</b>	<b>3.498.102</b>	<b>3.498.102</b>
<b>Custo amortizado</b>						
Cauções e depósitos vinculados (a)			147	147	203	203
Caução STN (g)	22.1		98.433	94.671	89.555	76.524
Clientes (a)	7		3.182.567	3.182.567	3.107.006	3.107.006
Repasso CRC ao Governo do Estado do Paraná (h)	8		1.350.685	1.488.456	1.445.042	1.546.469
Ativos financeiros setoriais (a)	9		473.989	473.989	678.819	678.819
Contas a receber vinculadas à concessão - RBSE (c)	10.4		739.269	739.269	753.826	753.826
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (i)	10.3		647.984	738.483	625.772	714.880
			<b>6.493.074</b>	<b>6.717.582</b>	<b>6.700.223</b>	<b>6.877.727</b>
<b>Total dos ativos financeiros</b>			<b>11.435.636</b>	<b>11.660.144</b>	<b>10.198.325</b>	<b>10.375.829</b>
<b>Passivos Financeiros</b>						
<b>Valor justo por meio do resultado</b>						
Valor justo na compra e venda de energia (e)	29	3	251.973	251.973	11.007	11.007
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (e)	29	3	1.203	1.203	-	-
			<b>253.176</b>	<b>253.176</b>	<b>11.007</b>	<b>11.007</b>
<b>Custo amortizado</b>						
Passivos financeiros setoriais (a)	9		102.284	102.284	96.531	96.531
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil (g)	13.2		18.063	18.001	86.632	84.383
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (g)	13.2		497.207	439.519	518.442	469.304
Fornecedores (a)	21		1.873.193	1.873.193	1.469.199	1.469.199
Empréstimos e financiamentos (g)	22		3.168.710	3.110.104	4.047.307	4.012.621
Debêntures (j)	23		8.540.366	8.540.366	7.518.131	7.518.133
Contas a pagar vinculadas à concessão (k)	27		612.587	690.326	584.163	687.869
			<b>14.812.410</b>	<b>14.773.793</b>	<b>14.320.405</b>	<b>14.338.040</b>
<b>Total dos passivos financeiros</b>			<b>15.065.586</b>	<b>15.026.969</b>	<b>14.331.412</b>	<b>14.349.047</b>

Os níveis de hierarquia para apuração do valor justo são apresentados a seguir:

**Nível 1:** obtidos de preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos;

**Nível 2:** obtidos por meio de outras variáveis além dos preços cotados incluídos no Nível 1, que são observáveis para o ativo ou passivo;

**Nível 3:** obtidos por meio de técnicas de avaliação que incluem variáveis para o ativo ou passivo, mas que não têm como base os dados observáveis de mercado.

#### Apuração dos valores justos

- Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e de seu prazo de realização.
- Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.
- Os critérios estão divulgados na NE nº 4.4 destas Demonstrações Financeiras.
- Os ativos de geração têm valores justos similares aos valores contábeis, conforme NE nº 4.4 destas Demonstrações Financeiras.

- e) Os ativos e passivos equivalem ao seu respectivo valor contábil conforme NE nº 4.15 destas Demonstrações Financeiras.
- f) Investimentos em outras empresas, avaliados ao valor justo, o qual é calculado conforme cotações de preço publicadas em mercado ativo, para os ativos classificados como nível 1, e apurado por meio de modelo de avaliação comparativa para os ativos classificados como nível 2.
- g) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, 120,0% do CDI, para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- h) Utilizada como premissa a comparação com o título Notas do Tesouro Nacional - NTN-B, de longo prazo e pós-fixado, a NTN-B Principal com vencimento em 15.08.2026, que paga em torno de 2,74% a.a. mais IPCA.
- i) Créditos a receber relacionados ao contrato de concessão de prestação de serviço de geração de energia elétrica em regime de cotas, tendo seu valor justo calculado pelo fluxo de entradas de caixa esperado, descontado à taxa estipulada no edital do leilão nº 12/2015 Aneel (9,04%).
- j) Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 31.12.2019, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar.
- k) Utilizada a taxa de desconto real e líquida, de 8,26% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.

## 36.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

Os negócios da Companhia estão expostos aos seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

### 36.2.1 Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de incorrer em perdas decorrentes de cliente ou contraparte em instrumento financeiro, resultantes da falha desses em cumprir com suas obrigações contratuais.

<b>Consolidado</b>		
<b>Exposição ao risco de crédito</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Caixa e equivalentes de caixa (a)	2.941.727	1.948.409
Títulos e valores mobiliários (a)	282.081	344.296
Cauções e depósitos vinculados (a)	98.580	89.758
Clientes (b)	3.182.567	3.107.006
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	1.350.685	1.445.042
Ativos financeiros setoriais (d)	473.989	678.819
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (e)	1.161.203	1.105.282
Contas a receber vinculadas à concessão - RBSE (f)	739.269	753.826
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (g)	647.984	625.772
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (h)	69.182	65.811
Outros investimentos temporários (i)	27.734	19.511
	<b>10.975.001</b>	<b>10.183.532</b>

- a) A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar praticamente todos os recursos em instituições bancárias federais. Excepcionalmente, por força legal e/ou regulatória, a Companhia aplica recursos em bancos privados considerados de primeira linha.
- b) Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Tal risco está diretamente relacionado a fatores internos e externos à Copel. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gestão de contas a receber, detectando os consumidores inadimplentes, implementando políticas específicas de cobrança e/ou exigência de garantias financeiras e suspendendo o fornecimento e/ou o registro de energia e a prestação do serviço, conforme estabelecido em contrato e normas regulamentares.
- c) A Administração considera o risco desse crédito reduzido, visto que as amortizações são garantidas com recursos provenientes de dividendos.
- d) A Administração considera reduzido o risco desse crédito visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, correspondente aos custos não recuperados por meio de tarifa.
- e) A Administração considera reduzido o risco desse crédito visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente aos investimentos em infraestrutura não recuperados por meio da tarifa.
- f) A Administração considera o risco de crédito reduzido para o saldo relativo aos ativos RBSE, mesmo observadas as liminares que reduziram provisoriamente a RAP a ser recebida, conforme descrito na NE nº 10.4.
- g) A Administração considera reduzido o risco desse crédito visto que o contrato celebrado de venda da energia por cotas garante o recebimento de Receita Anual de Geração - RAG que inclui a amortização anual desse valor durante o prazo da concessão.
- h) Para os ativos de concessão de geração, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 596/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do VNR, para fins de indenização. A expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados, conforme descrito na NE nº 10.5.
- i) Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da volatilidade do mercado de ações. Esse tipo de risco envolve fatores externos e vem sendo administrado através de acompanhamento periódico das variações ocorridas no mercado.

### 36.2.2 Risco de liquidez

O risco de liquidez da Companhia é representado pela possibilidade de insuficiência de recursos, caixa ou outro ativo financeiro, para liquidar as obrigações nas datas previstas.

A Companhia faz a administração do risco de liquidez com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos, aplicados ao controle permanente dos processos financeiros, a fim de garantir o adequado gerenciamento dos riscos.

Os investimentos são financiados por meio de dívidas de médio e longo prazos junto a instituições financeiras e ao mercado de capitais.

São desenvolvidas projeções econômico-financeiras de curto, médio e longo prazos, as quais são submetidas à apreciação pelos órgãos da Administração. Anualmente ocorre a aprovação do orçamento empresarial para o próximo exercício.

As projeções econômico-financeiras de médio e longo prazos abrangem períodos mensais cobrindo os próximos cinco anos. A projeção de curto prazo considera períodos diários cobrindo os próximos 90 dias.

A Companhia monitora permanentemente o volume de recursos a serem liquidados por meio de controle do fluxo de caixa, objetivando reduzir o custo de captação, o risco de renovação dos empréstimos e a aderência à política de aplicações financeiras, mantendo-se um nível de caixa mínimo.

A tabela a seguir demonstra valores esperados de liquidação, não descontados, em cada faixa de tempo. As projeções foram efetuadas com base em indicadores financeiros vinculados aos respectivos instrumentos financeiros, previstos nas medianas das expectativas de mercado do Relatório Focus, do Banco Central do Brasil - Bacen, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para os próximos 3 anos. A partir de 2024, repetem-se os indicadores de 2023 até o horizonte da projeção.

Consolidado	Juros (a)	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
<b>31.12.2019</b>							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 22	31.783	116.507	308.780	2.060.587	1.666.506	4.184.163
Debêntures	NE nº 23	391.329	62.012	1.069.177	7.370.707	1.669.273	10.562.498
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	6.099	12.198	56.083	333.624	1.380.502	1.788.506
Fornecedores	-	1.313.913	291.700	127.030	140.550	-	1.873.193
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Selic	6.037	12.119	-	-	-	18.156
Pert	Selic	4.122	8.284	37.893	223.375	345.424	619.098
Passivos Financeiros Setoriais	Selic	-	-	-	109.416	-	109.416
Passivo de arrendamentos	NE nº 28	3.485	6.980	31.793	73.515	11.226	126.999
		<b>1.756.768</b>	<b>509.800</b>	<b>1.630.756</b>	<b>10.311.774</b>	<b>5.072.931</b>	<b>19.282.029</b>

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nºs 22.5 e 23.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) que podem exigir a antecipação do pagamento dessas obrigações.

### 36.2.3 Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que o valor justo ou os fluxos de caixa futuros de instrumento financeiro oscilem devido a mudanças nos preços de mercado, tais como as taxas de câmbio, taxas de juros e preços de ações. O objetivo do gerenciamento desse risco é controlar as exposições, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno.

#### a) **Risco cambial - dólar norte-americano**

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio que reduzam saldos ativos ou aumentem saldos passivos em moeda estrangeira.

A dívida em moeda estrangeira da Companhia não é significativa e não existe exposição a operações com derivativos de câmbio. A Companhia mantém monitoramento das taxas cambiais.

O efeito da variação cambial decorrente do contrato de compra de energia da Eletrobras (Itaipu) é repassado no próximo reajuste tarifário da Copel DIS.

O risco cambial na compra de gás decorre da possibilidade de a Compagás computar prejuízos decorrentes de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando o valor em reais das contas a pagar sobre o gás adquirido da Petrobras. Este risco é mitigado pelo monitoramento e repasse da variação de preços aos clientes via tarifa, quando possível. A Companhia mantém monitoramento permanente dessas flutuações.

#### **Análise de sensibilidade do risco cambial**

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da depreciação cambial do dólar norte-americano sobre seus empréstimos e financiamentos expostos a tais riscos.

Para o cenário base, foram considerados os saldos existentes nas respectivas contas em 31.12.2019 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 4,20) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2020 do Relatório Focus do Bacen de 06.03.2020. Para os cenários 1 e 2, foi considerada deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

Risco cambial	Risco	Base 31.12.2019	Cenários projetados - dez.2020		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
<b>Ativos financeiros</b>					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	98.433	4.134	(21.507)	(47.149)
		<b>98.433</b>	<b>4.134</b>	<b>(21.507)</b>	<b>(47.149)</b>
<b>Passivos financeiros</b>					
Empréstimos e financiamentos - STN	Alta do dólar	(108.983)	(4.578)	(32.968)	(61.358)
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(222.431)	(9.343)	(67.286)	(125.230)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(79.174)	(3.326)	(23.950)	(44.575)
		<b>(410.588)</b>	<b>(17.247)</b>	<b>(124.204)</b>	<b>(231.163)</b>

Além da análise de sensibilidade exigida pela Instrução CVM nº475/2008, a Companhia avalia seus instrumentos financeiros considerando os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto em 31.12.2019, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela acima, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

#### **b) Risco cambial - euro**

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio com reflexos no valor justo das operações com instrumentos financeiros derivativos de compra a termo de moeda sem entrega física (NDF - *Non Deliverable Forward*), cujos ganhos e perdas são reconhecidos no resultado da Companhia.

Baseado nos valores nominais de 22 milhões de euros, em aberto em 31.12.2019, o valor justo foi estimado pela diferença entre os valores contratados nos respectivos termos e as cotações futuras da moeda (taxas referenciais da B3), trazidos a valor presente pela taxa pré na mesma data. O saldo passivo, registrado em 31.12.2019, está apresentado na NE nº 29.

#### **Análise de sensibilidade sobre as operações com instrumentos financeiros derivativos**

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da exposição à variação da cotação do Euro (€).

As análises de sensibilidade foram preparadas de acordo com a Instrução CVM nº 475/08, considerando, para os cenários 1 e 2, a elevação ou queda de 25% e 50% nas cotações futuras, aplicados sobre a cotação futura de 31.12.2019. Os resultados obtidos estão demonstrados a seguir:

Consolidado	Variação na taxa cambial	Base 31.12.2019	Cenários projetados	
			Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) em operações com instrumentos financeiros derivativos	Elevação	(1.203)	23.777	48.757
	Queda	(1.203)	(26.183)	(51.163)

#### **c) Risco de taxa de juros e variações monetárias**

Risco de a Companhia incorrer em perdas, por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores, que diminuam as receitas financeiras ou aumentem as despesas financeiras relativas aos ativos e passivos captados no mercado.

A Companhia não celebrou contratos de derivativos para cobrir este risco, mas vem monitorando continuamente as taxas de juros e indexadores de mercado, a fim de observar eventual necessidade de contratação.

### Análise de sensibilidade do risco de taxa de juros e variações monetárias

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto de taxas de juros pós-fixadas e de variações monetárias sobre seus ativos e passivos financeiros expostos a tais riscos.

Para o cenário base, foram considerados os saldos existentes nas respectivas contas em 31.12.2019 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação dos indicadores (CDI/Selic: 4,25%, IPCA: 3,20%, IGP-DI: 3,59%, IGP-M: 3,98% e TJLP: 4,80%) previstos na mediana das expectativas de mercado para 2020 do Relatório Focus do Bacen de 06.03.2020, exceto a TJLP, que considera a projeção interna da Companhia.

Para os cenários 1 e 2, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base 31.12.2019	Cenários projetados - dez.2020		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
<b>Ativos financeiros</b>					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	282.081	11.988	8.997	6.009
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	147	6	5	3
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Baixa IGP-DI	1.350.685	48.490	36.367	24.245
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	473.989	20.145	15.108	10.072
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	2.548.456	81.551	61.163	40.775
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	69.182	-	-	-
		<b>4.724.540</b>	<b>162.180</b>	<b>121.640</b>	<b>81.104</b>
<b>Passivos financeiros</b>					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(679.976)	(28.899)	(36.124)	(43.348)
BNDES	Alta TJLP	(2.198.064)	(105.507)	(131.884)	(158.261)
BNDES	Alta IPCA	(8.288)	(265)	(332)	(398)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(95.807)	(4.599)	(5.748)	(6.898)
Caixa Econômica Federal	Alta TJLP	(331)	(16)	(20)	(24)
Outros	Sem Risco	(77.261)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(6.464.603)	(274.746)	(343.432)	(412.118)
Debêntures	Alta IPCA	(1.950.591)	(62.419)	(78.024)	(93.628)
Debêntures	Alta TJLP	(125.172)	(6.008)	(7.510)	(9.012)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(102.284)	(4.347)	(5.434)	(6.521)
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Alta Selic	(18.063)	(768)	(960)	(1.152)
Pert	Alta Selic	(497.207)	(21.131)	(26.414)	(31.697)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(563.756)	(22.437)	(28.047)	(33.656)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(48.831)	(1.563)	(1.953)	(2.344)
		<b>(12.830.234)</b>	<b>(532.705)</b>	<b>(665.882)</b>	<b>(799.057)</b>

(a) Avaliação do risco ainda carece de regulamentação por parte do Poder Concedente.

Além da análise de sensibilidade exigida pela Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia avalia seus instrumentos financeiros, considerando os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1). Com base na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto em 31.12.2019, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela acima, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

#### 36.2.4 Risco quanto à escassez de energia

Aproximadamente 64% da capacidade instalada no país atualmente é proveniente de geração hidrelétrica, conforme informado no Banco de Informações de Geração da Aneel, o que torna o Brasil e a região geográfica em que a Companhia opera sujeitos a condições hidrológicas que são imprevisíveis, devido a desvios não cíclicos da precipitação média. Condições hidrológicas extremamente desfavoráveis podem acarretar, entre outras coisas, a implementação de programas abrangentes de economia de eletricidade, tais como racionalização ou até redução obrigatória de consumo, como racionamentos.

A partir de 2014, os reservatórios das regiões Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste enfrentaram situações climáticas adversas, levando os órgãos responsáveis pelo setor a adotarem medidas de otimização dos recursos hídricos para garantir o pleno atendimento à carga.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE tem mantido os indicadores de risco de déficit de energia dentro da margem de segurança, nas projeções de curto prazo. O mesmo posicionamento é adotado pelo ONS em relação ao risco de déficit no médio prazo, conforme apresentado no Plano da Operação Energética 2019-2023 - PEN 2019.

Embora os estoques nos reservatórios não sejam os ideais, sob o ponto de vista dos órgãos reguladores, quando combinados com outras variáveis, como o menor crescimento do consumo, são suficientes para manter o risco de déficit dentro da margem de segurança estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE (risco máximo de 5%) em todos os subsistemas.

#### 36.2.5 Risco quanto aos impactos do GSF

O Mecanismo de Realocação de Energia - MRE é um sistema de redistribuição de energia gerada, característico do setor elétrico brasileiro, que deve sua existência ao entendimento, à época, de haver necessidade de operação centralizada associada a preço ótimo calculado centralmente, conhecido como PLD. Como os geradores não possuem controle sobre sua produção, cada usina recebe determinada quantidade virtual de energia a qual pode ser comprometida por meio de contratos. Esse valor, que possibilita registros de contratos, é conhecido como Garantia Física - GF e também é calculado centralmente. Diferentemente do PLD, que é calculado semanalmente, a GF é recalculada, por lei, a cada cinco anos, com limite de aumento ou redução, restringido a 5% por revisão ou a 10% no período da concessão.

Os contratos necessitam ter lastro. Isto é realizado, sobretudo, por meio de alocação de energia gerada, recebimento do MRE ou compra. O GSF é a relação entre toda a geração hidrelétrica dos participantes do MRE e o somatório da GF de todas as usinas do MRE. Basicamente, o GSF é utilizado para calcular quanto cada usina receberá de geração para lastrear sua GF. Assim, conhecendo o GSF de um dado mês, a Companhia poderá saber se necessitará lastrear seus contratos com compras.

Sempre que o resultado da multiplicação do GSF pela GF for menor que o somatório dos contratos, será necessário efetuar compra no curto prazo. No entanto, para a situação em que o resultado da multiplicação do GSF pela GF for maior que o total dos contratos, será recebida a diferença valorada ao PLD.

As baixas afliências registradas desde 2014, bem como problemas com atrasos na expansão do sistema de transmissão tiveram como consequência baixos valores de GSF, resultando em fortes perdas para as empresas detentoras de empreendimentos hidroelétricos participantes do MRE.

Para as usinas com contratos no Ambiente de Contratação Livre - ACL, a principal forma de gerenciar o risco de GSF baixo é não comprometer toda a GF com contratos, abordagem atualmente adotada pela Companhia.

Para os contratos no ACR, a Lei nº 13.203/2015 permitiu aos geradores contratarem seguro da carga, mediante pagamento de um prêmio de risco. A Copel adotou esta abordagem para proteção dos contratos vinculados a energia produzida pelas UHEs Mauá, Santa Clara, Fundão, Baixo Iguaçu, Colíder e PCH Cavernoso II.

Para o segmento de distribuição, os efeitos do GSF são percebidos nos custos associados às cotas de Itaipu, de Angra e das usinas cujas concessões foram renovadas de acordo com a Lei 12.783/2013, bem como nos custos dos contratos por disponibilidade celebrados com usinas térmicas. Trata-se, contudo, de um risco financeiro, uma vez que é garantida a neutralidade das despesas com a compra de energia, por meio de repasse tarifário.

#### 36.2.6 Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

Atualmente, a prorrogação das concessões de geração e transmissão de energia, alcançadas pela Lei nº 9.074/1995, é disciplinada pela Lei nº 12.783/2013. As concessões de geração de energia hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 anos. As concessões de geração de energia termelétrica tem o prazo de prorrogação limitado a 20 anos.

A concessionária deve solicitar a prorrogação da concessão com antecedência mínima de 60 meses da data final do contrato ou ato de outorga para usinas de geração de energia hidrelétrica e transmissão de energia elétrica, e de 24 meses, para as usinas de geração termelétrica. O Poder Concedente poderá antecipar os efeitos da prorrogação em até 60 meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga, inclusive, definindo a tarifa ou receita inicial.

Contudo, em 2019 foi publicado o Decreto nº 10.135/2019 que regulamentou a outorga dos contratos de concessão no setor elétrico associada à privatização através de alienação do controle de titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica, alterando o regime de exploração para Produtor Independente de Energia - PIE. De acordo com o Decreto, a manifestação de alienação da concessão deverá ocorrer em até 42 meses do advento do termo contratual e a eventual alienação em até 18 meses do final da concessão. Se não ocorrer a alienação do controle do empreendimento dentro do prazo determinado, a usina deverá ser licitada pelo poder concedente podendo a mesma concessionária participar do leilão, caso reúna as condições de habilitação.

A Copel possui 2 usinas com o vencimento da concessão nos próximos 5 anos.

Para a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - UHE GBM (1676 MW), que terá sua concessão vencida em 2023, a Companhia não manifestou interesse pela prorrogação da concessão tendo em vista que estudos internos demonstraram que a prorrogação mediante alteração do regime de exploração antecipado seria desvantajosa econômica e financeiramente em relação a exploração da usina no atual regime, até o seu vencimento. Em 03.03.2020, a Copel GeT transferiu a concessão da UHE GBM para a subsidiária F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. com o objetivo de alienar o controle desta concessionária e, desta forma, possibilitar uma nova outorga pelo prazo de 30 anos (NE nº 41.2).

Com relação à UHE São Jorge, cuja concessão vence em 2024, a Copel não manifestou interesse na renovação e pretende, ao final da concessão, solicitar à Aneel a conversão da outorga em registro.

Em relação a concessão da UTE Figueira, vencida em março de 2019, a Companhia aguarda a conclusão do processo, que se encontra em trâmite na Aneel, para celebração de eventual Termo Aditivo. A usina encontra-se em processo de modernização e terá como benefícios diretos a melhora na eficiência energética e a redução das emissões de poluentes na atmosfera, em comparação a antiga planta.

Conforme a lei, a Companhia poderá se manifestar sobre a intenção em prorrogar a concessão da UHE Apucarantina em 2020 e das UHEs Guaricana e Chaminé em 2021. Caso a Companhia não manifeste interesse pela prorrogação no atual regime, as concessões, ao seu termo, deverão ser devolvidas ao Poder Concedente.

A Copel GeT não tem nenhuma concessão de transmissão a vencer nos próximos dez anos.

### 36.2.7 Risco de não manter a concessão de distribuição de energia elétrica

O quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 46/1999 da Copel DIS impõe condicionantes de eficiência econômico-financeira e indicadores que consideram a duração e a frequência das interrupções do serviço (DECI e FECi). O descumprimento das condições acarretará na extinção da concessão (cláusula décima oitava, subcláusula primeira), respeitadas as disposições do contrato, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório.

### **Indicadores e penalidades**

<b>Ano</b>	<b>Indicador</b>	<b>Crítérios</b>	<b>Penalidades</b>
até 2020	Eficiência econômico-financeira e de qualidade	2 anos consecutivos ou ao final do período de 5 anos (2020)	extinção da concessão
	Indicadores de qualidade	2 anos consecutivos ou 3 vezes em 5 anos	limitação de distribuição de dividendos e JCP
	Eficiência econômico-financeira	no ano base	aporte de capital (a)
A partir do 6º ano (2021)	Eficiência econômico-financeira	2 anos consecutivos	extinção da concessão
	Indicadores de qualidade	3 anos consecutivos	

(a) Em até 180 dias contados do término de cada exercício social, na totalidade da insuficiência que ocorrer para o alcance do Parâmetro Mínimo de Sustentabilidade Econômica e Financeira.

### Metas definidas à Copel Distribuição nos primeiros cinco anos após a prorrogação do contrato de concessão

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado	Qualidade - limites <sup>(a)</sup>		Qualidade - realizado	
			DECI <sup>(b)</sup>	FECi <sup>(b)</sup>	DECI	FECi
2016			13,61	9,24	10,80	7,14
2017	LAJIDA ≥ 0 <sup>(c)</sup>	661.391	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	LAJIDA (-) QRR ≥ 0 <sup>(d)</sup>	550.675	11,23	8,24	10,29	6,20
2019	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} ≤ 1 / (0,8 * SELIC) <sup>(e)</sup>		10,12	7,74	9,10 <sup>(f)</sup>	6,00 <sup>(f)</sup>
2020	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} ≤ 1 / (1,11 * SELIC) <sup>(e)</sup>		9,83	7,24	-	-

(a) Conforme NT 0335/2015 Aneel.

(b) DECI - Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora; e FECi - Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora.

(c) Lajida regulatório ajustado por eventos não recorrentes (PDV, benefício pós emprego, provisões e reversões) conforme subcláusula sexta, anexo III, do Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão.

(d) QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Será o valor definido na última Revisão Tarifária Periódica - RTP, acrescido do IGPM entre o mês anterior ao da RTP e o mês anterior ao do período de 12 meses da aferição de sustentabilidade econômico-financeira.

(e) Selic: limitada a 12,87% a.a.

(f) DECI / FECi em 2019: dados preliminares.

#### 36.2.8 Risco de não prorrogação da concessão de distribuição de gás

Conforme apresentado na NE nº 2.1.1, a data de vencimento da concessão de distribuição de gás da controlada Compagás está em discussão junto ao poder concedente.

Em caso de não prorrogação da concessão, a Compagás terá direito à indenização pelos investimentos realizados nos últimos 10 anos anteriores ao término da concessão pelo seu valor de reposição depreciado, conforme previsão contratual.

#### 36.2.9 Risco de sobrecontratação e subcontratação de energia elétrica

No modelo regulatório vigente, o processo de compra de energia elétrica pelas distribuidoras é regulado pela Lei nº 10.484/2014 e pelo Decreto nº 5.163/2004, que determinam que a aquisição de energia deve ser em volume necessário para o atendimento de 100% do mercado da distribuidora.

A diferença entre os custos remunerados pela tarifa e os efetivamente realizados com a compra de energia são integralmente repassados aos consumidores cativos, desde que a distribuidora apresente nível de contratação entre 100% e 105% do seu mercado. Entretanto, caso as distribuidoras apurem níveis de contratação inferiores ou superiores aos limites regulatórios, estas ainda poderão manter a garantia de neutralidade caso se identifique que tal violação decorre de acontecimentos extraordinários e imprevisíveis, os quais não permitem gerenciamento por parte do comprador.

Desde 2016, o segmento de distribuição esteve exposto a um cenário de sobrecontratação generalizada, na medida em que a maioria das empresas apurou nível de contratação superior a 105%. Entendendo que vários dos fatores que contribuíram para esta situação são extraordinários e inevitáveis por parte das distribuidoras, tais como a alocação compulsórias de cotas de garantia física e a migração massiva de consumidores para o mercado livre, a Aneel e o MME implementaram uma série de medidas visando a mitigação da sobrecontratação.

Em relação à contratação de 2019, os cenários de oferta e demanda apontam a ocorrência de sobrecontratação de 105,8% pela Copel DIS. Não obstante, considerando que esta situação decorre, principalmente, da migração de consumidores para o mercado livre, considera-se que a distribuidora mantém preservada a garantia de neutralidade, uma vez que este fator é passível do reconhecimento de sobrecontratação involuntária.

#### 36.2.10 Risco quanto à escassez de gás

O mercado de gás natural no Paraná é composto pelos consumidores da Compagás (mercado não termelétrico) e pela Usina Termelétrica de Araucária (UEG Araucária). Este mercado é suprido por contratos com a Petrobras que utiliza a infraestrutura de transporte do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol). A Compagás possui contrato de suprimento de gás natural até dezembro de 2021, gás este proveniente da Bolívia, e está realizando uma chamada pública para consulta ao mercado sobre propostas para suprimento de gás natural a partir de janeiro de 2022. Já a UEG Araucária negocia contratos de gás natural de curta duração por não ter energia elétrica gerada contratada no ambiente regulado.

Na atual conjuntura do setor de gás natural no Brasil, tem-se o programa Novo Mercado de Gás coordenado pelo Ministério de Minas e Energia em conjunto com a Casa Civil da Presidência da República, o Ministério da Economia, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica, a Agência Nacional do Petróleo e a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, cuja finalidade é a abertura do mercado de gás natural de forma a torná-lo dinâmico, competitivo, integrado com o setor elétrico e industrial, com uma regulação aperfeiçoada.

No âmbito do Novo Mercado de Gás, a oferta de gás natural já demonstra crescimento e diversificação, tendo-se como alternativas a importação de gás da Bolívia, importação de gás natural liquefeito (GNL) que possui grande oferta mundial, utilização de gás natural explorado em bacias *onshore* e maior aproveitamento de gás natural do pré-sal o qual possui grandes volumes a serem explorados.

Em relação à malha de transporte, as mudanças na regulação para possibilitar o acesso de novos agentes, as chamadas públicas oportunamente realizadas pela TBG (transportador do Gasbol) que tem como finalidade o estabelecimento de regime de contratação de capacidade no gasoduto e o Plano Indicativo de Gasodutos (PIG) coordenado pela EPE, dão uma visão de melhor estruturação do setor e planejamento adequado para atendimento às demandas atuais e futuras, ainda que para estas últimas sejam necessários investimentos.

Uma eventual escassez no fornecimento de gás poderia implicar em prejuízos à Copel em razão de redução de receita com o serviço de distribuição de gás natural pela Compagás, bem como de eventual penalização

advinda do descumprimento das obrigações constantes no contrato de concessão. Além disso, neste cenário a UEG Araucária provavelmente seria mantida fora de operação. No entanto, considera-se baixo este risco tendo em vista a conjuntura do Novo Mercado de Gás.

#### 36.2.11 Risco de não performance dos empreendimentos eólicos

Os contratos de compra e venda de energia por fonte eólica estão sujeitos às cláusulas de performance, as quais preveem uma geração mínima anual e quadrienal da garantia física comprometida no leilão. Os empreendimentos estão sujeitos a fatores climáticos associados às incertezas da velocidade de vento. O não atendimento do que está disposto no contrato pode comprometer receitas futuras da Companhia. Em 31.12.2019 o saldo consolidado da provisão registrado no passivo referente a não performance é de R\$ 65.790 (R\$ 83.525, em 31.12.2018), que poderá ser compensado com uma maior produção futura, medida dentro do ciclo contratual anual e/ou quadrienal.

#### 36.2.12 Risco relacionado ao preço nas operações de compra e venda de energia

A Companhia opera no mercado de compra e venda de energia com objetivo de alcançar resultados com as variações do preço de energia, respeitados os limites de risco pré-estabelecidos pela Administração. Esta atividade, portanto, expõe a Companhia ao risco do preço futuro da energia.

As operações de compra e venda de energia futuras são reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, apurado pela diferença entre o preço contratado e o preço de mercado futuro estimado pela Companhia.

Em 31.12.2019, baseado nos valores nocionais de R\$ 4.448.602 (R\$ 222.928, em 31.12.2018) para contratos de compra e de R\$ 4.089.801 (R\$ 95.382, em 31.12.2018) para contratos de venda de energia elétrica, o valor justo foi estimado utilizando os preços definidos internamente pela Companhia na última semana de dezembro de 2019, que representavam a melhor estimativa do preço de mercado futuro. A taxa de desconto utilizada tem como referência a taxa de retorno das NTN-B divulgada pela Anbima, em 02.01.2020, ajustada pelo risco de crédito e pelo risco adicional de projeto.

Os saldos patrimoniais, referentes à estas transações em aberto em 31.12.2019, estão abaixo apresentados. A variação em relação ao saldo líquido de R\$ 3.786, em 31.12.2018, decorre do aumento do nível de contratação no mercado livre de energia.

<b>Consolidado</b>	<b>Ativo</b>	<b>Passivo</b>	<b>Saldo líquido</b>
Circulante	13.540	(7.152)	6.388
Não circulante	447.095	(244.821)	202.274
	<b>460.635</b>	<b>(251.973)</b>	<b>208.662</b>

#### **Análise de sensibilidade sobre as operações de compra e venda de energia**

O principal fator de risco é a exposição à variação dos preços de mercado da energia. A variação da taxa de desconto não impacta de forma relevante o valor justo apurado.

As análises de sensibilidade foram preparadas de acordo com a Instrução CVM nº 475/08, considerando, para os cenários 1 e 2, a elevação ou queda de 25% e 50% nos preços futuros, aplicados sobre os preços de mercado de 31.12.2019. Os resultados obtidos são estes:

Consolidado	Variação no preço	Base 31.12.2019	Cenários projetados	
			Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) não realizados em operações de compra e venda de energia	Elevação	208.662	297.525	386.389
	Queda	208.662	119.798	30.934

### 36.2.13 Risco de contraparte no mercado de energia

O mercado livre de energia ainda não possui uma contraparte garantidora de todos os contratos (*clearing house*), de modo que o risco de *default* é bilateral. Desta forma, a Companhia está exposta ao risco de falha na entrega da energia contratada pelo vendedor. Na ocorrência de falha na entrega, a Companhia é obrigada a adquirir energia ao preço do mercado de curto prazo, podendo incorrer ainda em penalidades regulatórias e mesmo em perda do valor pago.

A Companhia possui uma política que impõem limites para as operações possíveis com cada contraparte, após análise de sua capacidade financeira, maturidade e histórico.

Adicionalmente, mesmo que nossa política seja mais restritiva, e as contrapartes apresentem boa situação financeira, a Companhia está exposta a eventos sistêmicos em que o *default* de um agente acabe afetando outras comercializadoras, num "efeito dominó", até chegar a contrapartes da Companhia.

### 36.3 Gerenciamento de capital

A Companhia busca conservar base sólida de capital para manter a confiança do investidor, credor e mercado e garantir o desenvolvimento futuro dos negócios. Procura manter também equilíbrio entre os mais altos retornos possíveis com níveis adequados de empréstimos e as vantagens e a segurança proporcionadas por uma posição de capital saudável. Assim, maximiza o retorno para todas as partes interessadas em suas operações, otimizando o saldo de dívidas e patrimônio.

A Companhia monitora o capital usando um índice representado pela dívida líquida consolidada ajustada, dividido pelo Lucro Antes dos Juros, Imposto de Renda, Depreciação e Amortização - Lajida (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization - Ebitda*) consolidado ajustado dos últimos doze meses. O limite corporativo estabelecido nas escrituras de dívida prevê a manutenção anual do índice abaixo de 3,5, sendo que a eventual expectativa de não conformidade daquele indicador enseja ações por parte da Administração no intuito de corrigir o curso das apurações até o final de cada exercício.

Em 31.12.2019, o índice realizado está demonstrado a seguir:

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Empréstimos e financiamentos	3.142.383	4.047.307
Debêntures	8.429.710	7.518.131
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(2.941.727)	(1.948.409)
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	(3.112)	(124.862)
(-) Títulos e valores mobiliários (não circulante)	(121.617)	(112.604)
(-) Caução STN	(98.433)	(89.555)
<b>Dívida líquida ajustada</b>	<b>8.407.204</b>	<b>9.290.008</b>
Lucro líquido	2.062.869	1.444.004
Equivalência patrimonial	(106.757)	(135.888)
IRPJ e CSLL diferidos	205.771	(68.072)
Provisão para IRPJ e CSLL	433.555	580.065
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	488.486	438.050
Depreciação e Amortização	1.093.836	749.179
<b>Ebitda ajustado</b>	<b>4.177.760</b>	<b>3.007.338</b>
<b>Dívida Líquida Ajustada / Ebitda ajustado</b>	<b>2,01</b>	<b>3,09</b>

### 36.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

<b>Endividamento</b>	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Empréstimos e financiamentos	788.959	903.385	3.168.710	4.047.307
Debêntures	1.118.284	1.538.080	8.540.366	7.518.131
(-) Caixa e equivalentes de caixa	25.304	315.003	2.941.727	1.948.409
(-) Títulos e valores mobiliários	90	123.560	282.081	344.296
<b>Dívida líquida</b>	<b>1.881.849</b>	<b>2.002.902</b>	<b>8.485.268</b>	<b>9.272.733</b>
Patrimônio líquido	17.252.414	16.032.925	17.598.212	16.336.214
<b>Endividamento em relação ao patrimônio líquido</b>	<b>0,11</b>	<b>0,12</b>	<b>0,48</b>	<b>0,57</b>

## 37 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
<b>Controlador</b>								
Estado do Paraná - dividendos		-	190.664	112.196	-	-	-	-
Repasso CRC (NE nº 8)	1.350.685	1.445.042	-	-	184.229	188.797	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	7.478	10.353	-	-	-	-	-	-
Programa Tarifa Rural Noturna (a)	7.639	-	-	-	-	-	-	-
Empregados cedidos (b)	33	1.248	-	-	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	16.312	15.788	-	-	43.079	41.375	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (d)	-	-	185	181	-	-	(2.171)	(1.559)
<b>Entidades com influência significativa</b>								
<b>BNDES e BNDESPAR</b> - dividendos (e)		-	130.204	80.144	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 22)	-	-	2.231.409	2.208.920	-	-	(175.461)	(131.379)
Debêntures - Compagás (NE nº 23)	-	-	11.783	17.651	-	-	(1.194)	(2.625)
Debêntures - eólicas (NE nº 23) (f)	-	-	253.877	268.286	-	-	(28.240)	(30.316)
<b>Entidade controlada pelo Estado do Paraná</b>								
<b>Sanepar</b> (c) (g)	294	-	311	273	4.710	4.200	(5.852)	(5.227)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	-	144	-	-	480	-	-	-
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>								
<b>Voltaia São Miguel do Gostoso - mútuo</b>						294	-	-
Dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
<b>Caiuá Transmissora de Energia</b> (c) (h) (i) (j)	256	329	1.512	285	2.792	4.250	(14.233)	(14.869)
Dividendos	4.443	3.316	-	-	-	-	-	-
<b>Integração Maranhense Transmissora</b> (i) (j)	-	-	161	58	-	-	(1.938)	(1.797)
Dividendos	4.306	6.033	-	-	-	-	-	-
<b>Matrinchã Transmissora de Energia</b> (i) (j)	-	-	829	316	-	-	(10.137)	(9.514)
Dividendos	31.793	21.470	-	-	-	-	-	-
<b>Guaraciaba Transmissora de Energia</b> (i) (j)	-	-	383	136	-	-	(4.853)	(4.475)
Dividendos	14.846	15.869	-	-	-	-	-	-
<b>Paranaíba Transmissora de Energia</b> (i) (j)	-	-	638	212	-	-	(6.514)	(6.595)
Dividendos	5.962	8.544	-	-	-	-	-	-
<b>Cantareira Transmissora de Energia</b> (i) (j)	-	-	467	170	-	-	(5.403)	(1.618)
Dividendos	7.286	1.461	-	-	-	-	-	-
<b>Mata de Santa Genebra Transmissão</b> (i) (j) (k)	2.035	5.126	10	-	16.449	6.600	(340)	-
<b>Coligadas</b>								
<b>Dona Francisca Energética S.A.</b> (l)	40	-	1.436	1.436	145	-	(16.905)	(16.903)
<b>Foz do Chopim Energética Ltda.</b> (c) (m)	209	193	-	-	2.538	2.668	-	-
Dividendos	-	18.071	-	-	-	-	-	-
Aquisição de projetos de usinas	-	-	-	19.461	-	-	-	-
<b>Sercomtel S.A. Telecomunicações</b> (c) (n)	4.436	2.226	-	-	8.354	8.051	(21)	(4)
<b>Pessoal chave da administração</b>								
Honorários e encargos sociais (NE nº 33.2)	-	-	-	-	-	-	(25.860)	(27.368)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	-	-	-	-	(1.560)	(1.725)
<b>Outras partes relacionadas</b>								
<b>Fundação Copel</b> (c)	9	20	-	-	285	299	-	-
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	14.662	312	-	-	(2.520)	(15.396)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	1.194.936	968.763	-	-	-	-
<b>Lactec</b> (c) (o)	4	-	1.507	1.601	746	-	(2.787)	(4.026)

- a) O Programa Luz Fraterna, instituído e alterado pelas leis estaduais nºs 491/2003 e 17.639/2013, estabelece o pagamento do consumo de energia elétrica para beneficiar famílias de baixa renda, residentes no Estado do Paraná, cujos imóveis - unidades consumidoras - sejam utilizados exclusivamente para fins residenciais, seja em área urbana ou rural, e preencham os requisitos estabelecidos nos artigos 3.º e 4.º desta lei.

Em março de 2018 foi quitado o montante de R\$ 159.274. Sobre o valor do principal houve incidência de juros, multa e atualização monetária que, em 31.12.2019, totalizam R\$ 158.849. Para esses encargos, incidentes sobre as faturas de consumo de energia elétrica do período de setembro de 2010 a junho de 2015, foi ajuizada, em 05.11.2018, ação monitória em face do Estado do Paraná, responsável pelo pagamento das faturas nos termos da Lei Estadual nº 14.087/2003. Ressaltamos que apesar das tratativas mantidas pela Administração, buscando o equacionamento desta dívida, ainda persistem incertezas quanto à realização deste ativo e portanto, face a tal condição, este valor não foi contabilizado, em atendimento ao que dispõem as normas contábeis vigentes. Considerando o tratamento tributário a ser aplicado, conforme determina a Receita Federal do Brasil na Instrução Normativa nº 1.753/2017, a Companhia efetuou a tributação sobre essa receita.

A Administração reforça que está envidando todos os esforços necessários e tomando todas as medidas cabíveis para preservação dos interesses da Companhia.

O Programa Tarifa Rural Noturna do Governo do Estado do Paraná regulamentado pelo Decreto nº 1.288 de 30.04.2019, compreende a concessão de desconto especial mensal na tarifa de energia elétrica e dos encargos decorrentes desse serviço, inclusive adicional de bandeira tarifária, referente ao consumo noturno para as unidades consumidoras consideradas nesse decreto. Esse programa prevê o pagamento pelo Governo Estadual à Copel Distribuição do valor correspondente a 60% do consumo de energia elétrica ativa da propriedade dos consumidores beneficiários, compreendido no período considerado como consumo noturno, conforme especificado no Decreto 1.288 de 30.04.2019.

- b)** Ressarcimento do valor correspondente a remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos de Perdas de crédito esperadas.
- c)** Receita da Copel TEL proveniente de serviços de telecomunicações e arrendamentos de equipamentos e infraestrutura. Os saldos apresentados são líquidos de Perdas de crédito esperadas.
- d)** O Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar é uma unidade complementar do Serviço Social Autônomo Paraná Tecnologia, vinculado à Secretaria de Estado da Ciência, Tecnologia e Ensino Superior. O Simepar mantém contratos com a Companhia de prestação de serviços de previsão do tempo, laudos meteorológicos, análise de ampacidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.
- e)** O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, que possui ações da Copel (NE nº 31.1). Em 22.12.2018 encerrou a vigência do acordo de acionista entre o Estado do Paraná e o BNDESPAR, assinado em 22.12.1998.
- f)** O BNDES e a BNDESPAR adquiriram o total das debêntures emitidas pelas controladas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel.
- g)** Saneamento básico prestado pela Sanepar.

- h)** Contrato de prestação de serviços de operação e manutenção prestados pela Copel GeT, com vencimento em 09.05.2021. Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT firmado pela Copel DIS, com vencimento até a extinção da concessão da distribuidora ou da transmissora, o que ocorrer primeiro.
- i)** Encargos de uso do sistema de transmissão devidos pela Copel GeT, UEG Araucária e parques Eólicos.
- j)** A Copel DIS mantém Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - Cust com o ONS e com as concessionárias de transmissão de energia, o qual tem por objeto a contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - Must. A contratação é de caráter permanente e é regulamentada pela Resolução Normativa Aneel nº 666/2015. Os montantes são definidos para os quatro anos subsequentes, com revisões anuais.
- k)** Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 1º.02.2023, prestação de serviços de engenharia do proprietário, assessoria e consultoria com vencimentos em maio de 2020 e compartilhamento de instalações com vencimento em 1º.01.2043.
- l)** Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT, Costa Oeste e Marumbi, com vencimentos a partir de 17.08.2031 até 21.07.2048. Contrato de compra e venda de energia realizado pela Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.
- m)** Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 23.05.2020, e conexão ao sistema de transmissão, com vencimento em 1º.01.2043.
- n)** Contrato de compartilhamento de postes, realizado entre a Sercomtel S.A. Telecomunicações e a Copel DIS.
- o)** O Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público - Oscip, na qual a Copel é uma associada. O Lactec mantém contratos de prestação de serviços e de pesquisa e desenvolvimento com a Copel GeT, UEGA e com a Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel. A Copel COM presta serviços e vende energia ao instituto.

As transações relevantes com partes relacionadas estão demonstradas acima. As transações decorrentes das operações em ambiente regulado são faturadas de acordo com os critérios e definições estabelecidos pelos agentes reguladores e as demais transações são registradas de acordo com os preços de mercado praticados pela Companhia.

### **37.1 Avais e garantias concedidos às partes relacionadas**

Os avais e garantias concedidos pela Copel às suas controladas na emissão de financiamentos e de debêntures são informados nas NEs nºs 22 e 23.

A Copel forneceu garantias financeiras, na modalidade de carta fiança corporativa, para contratos de compra de energia elétrica efetuados pela Copel GeT, no total de R\$ 4.005 (R\$ 3.246 em 31.12.2018) e efetuados pela Copel Energia, no total de R\$ 21.846 (R\$ 79.358 em 31.12.2018).

Os avais e garantias concedidos pela Copel e pela Copel GeT na emissão de financiamentos, de debêntures e de contratos de seguros dos empreendimentos controlados em conjunto são informados a seguir:

Empresa	Operação	Data da emissão	Vencimento final	Valor aprovado	Saldo 31.12.2019	% participação	Valor aval/fiança
(1) Caiuá Transmissora (a)	Financiamento	23.12.2013	15.02.2029	84.600	57.542	49,0	5.956
(2) Guaraciaba Transmissora	Financiamento	28.09.2016	15.01.2031	440.000	374.894	49,0	183.698
(3) Guaraciaba Transmissora	Debêntures	15.07.2018	15.12.2030	118.000	119.561	49,0	58.585
(4) Mata de Santa Genebra	Financiamento	30.11.2017	15.07.2033	1.018.500	1.098.965	50,1	550.581
(5) Mata de Santa Genebra	Debêntures	15.04.2019	15.11.2030	210.000	202.767	50,1	101.586
(6) Cantareira Transmissora de Energia (a)	Financiamento	28.12.2016	15.09.2032	426.834	453.020	49,0	28.175
(7) Cantareira Transmissora de Energia	Debêntures	09.01.2018	15.08.2032	100.000	103.374	49,0	50.653
							<b>979.234</b>

(a) Instrumento de garantia com valor fixo, conforme previsão contratual e manifestação formal da instituição financeira.

**Instituição financeira financiadora:** BNDES: (1) (2) (4) (6)

**Destinação:** programa de investimentos

**Aval / Fiança:** prestado pela Copel GeT: (1); prestado pela Copel: (2) (3) (4) (5) (6) (7).

**Garantias da operação:** penhor das ações de propriedade da Copel GeT nos empreendimentos.

Seguro Garantia de Fiel Cumprimento Empresa	Término da vigência	Importância segurada	% aval Copel GeT	Valor do aval
Matrinchá Transmissora	30.09.2020	90.000	49,0	44.100
Guaraciaba Transmissora	30.04.2020	47.000	49,0	23.030
Mata de Santa Genebra	31.05.2020	78.300	50,1	39.228
				<b>106.358</b>

## 38 Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo ainda não incorridos, portanto não reconhecidos nas demonstrações financeiras, estão demonstrados a seguir:

Consolidado	31.12.2019	31.12.2018
Contratos de compra e transporte de energia	137.279.155	140.638.024
Aquisição de ativo imobilizado		
Construção de linhas de transmissão e subestações	115.732	214.086
Construção da usina UHE Colíder	-	36.303
Construção da usina UHE Baixo Iguaçu	-	202.668
Construção das usinas do empreendimento eólico Cutia	-	40.392
Construção da PCH Bela Vista	111.481	-
Obras de telecomunicações	90.769	115.710
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	428.441	528.109
Obrigações de compra de gás	859.211	1.339.848

## 39 Seguros

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

<b>Consolidado</b> <b>Apólice</b>	<b>Término</b> <b>da vigência</b>	<b>Importância</b> <b>segurada</b>
Riscos Operacionais - UHE Baixo Iguaçu	31.05.2020	2.233.183
Riscos Operacionais - UHE Colíder	01.11.2020	2.166.984
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel	29.03.2021	2.165.557
Riscos Nomeados	24.08.2020	2.069.590
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	31.05.2021	684.130
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2020	890.763
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	23.11.2020	799.290
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2020	662.791
Riscos Operacionais - São Bento	27.06.2020	569.835
Riscos Operacionais - Elejor	11.03.2021	302.984

(a) O valor da importância segurada de Riscos Operacionais - UEG Araucária foi convertido de dólar para real com a taxa do dia 31.12.2019, de R\$ 4,0307.

Além dos seguros relacionados, a Companhia e suas controladas contratam outras apólices de seguros com menores valores, tais como: seguro D&O, responsabilidade civil geral, garantia judicial e de pagamento, riscos diversos, seguro de vida, seguro aeronáutico e seguro de veículos. Os seguros de garantia contratados pelas controladas, pelos empreendimentos controlados em conjunto e pelas coligadas possuem como avalista a Copel e/ou a Copel GeT, no limite de sua participação em cada empreendimento.

## 40 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

### 40.1 Transações que não envolvem caixa

Dentre as movimentações ocorridas na rubrica de ativos de contrato, especificadas nas NEs nº 11.1 e 11.2, as aquisições totalizaram R\$ 1.039.234 (R\$ 813.450 em 31.12.2018). Deste valor, R\$ 48.068 (R\$ 50.927 em 31.12.2018) correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

De acordo com as informações constantes na NE nº 18.2, as aquisições de imobilizado totalizaram R\$ 551.162 (R\$ 1.455.318 em 31.12.2018). Deste valor, R\$ 52.446 (R\$ 71.454 em 31.12.2018) correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

Em dezembro de 2018 ocorreu a aquisição a prazo dos estudos e projetos denominados PCH Bela Vista e UHE Salto Grande, pelo valor de R\$ 19.461, junto à empresa Foz do Chopim Energética Ltda, sendo tal obrigação registrada na rubrica de fornecedores. Em 2019 ocorreu a quitação desta negociação mediante encontro de contas com os dividendos a receber do citado fornecedor, o qual integra o conjunto de investimentos consolidados da Companhia na condição de coligada.

Conforme a NE nº 28.1, as adições e ajustes por remuneração ocorridos no direito de uso de ativos totalizaram R\$ 13.237, sendo que tal reconhecimento teve como contrapartida a rubrica de passivo de arrendamentos.

As citadas transações não envolveram caixa, motivo pelo qual não estão mencionadas na demonstração dos fluxos de caixa.

## **41 Eventos subsequentes**

### **41.1 Prêmio por Desempenho**

Em 12.02.2020, a Companhia aprovou o programa de incentivo de curto prazo, denominado Prêmio Por Desempenho - PPD, de caráter variável, com o objetivo de alinhar os esforços nos diferentes níveis organizacionais aos objetivos estratégicos da Companhia. Esse programa foi desenvolvido prezando por sua consistência técnica e considerando as melhores práticas de mercado, com o apoio da FIA - Fundação Instituto de Administração, consultoria especializada em projetos de modernização de práticas de gestão de pessoas em empresas públicas e privadas. Assim, a Copel aperfeiçoa sua gestão por metas e aprimora sua cultura de meritocracia, assegurando a execução eficiente do plano estratégico. Resguardando os valores da Companhia, a implementação desse programa reflete o compromisso assumido pela Administração com o aprimoramento da eficiência operacional do grupo Copel e com os mais elevados padrões de Governança Corporativa, fortalecendo os pilares para a perenidade e o crescimento sustentável do negócio.

### **41.2 UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Neto**

Em 03.03.2020, a Copel GeT se manifestou perante ao Ministério de Minas e Energia - MME pelo enquadramento, nos termos do Decreto Federal nº 9.271/2018, da sua subsidiária SPE F.D.A. Geração de Energia Elétrica. Na mesma data, a SPE assinou junto à Aneel o contrato de concessão para exploração da UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Neto ("GBM" ou "Foz do Areia"), concretizando a transferência de titularidade da usina. A manifestação tem por objetivo possibilitar uma nova outorga pelo prazo de 30 anos para UHE Foz do Areia, condicionada a um processo de alienação do controle da respectiva SPE, de acordo com as prerrogativas do Decreto Federal acima citado, dentro do prazo de até 18 meses antes do vencimento do atual contrato de concessão, que expira em 17.09.2023.

### **41.3 UTE Araucária - Contrato de Gás**

Foi celebrado contrato de suprimento de combustível entre a Petróleo Brasileiro S.A - Petrobras e a UEG Araucária Ltda - UEGA, para a Usina Termelétrica de Araucária, com vigência a partir de 21.02.2020, até 31.12.2020, com garantia pela Copel, o qual prevê o fornecimento de 2.150.000 metros cúbicos de gás natural por dia, sem obrigatoriedade de retirada. Com isso, a UTE Araucária permanecerá disponível ao Sistema Interligado Nacional - SIN e poderá ser despachada a critério do Operador Nacional do Sistema (ONS).

#### **41.4 Efeito do coronavírus (COVID-19) nas demonstrações financeiras**

Em consonância com o Ofício Circular nº 02/2020, emitido em 10.03.2020 pela CVM, a Companhia tem avaliado constantemente os potenciais impactos do Coronavírus (COVID-19) nas áreas administrativas e de operações e tem tomado medidas visando conter a disseminação da doença e minimizar os impactos econômicos. Ressalta-se ainda que até o momento não houve impacto relevante ou material em seus negócios que pudessem modificar a mensuração dos seus ativos e passivos apresentados nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em 31.12.2019. A Companhia continuará avaliando tais impactos e riscos e fará as divulgações necessárias quando pertinentes.

Em 24.03.2020, a Aneel anunciou medidas no período de contingência da pandemia, suspendendo por 90 dias, a partir de 25.03.2020, os cortes por inadimplência de unidades consumidoras residenciais, além de serviços e atividades consideradas essenciais, conforme a legislação. Ampliando tais medidas, o Governo do Estado aumentou o subsídio da faixa de isenção da fatura de energia elétrica para famílias de baixa renda de 120 kWh para 150 kWh por mês.

## RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Ao Conselho de Administração e aos Acionistas  
Companhia Paranaense de Energia – COPEL

### **Opinião**

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia Paranaense de Energia - COPEL ("COPEL" ou "Companhia"), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Companhia Paranaense de Energia – COPEL em 31 de dezembro de 2019, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro ("International Financial Reporting Standards - IFRS"), emitidas pelo "International Accounting Standards Board - IASB".

### **Base para opinião**

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e a suas controladas, 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 - CFC, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

### **Principais assuntos de auditoria**

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

## **Reconhecimento de receita**

Conforme descrito nas notas explicativas nº 4.12 e nº 31 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a receita da Companhia e de suas controladas decorre substancialmente da distribuição, geração, transmissão e comercialização de energia elétrica, bem como proveniente de prestação de serviços de telecomunicações e de comunicações em geral. Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude da complexidade na captura, no processamento e no registro das transações, da dependência dos sistemas de tecnologia da informação e dos respectivos controles internos envolvidos no processo de reconhecimento da receita da Companhia e de suas controladas.

Para responder a este principal assunto de auditoria, nossos procedimentos de auditoria sobre o reconhecimento de receita incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade das atividades de controles internos da Companhia e de suas controladas relacionados ao processo da Administração para mensurar o montante da receita a ser reconhecida nas demonstrações financeiras; (b) envolvimento de nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados para reconhecimento de receita; (c) teste, em base amostral, sobre a ocorrência, integridade e exatidão das receitas reconhecidas pela Copel e por suas controladas, bem como se elas foram contabilizadas no período de competência correto, com base na estimativa elaborada pela Administração, incluindo a avaliação da estimativa de receita não faturada; (d) teste, em base amostral, sobre a exatidão da emissão de faturas; (e) teste, em base amostral, de recebimentos subsequentes de faturas; e (f) avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Como resultado da execução destes procedimentos, foram identificadas deficiências no controle interno relacionadas aos processos de revisão de receita decorrente de ativos de contrato de transmissão e do reconhecimento da receita de telecomunicações, que alteraram nossa avaliação quanto à natureza, época e extensão de nossos procedimentos substantivos inicialmente planejados.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a captura, o processamento, o registro e as respectivas divulgações sobre o reconhecimento de receita da Companhia e de suas controladas são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

## **Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (“impairment”) de ativos imobilizados**

Conforme divulgado nas notas explicativas nº 4.10 e nº 18.7 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia e suas controladas realizam anualmente análise de indicadores de desvalorização (“impairment”) e, caso necessário, efetuam mensurações do valor recuperável, a fim de concluir sobre a necessidade de provisão para perdas ao valor recuperável de ativos imobilizados. Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude do alto grau de julgamento empregado pela Administração para mensurar a provisão para perdas, que requer a utilização de conhecimento técnico e do histórico das operações da Companhia e de suas controladas, e a realização de projeções dos resultados futuros, a fim de mensurar o valor em uso dos referidos ativos.

Para responder a este principal assunto, nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade dos controles internos relevantes sobre a análise de recuperação dos ativos; (b) avaliação dos critérios utilizados para identificação e mensuração do valor recuperável das unidades geradoras de caixa da Companhia e de suas controladas; (c) envolvimento dos nossos especialistas em avaliação financeira para nos auxiliar na avaliação da adequação do modelo utilizado pela Administração para mensurar a recuperação dos ativos (fluxo de caixa descontado), especificamente com referência à taxa de desconto e adequação do modelo de valorização; (d) avaliação das principais premissas de negócio utilizadas no modelo de fluxo de caixa descontado, mais especificamente relacionados à receita projetada, aos custos estimados e aos custos para conclusão dos empreendimentos ainda em construção; e (e) avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Como resultado da execução destes procedimentos, foram identificadas deficiências no controle interno relacionadas à análise e reconhecimento de impairment nos ativos de telecomunicações, e nos ativos da controlada UEG Araucária Ltda. Os ajustes de impairment considerados imateriais não foram registrados, de acordo com as normas aplicáveis. Em função disso, alteramos a nossa avaliação quanto à natureza, época e extensão de nossos procedimentos substantivos inicialmente planejados.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a mensuração da provisão para perdas ao valor recuperável ("impairment") de ativos imobilizados, realizada pela Administração, assim como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

## **Ativo Imobilizado para os segmentos de geração e transmissão e telecomunicações**

Conforme divulgado nas notas explicativas nº 4.8 e nº 18 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, os bens do ativo imobilizado são depreciados pelo método linear com base na estimativa de vida útil, que é revisada anualmente e ajustada, caso necessário. Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude do volume de investimentos, impactos na transferência tempestiva de ativos em curso para ativos em serviço e do alto grau de julgamento empregado pela Administração para mensurar a vida útil econômica dos bens, que requer a utilização de conhecimento técnico e do histórico das operações da Companhia e de suas controladas.

Para responder a este principal assunto, nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (1) Testar os principais controles sobre o ativo imobilizado, inclusive sobre os julgamentos da administração em relação às estimativas contábeis da vida útil do imobilizado; (2) Avaliar as estimativas da administração sobre a vida útil do ativo imobilizado com referência a: (a) a consistência com os benefícios econômicos incorporados nos respectivos ativos e nas estimativas operacionais futuras, incluindo planos de aquisições e baixas do ativo imobilizado; e (b) consideração das premissas de negócio utilizadas pela companhia, com base em seu conhecimento do setor; (3) revisão da base de ativos, dos procedimentos e do racional utilizado pela Companhia para suportar as mudanças nas estimativas; (4) desafiar as premissas e julgamentos relevantes usados pela administração, comparando as estimativas anteriores com as atuais, levando em consideração as mudanças no setor de telecomunicações e nas condições de mercado; (5) testar as adições e baixas de ativo imobilizado, através de amostras, confrontando os resultados dos testes com os registros realizados pela administração; (6) testar o cálculo da depreciação, mediante desenvolvimento de expectativa independente, bem como as estimativas utilizadas para definir as taxas de depreciação aplicadas; (7) avaliar as premissas utilizadas na constituição de provisões para perdas pela não recuperabilidade dos ativos; (8) avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Como resultado da execução destes procedimentos, foram identificadas deficiências no controle interno relacionadas à análise de vida útil e transferência de ativos em curso para ativos em serviço no segmento de telecomunicação, que resultaram em ajustes não realizados por terem sido considerados imateriais, de acordo com as normas aplicáveis. Em função disso, alteramos a nossa avaliação quanto à natureza, época e extensão de nossos procedimentos substantivos inicialmente planejados.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a mensuração do ativo imobilizado para os segmentos de geração e transmissão e telecomunicações, realizada pela Administração, assim como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

## **Provisão para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e ambientais**

Conforme divulgado nas notas explicativas nº 4.11 e nº 29 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia e suas controladas são réis em uma série de processos judiciais relacionados a discussões cíveis, fiscais, trabalhistas e ambientais. Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude do alto julgamento necessário para determinar os prognósticos de perda, mensurar a provisão para riscos e elaborar as divulgações necessárias para as demonstrações financeiras, sendo necessárias a utilização de conhecimento técnico e histórico da Companhia e de suas controladas e a análise de jurisprudências aplicáveis e individualizadas dos processos pela Administração.

Para responder a este principal assunto de auditoria, nossos procedimentos incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade dos controles internos relevantes sobre as contingências, especificamente na captura dos processos e situações que possam ensejar perdas relacionadas a riscos, determinação dos prognósticos de perda e mensuração das provisões para riscos; (b) testes, com o auxílio de nossos especialistas em tecnologia da informação, sobre os controles e os sistemas informatizados utilizados pela Administração para controlar e avaliar os riscos existentes; (c) teste da integridade e exatidão da base de dados utilizada pela Administração para determinação dos prognósticos de perda e mensuração das provisões para riscos; (d) confirmação independente com os assessores jurídicos externos e patronos dos processos quanto à classificação do prognóstico do risco de perda para a Companhia e suas controladas, incluindo o valor envolvido; (e) avaliação das premissas e dos julgamentos utilizados pela Administração no desenvolvimento dessas estimativas, contando com o auxílio de nossos especialistas tributários e ambientais e análise de evidências contraditórias; e (f) avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a provisão para riscos estimada pela Administração, assim como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

## **Outros assuntos**

### *Demonstrações do valor adicionado*

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado ("DVA") referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão reconciliadas com as demonstrações financeiras e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos

relevantes, segundo os critérios definidos nesse pronunciamento técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

## **Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor**

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

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório da Administração, e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

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

## **Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas**

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo IASB, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

Os responsáveis pela governança da Companhia e de suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

## **Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas**

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

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

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, 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 e de suas controladas.
- 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 e de suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar a atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do Grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas. Somos responsáveis pela direção, pela supervisão e pelo desempenho da auditoria do Grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

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 financeiras 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.

Curitiba, 25 de março 2020

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU  
Auditores Independentes  
CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" PR

Fernando de Souza Leite  
Contador  
CRC nº 1 PR 050422/O-3

## RELATÓRIO ANUAL DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

### 1. APRESENTAÇÃO E INFORMAÇÕES GERAIS

O Comitê de Auditoria Estatutário - CAE da Copel está previsto na Seção I do Capítulo V do Estatuto Social, sendo composto por cinco membros, Conselheiros de Administração, em sua totalidade independentes, conforme legislação aplicável. As características, composição, funcionamento e competências do Colegiado são estabelecidas em Regimento Interno específico. Esse Comitê assessora e reporta-se ao Conselho de Administração - CAD, ao qual está diretamente vinculado.

Dentre as principais atribuições do Comitê de Auditoria Estatutário estão a de zelar pela qualidade e integridade das demonstrações contábeis e financeiras da Companhia; pelo cumprimento das exigências legais e regulamentares; pela atuação, independência e qualidade do trabalho da empresa de Auditoria Independente contratada para emitir parecer sobre as demonstrações contábeis e financeiras; pela atuação e qualidade do trabalho da Auditoria Interna e pela qualidade e eficiência dos sistemas de controles internos e de administração de riscos.

A pedido do CAE foi desenvolvido, em 2019, pela consultoria PricewaterhouseCoopers - PwC, em conjunto com a Auditoria Interna da Copel, plano de trabalho para apoiar as atividades do CAE, considerando legislação vigente, normativas internas e boas práticas de mercado. Para estudo e desenvolvimento desse plano, a PwC utilizou a seguinte metodologia de trabalho: mapeamento das responsabilidades do CAE; plano para atender as responsabilidades; referências de *benchmarks*; aspectos sobre treinamentos e discussões com o Colegiado. Como resultado, a consultoria apresentou plano de trabalho listando as exigências e recomendações para atuação do CAE, bem como cronograma para execução dessas atividades ao longo de um ano. A estrutura desse cronograma contempla os assuntos a serem tratados; a área interna responsável pelo apoio; a atividade a ser desenvolvida; as referências em relação à Lei nº 13.313/2016, à Lei *Sarbanes-Oxley* - SOx 301/407, à Instrução CVM 509, e a boas práticas de governança; a frequência de apresentação dos assuntos e a duração estimada para sua discussão e a distribuição desses temas ao longo do ano.

A auditoria independente, atualmente Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes - Deloitte, é responsável pela auditoria das Demonstrações Contábeis e deve assegurar que essas apresentem, de forma adequada, a posição patrimonial e financeira da Companhia - Copel Holding e consolidado das subsidiárias integrais (GeT, DIS, CTE, COM e Eólicas) e controladas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a legislação societária brasileira, as normas da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, já adequadas aos padrões internacionais de contabilidade, e as normas editadas pelas Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e Agência Nacional de Telecomunicações - Anatel. Além disso, a Deloitte também é responsável por avaliar o ambiente de controles internos da Copel Holding e das subsidiárias integrais uma vez que essas são sujeitas à lei americana *Sarbanes-Oxley* - SOx.

O Comitê de Auditoria Estatutário elaborará, anualmente, o Relatório do Comitê de Auditoria Estatutário, contendo as seguintes informações: (i) suas atividades, resultados, conclusões e recomendações no período, incluindo análise da eficácia de tais atividades; (ii) avaliação da efetividade dos sistemas de controles internos e gestão de riscos, registrando eventuais deficiências; (iii) descrição das recomendações apresentadas às diretorias, registrando aquelas não acatadas e justificativas para tanto; (iv) avaliação da efetividade do trabalho da empresa de auditoria independente e da Auditoria Interna, verificando, inclusive, o cumprimento da legislação, da regulamentação e das normas internas da Companhia, registrando eventuais deficiências; e (v) avaliação das demonstrações contábeis e financeiras, com ênfase na aplicação das práticas contábeis adotadas no Brasil e no exterior, além do cumprimento de normas editadas por agências reguladoras, registrando as divergências e eventuais deficiências.

### 2. HISTÓRICO DA COMPOSIÇÃO DO COMITÊ

Criado inicialmente para adequação da Companhia às exigências contidas na Lei *Sarbanes-Oxley* - Sox, que regulamenta a atuação das empresas abertas que possuem ações em negociação na bolsa de valores NYSE dos Estados Unidos, o Comitê de Auditoria, vinculado ao Conselho de Administração, atua desde maio/2005. Com a alteração do Estatuto Social da Companhia, aprovada na 195ª Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, de 07.06.2017, o Colegiado passou a se denominar Comitê de Auditoria Estatutário - CAE.

Em 2019, o Comitê teve a seguinte composição, eleita para o mandato 2019/2020: Conselheiros Marco Antônio Barbosa Cândido (como Presidente), Carlos Biedermann (como especialista financeiro), Leila Abraham Loria, Olga Stankevicius Colpo e Luiz Cláudio Maia Vieira, todos membros independentes, em conformidade com a Lei Federal nº 13.303/2016, e que atendem aos requisitos de independência impostos pela *Securities and Exchange Commission - SEC* e pela *New York Stock Exchange - NYSE*.

Considerando o deliberado na 194ª Reunião do Comitê de Auditoria Estatutário - CAE, de 06.06.2019, sobre a necessidade de disponibilização de profissional interno, com dedicação exclusiva, para assessorá-lo no desempenho de suas atribuições, foi designada a assessora do CAE da Copel, Fabíola da Silva Carvalho Walesko (registro 47936), conforme a Circular-093/2019, de 01.11.2019.

### 3. RESUMO DAS ATIVIDADES EM 2019

#### 3.1. REUNIÕES REALIZADAS E PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS

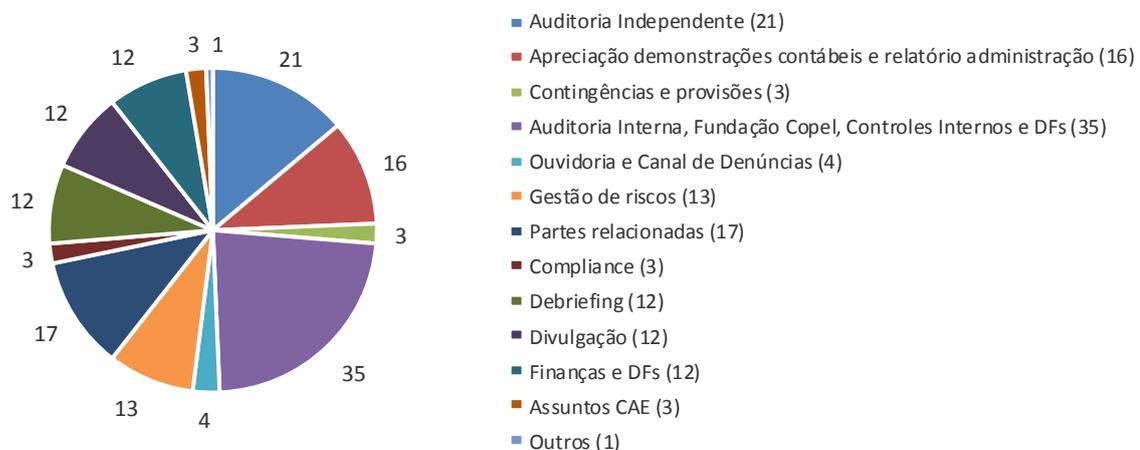
As pautas das reuniões realizadas em 2019 foram baseadas no plano de trabalho, elaborado para o Comitê de Auditoria Estatutário, que indica os seguintes assuntos para a discussão do Colegiado ao longo do ano, distribuídos em, no mínimo, 12 reuniões e 153 pautas: apreciação de informações contábeis; auditoria externa; canal de comunicação confidencial; capacitação; compliance; contratações/consultorias; controles internos, auditoria interna e DFs; *debriefing*; divulgação; finanças e DFs; gestão de riscos; orçamento; outros assuntos extraordinários; partes relacionadas; regimento interno CAE e normativas internas da Copel relativas ao CAE.

No período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2019, foram realizadas 23 reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário da Copel, que contemplaram 162 pautas, envolvendo os membros da Diretoria Executiva, Gerentes, Auditores Internos e Auditores Independentes.

As deliberações tomadas e as recomendações formuladas pelo CAE foram devidamente formalizadas em atas. Foram relatados, mensalmente, nas reuniões ordinárias do Conselho de Administração - CAD, os principais temas tratados nas reuniões, detalhando as atividades e recomendações dirigidas para as diversas áreas da Companhia e suas subsidiárias, controladas e coligadas, os debates e os resultados dos monitoramentos das atividades dos Auditores Internos e dos Auditores Independentes. Esses relatos foram registrados de forma resumida nas atas do Conselho de Administração.

#### PAUTAS POR TEMAS:

O resumo do alcance das pautas realizadas é o seguinte:



### 3.2. AUDITORIA INDEPENDENTE

No decorrer de 2019, foram contempladas, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário, 20 pautas com participação da Auditoria Independente e 01 pauta extraordinária com comentário sobre contatos iniciais com a Auditoria Independente relativo a assunto especial. Essas pautas abordaram o andamento dos trabalhos da Auditoria Independente Deloitte para o Formulário 20-F, de 2018; o planejamento dos trabalhos da Auditoria Independente para 2019; a análise dos assuntos significativos endereçados pelo Auditor Independente; o monitoramento de status dos planos de ação e/ou projetos para mitigar as deficiências apontadas pela auditoria independente, ao longo do período de 2019; reportes mensais sobre a UEGA e indagação sobre conhecimento de fraudes e os processos adotados para mitigação.

O Comitê avalia como satisfatório o volume e a qualidade das informações fornecidas, as quais apoiam sua opinião acerca da adequação e integridade dos sistemas de controles internos e das demonstrações financeiras. Não foram identificadas situações que pudessem afetar a objetividade e a independência dos auditores independentes. Em decorrência, o Comitê de Auditoria Estatutário avalia positivamente a cobertura e a qualidade dos trabalhos realizados pela Auditoria Independente concernentes às demonstrações financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2019.

Mensalmente são monitoradas, pelo Colegiado, as deliberações tomadas sobre temas relativos à auditoria independente.

### 3.3. DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS e RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

No decorrer de 2019, foram realizadas 16 pautas, sendo que 09 delas tiveram como objeto as demonstrações contábeis e em 7 pautas, o Relatório da Administração. Essas pautas abordaram contratação de outros serviços que possam ser prestados por empresas de Auditoria Independente que estejam auditando as demonstrações contábeis e financeiras da Companhia; revisão das políticas, práticas e princípios de contabilidade utilizados pela Copel na elaboração das demonstrações contábeis e financeiras, em especial os novos pronunciamentos contábeis - CPC47 - Receita de Contrato com Cliente e CPC48 - Instrumentos Financeiros; a análise e recomendação para aprovação do Relatório Anual da Administração e das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2018; a revisão preliminar das Demonstrações Financeiras Intermediárias - 1º, 2º e 3º Trimestres de 2019; a reapresentação das Demonstrações Financeiras dos Exercícios 2018, 2017 e 2016 da Copel GeT para atender a CVM quanto à abertura de capital, o Relatório Anual da Administração e das Demonstrações Financeiras de 2018, com apresentação do Parecer da Deloitte, sem ressalvas; a ratificação da Proposta da Diretoria para a Destinação do Lucro Líquido Verificado no Exercício de 2018 e para Pagamento de Participação referente à Integração entre o Capital e o Trabalho e Incentivo à Produtividade; a revisão das Demonstrações Financeiras Intermediárias referentes aos 1º, 2º e 3º Trimestres de 2019.

O Comitê discutiu com os Auditores Independentes os resultados dos trabalhos, os Principais Assuntos de Auditoria descritos em seu relatório e as suas conclusões sobre a auditoria das referidas demonstrações financeiras, cuja opinião se apresenta sem ressalvas. Os principais pontos discutidos também se relacionaram com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e, ainda, com recomendações e demais apontamentos nos relatórios de controles internos e apresentação das demonstrações financeiras. O Comitê verificou que as Demonstrações Financeiras da Companhia - Copel Holding e consolidado das subsidiárias integrais e controladas - estão apropriadas em relação às práticas contábeis e à legislação societária brasileira, bem como às normas editadas pelas Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e Agência Nacional de Telecomunicações - Anatel, bem como às normas da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e com as normas internacionais de relatório financeiro (*IFRS*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - *IASB*, e das normas emitidas pela *Securities and Exchange Commission* - *SEC* e Lei *Sarbanes-Oxley* - *SOx*.

### 3.4. CONTINGÊNCIAS E PROVISÕES

No decorrer de 2019, foram realizadas 03 pautas tendo como objeto contingências e provisões, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Essas pautas abordaram o monitoramento com relação às provisões da Companhia e às ações que estão sendo realizadas para melhoria dos processos jurídicos, bem como os critérios de classificação das contingências jurídicas.

É importante destacar que as contingências judiciais (e administrativas) passivas e suas respectivas provisões foram analisadas e discutidas em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário com a área Jurídica, a Contabilidade, e a área de Conformidade e Controles Internos, além dos Auditores Independentes. Em ano anterior foi solicitada, pelo Comitê de Auditoria Estatutário, a revisão dos critérios utilizados para classificação do prognóstico de êxito e a estimativa de valores dos processos administrativos e judiciais e, com isso, nortear o provisionamento contábil dos valores em discussão, apresentado por meio de relatório de monitoramento da Diretoria de Riscos e Compliance.

Mensalmente são monitoradas, pelo Colegiado, as deliberações tomadas sobre temas relativos a contingências e provisões.

### 3.5. AUDITORIA INTERNA

No decorrer de 2019, foram tratadas 19 pautas com a Auditoria Interna, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Nesse período, o Comitê fez o acompanhamento das atividades da Auditoria Interna e a verificação de suas recomendações, aprovou o Relatório Anual de Atividades da Auditoria Interna - Raint 2019 e o Plano Anual da Auditoria Interna - Paint 2019/2020; efetuou a avaliação dos procedimentos para formalização dos débitos a favor de escritório contratado mediante Termo de Ajuste de Conta - TAC referente a processo arbitral; tomou conhecimento da conclusão da Certificação da Auditoria Interna; acompanhou trabalhos especiais da Auditoria Interna, teve informações e efetuou aprovações no âmbito do Programa de Gestão da Qualidade e Melhoria contínua - PGQM/Certificação Internacional da Auditoria Interna; aprovou a adequação do Regulamento da Auditoria Interna e do Regimento Interno do Comitê de Auditoria Estatutário às normas internacionais para a Prática Profissional de Auditoria Interna em sua 182ª Reunião, de 12.12.2018 e encaminhou, em sua 183ª Reunião, de 23.01.2019, ao Conselho de Administração recomendando sua aprovação final; e teve ciência da avaliação da Auditoria Interna sobre a Gestão de Riscos na Companhia e sobre os trabalhos relativos à Lei *Sarbanes-Oxley* - SOx.

Na 184ª Reunião, de 20.02.2019, a Fundação Copel de Previdência e Assistência Social apresentou informações a respeito dos Planos Previdenciários patrocinados pela Copel e administrados pela Fundação Copel, sendo abordado os principais dados e resultados dos planos: i) informes institucionais; ii) estatística populacional; iii) parecer atuarial; iv) política de investimentos; v) comparativos de rentabilidade; vi) auditorias e vii) fiscalização realizada pela Previc.

Especificamente em relação à certificação internacional da Auditoria Interna, o CAE recebeu *feedback* das ações implementadas. Também analisou a nomeação de Superintendente da Auditoria Interna e, por meio da Coordenadoria de Recursos Humanos, obteve reporte do Programa de Coaching e do plano implementado.

O Comitê avalia como satisfatório o volume e a qualidade das informações fornecidas, as quais apoiam sua opinião acerca da adequação e integridade dos sistemas de controles internos e das demonstrações financeiras. Não foram identificadas situações que pudessem afetar a objetividade e a independência da auditoria interna. Em decorrência, o Comitê de Auditoria Estatutário avalia positivamente a cobertura e a qualidade dos trabalhos realizados pela Auditoria Interna, concernentes às demonstrações financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2019.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos à auditoria interna.

### 3.6. SISTEMAS DE CONTROLES INTERNOS

No decorrer de 2019, foram tratadas 16 pautas sobre controles internos, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Nesse período, o Comitê recebeu reporte dos trabalhos relativos a controles internos; realizou a análise preliminar do Relatório de Controles Internos e do documento já em forma final; e recebeu a atualização do status de auditoria, pela Deloitte, desses Controles Internos.

A metodologia adotada pela Companhia para a análise dos controles internos está em consonância com a estrutura do *Internal Control - Integrated Framework*, definido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO)*, e com a Lei *Sarbanes-Oxley* - SOx. A Administração da Companhia é responsável pela implantação de políticas, procedimentos, processos e práticas de controles internos que propiciem a salvaguarda de ativos, o tempestivo reconhecimento de passivos, a aderência às regras e a

integridade e precisão das informações. A Auditoria Interna é responsável por aferir o grau de atendimento ou observância, por todas as áreas da Companhia, dos procedimentos e práticas de controles internos e que esses se encontrem em efetiva aplicação.

O Colegiado também estimulou e validou a criação de instrumentos de controle (Políticas Internas, Normas Administrativas, entre outros) para assegurar o bom andamento das atividades da Companhia, inclusive extensivos a suas empresas controladas e coligadas.

Embora o tema tenha sido tratado em pautas específicas, o assunto permeia os demais itens da pauta de trabalho do Colegiado, tendo sido intensamente discutido no decorrer do ano pelos membros do CAE. Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos a sistemas de controles internos.

### **3.7. OUVIDORIA E CANAL DE DENÚNCIAS**

No decorrer de 2019, foram tratadas, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário, 04 pautas da Ouvidoria e do Canal de Denúncias. Essas pautas abordaram o acompanhamento do Canal de Denúncias e a atualização da Política do Canal de Denúncias para adequação ao Informe de Governança Corporativa - Instrução CVM nº 586/2017, bem como constituição do Comitê de Investigação.

O CAE também acompanhou, ao longo do ano, em reuniões específicas, denúncias recebidas pelo Canal que tiveram, em função de sua natureza, tratamento mais intensivo de investigação através da Auditoria Interna.

Trimestralmente é apresentado ao CAE o Acompanhamento do Canal de Denúncias pela área de Compliance e, mensalmente, a Auditoria apresenta as apurações relacionadas às denúncias recebidas.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos à Ouvidoria e Canal de Denúncias.

### **3.8. GESTÃO E MONITORAMENTO DE RISCOS**

No decorrer de 2019, foram tratadas 13 pautas de Gestão e Monitoramento de Riscos em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Essas pautas abordaram a revisão da Política de Gestão Integrada de Riscos Corporativos da Companhia e o reporte dos trabalhos relativos à gestão de riscos.

O CAE, com o intuito de reforçar a qualidade da matriz de riscos, determinou que fosse adicionada à Política de Gestão Integrada de Riscos Corporativos, a necessidade de análise trimestral, por parte do Comitê, da matriz de Riscos, bem como os planos de mitigação decorrentes.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos à gestão e monitoramento de riscos.

### **3.9. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS**

O Comitê de Auditoria Estatutário tem como uma de suas atribuições "avaliar e monitorar, juntamente com a Administração e a área de Auditoria Interna, a adequação das transações com partes relacionadas realizadas pela Companhia".

No decorrer de 2019, foram tratadas 17 pautas de transações com partes relacionadas, em reuniões do CAE. Essas pautas abordaram, além da recomendação para aprovação das transações em si, a revisão da Política de Transações com Partes Relacionadas e Conflitos de Interesses e o monitoramento das operações/transações com Partes Relacionadas.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos à transações com partes relacionadas.

### **3.10. OUTRAS ATIVIDADES**

Além das atividades acima mencionadas, o Comitê de Auditoria Estatutário tratou de outras pautas em

reuniões periódicas, relacionadas aos assuntos já indicados neste relatório e demais assuntos indicados em plano de trabalho do CAE, os quais são compliance; *debriefing*; divulgação; finanças e DFs; monitoramento das deliberações; orçamento; regimento interno CAE; e regulamentos de independência CAE. Ainda, os demais assuntos indicados também foram contemplados, quando aplicável, nas demais pautas citadas anteriormente neste relatório.

Nessas pautas foram tratadas Políticas Internas da Companhia como: de aplicação financeira, de investimentos, de contratação de serviços de auditoria independente, de integridade e atualização do programa de integridade.

Em relação a controladas e coligadas, o CAE, de forma intensiva durante o ano, fez o acompanhamento do processo de investigação realizado no âmbito da UEG Araucária Ltda. - UEGA, tendo frequentemente debatido o assunto e apresentado recomendações à Administração. Os reportes mensais sobre o andamento da questão continuam sendo realizados regularmente ao Colegiado, para monitoramento das providências em andamento.

O CAE também apreciou informações sobre a revisão do Código de Conduta da Companhia, bem como o calendário anual de reuniões para 2020.

No âmbito de sua programação para 2019, o Comitê de Auditoria Estatutário discutiu seu plano de trabalho, preparado pela consultoria PricewaterhouseCoopers - PwC para o Comitê, além de analisar os resultados das avaliações de desempenho do Colegiado.

Considerando o deliberado na 194ª Reunião do Comitê de Auditoria Estatutário - CAE, de 06.06.2019, sobre a necessidade de disponibilização de profissional interno com dedicação exclusiva para assessorá-lo no desempenho de suas atribuições, foi designada a assessora do CAE da Copel, mencionada anteriormente.

## **4. COMUNICAÇÕES DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO**

### **4.1. CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

O Comitê de Auditoria Estatutário reporta suas atividades mensalmente nas reuniões ordinárias do Conselho de Administração, apresentando os assuntos tratados, seu posicionamento e solicitações realizadas para as diversas áreas da Companhia. Em deliberações específicas, o Comitê de Auditoria Estatutário emite nota ao Conselho de Administração, com seu posicionamento e recomendações.

### **4.2. ALTA ADMINISTRAÇÃO - DIRETORIA EXECUTIVA E GERENTES**

Para todas as reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário, as Diretorias envolvidas nos temas a serem discutidos são convidadas e indicam a participação dos Gerentes das áreas responsáveis pelas pautas a serem tratadas. Além disso, também ocorre das Gerências Executivas, através de suas Diretorias, realizarem a proposição de pautas para apresentação no Comitê de Auditoria Estatutário, no que for pertinente às atribuições desse Comitê, principalmente àquelas matérias que serão submetidas para apreciação e deliberação do Conselho de Administração.

## **5. RECOMENDAÇÕES À DIRETORIA EXECUTIVA**

- Desenvolvimento de Plano de Remediação das deficiências materiais nos controles internos da Companhia apontadas pelos Auditores Independente, por ocasião da execução dos trabalhos de auditoria relativos ao exercício social: **a.** Controles internos ineficazes no monitoramento e autorizações de certas transações em subsidiárias não integrais; **b.** Controles internos ineficientes sobre relatórios financeiros relacionados à contabilização de títulos e valores mobiliários/investimentos e impostos sobre ativos regulatórios; **c.** Implantação ineficaz de controles, políticas e procedimentos gerais de tecnologia da informação (TI) sobre acesso de usuários, segregação de funções e gerenciamento de mudanças em subsidiárias não integrais; **d.** Controles ineficazes sobre a aprovação de determinados tipos de entradas contábeis manuais; **e.** Controles ineficazes sobre estimativas utilizadas na análise de *impairment*; **f.** Controles ineficazes na identificação de processos relacionados à contabilização de provisão para riscos.

Para cada uma das deficiências citadas foi estabelecido um plano de ação pela diretoria competente responsável, os quais foram descritos no Formulário 20F, que exige a indicação de plano de ação quando existe deficiência material apontada pelo Auditor Independente. O Formulário 20F é requerido anualmente pela *Securities and Exchange Commission - SEC* para empresas estrangeiras com negociação de capital aberto nas bolsas de valores dos Estados Unidos. Nesse formulário são arquivados, por exemplo, relatórios contendo informações relevantes sobre as demonstrações financeiras e aspectos sobre governança corporativa. Os planos de ação apresentados no Formulário 20F foram amplamente discutidos no âmbito das Diretorias envolvidas, bem como com especialistas das áreas da Companhia. Foi criado um comitê de monitoramento das ações de remediação para as deficiências materiais e significativas apontadas pela Auditoria Independente, Deloitte, com a presença do Diretor Presidente e de Diretores responsáveis pelos planos de ação. O CAE passou, desde então, a fazer acompanhamento mensal do status dos planos de ação e/ou projetos para mitigar as deficiências *apontadas pela Auditoria Independente*.

- Reporte da implementação, pela Auditoria Interna, do Projeto de Certificação de *Quality Assessment* (Certificação da Auditoria Interna).

A Auditoria Interna concluiu a implantação da certificação da Auditoria Interna com a Emissão do Certificado da Avaliação de Qualidade realizada pelo Instituto dos Auditores Internos do Brasil.

- Verificação da aderência da Companhia à Lei Federal nº 13.303/2016 e providências pertinentes para assegurar, também, a aderência das empresas coligadas e/ou controladas à citada Lei Federal e às novas legislações vigentes.

A Companhia promoveu os ajustes necessários em seus documentos societários e internos para aderência ao previsto na Lei, inclusive contratou a PricewaterhouseCoopers - PwC para desenvolver plano de trabalho para o CAE adequado às novas legislações vigentes, inclusive à de nº Lei 13.303/2016. O plano de trabalho já está incorporado às rotinas do Colegiado, sendo sua execução monitorada pela Secretaria de Governança Societária - SEC.

Adicionalmente, a Secretaria de Governança Societária - SEC realiza, para o Colegiado, o acompanhamento/monitoramento das deliberações de reuniões passadas, deixando as informações à disposição dos membros do CAE, em ambiente virtual de acesso restrito, mensalmente, sempre antes das reuniões ordinárias.

- Desenvolvimento de plano de implementação e de manutenção dos preceitos previstos no Código de Conduta da Copel para garantir que os colaboradores conheçam e sigam as diretrizes estabelecidas pelo Código.

A Companhia realizou treinamento e palestras, com a participação de empregados e terceirizados, com temas sobre o Código de Conduta e o Canal de Denúncia, conduzidas pela Coordenação de Integridade Corporativa, quando enfatizou a posição da Copel ao valorizar o diálogo transparente e o relacionamento ético com seus diversos públicos, com destaque para os fornecedores da Companhia. Nessas ocasiões, foram entregues exemplares do Código de Conduta. Também passaram a ser emitidos por correio interno "Alertas de Compliance" para todos os empregados da Companhia, dentre os mais variados temas, tendo como foco principal questões obrigatórias e processos sensíveis em cada âmbito de atuação.

## **6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÃO AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, procederam ao exame e análise das Demonstrações Contábeis da Companhia - Copel Holding e consolidado das subsidiárias integrais e controladas, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes e do Relatório Anual da Administração, relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019. Considerando todas as análises, estudos e debates realizados no transcorrer das

reuniões e dos trabalhos de acompanhamento e supervisão efetuados pelo CAE — anteriormente aqui descritos de forma sumarizada — assim como em razão das informações prestadas pela Administração da Companhia e pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, os membros do Comitê de Auditoria Estatutário julgam que todos os fatos relevantes estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Contábeis auditadas relativas a 31.12.2019, no Relatório Anual 2019, recomendando sua aprovação pelo Conselho de Administração.

Curitiba, 25 de março de 2020.

**MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO**

Presidente

**CARLOS BIEDERMANN**

Especialista Financeiro

**LEILA ABRAHAM LORIA**

**LUIZ CLÁUDIO MAIA VIEIRA**

**OLGA STANKEVICIUS COLPO**

**PARECER DO CONSELHO FISCAL**  
**SOBRE O RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO E AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**  
**REFERENTES AO EXERCÍCIO DE 2019 E SOBRE A PROPOSTA DA DIRETORIA PARA DESTINAÇÃO**  
**DO LUCRO LÍQUIDO VERIFICADO NO EXERCÍCIO DE 2019**

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel, abaixo assinados, dentro de suas atribuições e responsabilidades legais e estatutárias, procederam ao exame das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2019, que compreendem o balanço patrimonial em 31.12.2019 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas e a Proposta da Diretoria para Destinação do Lucro Líquido do Exercício de 2019. As minutas foram recebidas e analisadas individualmente pelos Conselheiros e discutidas com a administração previamente. Com base nos trabalhos e discussões desenvolvidos ao longo do exercício, nas análises e entrevistas efetuadas, nos acompanhamentos e esclarecimentos prestados pela Administração e pela Auditoria Independente sobre os controles internos, e considerando ainda o Relatório do Auditor Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes sobre as Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas, emitido sem ressalvas, os conselheiros fiscais registram que não tiveram conhecimento de nenhum fato ou evidência que não esteja refletido nas referidas Demonstrações Financeiras e opinam que referidas Demonstrações estão em condições de ser encaminhadas à deliberação da Assembleia Geral de Acionistas.

Curitiba, 25 de março de 2020

**DEMETRIUS NICHELE MACEI**  
Presidente

**HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR**

**JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO**

**LETÍCIA PEDERCINI ISSA MAIA**

**ROBERTO LAMB**

## PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL

Em conformidade com a Instrução CVM Nº 480/2009, em vigor a partir de 1º.01.2010, abaixo se encontra demonstrada a proposta de orçamento de capital para o ano de 2020, aprovado na 196ª reunião ordinária do Conselho de Administração da Companhia Paranaense de Energia, realizada em 12.11.2019, bem como a origem dos recursos.

<b>PROGRAMA DE INVESTIMENTOS</b>	<b>R\$ Mil</b>
Geração e Transmissão (a)	792.342
Distribuição	1.073.812
Telecomunicações	123.907
Empreendimentos Eólicos (b)	72.897
Outros (c)	24.267
<b>TOTAL</b>	<b>2.087.226</b>

(a) Inclui os empreendimentos SPEs Bela Vista (Ger), Marumbi (Tra), Costa Oeste (Tra) e Uirapuru (Tra)  
(b) Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos, São Bento Energia e Jandaíra Energias Renováveis  
(c) Inclui Holding, Copel Comercialização, entre outros

<b>FONTES DE RECURSOS</b>	<b>R\$ Mil</b>
<b>Recursos de Terceiros</b>	<b>400.000</b>
Novas captações - BNDES	250.000
Novas captações - Outras Instituições Financeiras	150.000
<b>Recursos Próprios, oriundos de retenção de lucros e geração de caixa das operações da Companhia</b>	<b>1.687.226</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2.087.226</b>

## DECLARAÇÃO

Pelo presente instrumento, como membros da Diretoria Executiva da Companhia Paranaense de Energia - Copel, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Rua Coronel Dulcídio, 800, Curitiba - PR, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 76.483.817/0001-20, para fins do disposto nos incisos V e VI, parágrafo 1º, do artigo 25 da Instrução CVM nº 480/2009, declaramos que:

(I) revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório de auditoria da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes relativamente às demonstrações financeiras da Copel relativas ao exercício social findo em 31.12.2019; e

(II) revimos, discutimos e concordamos com demonstrações financeiras da Copel relativas ao exercício social findo em 31.12.2019.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 25 de março de 2020

Daniel Pimentel Slaviero  
Diretor Presidente

Ana Letícia Feller  
Diretora de Gestão Empresarial

Adriano Rudek de Moura  
Diretor de Finanças e de  
Relações com Investidores

Cassio Santana da Silva  
Diretor de Desenvolvimento de  
Negócios

Eduardo Vieira de Souza Barbosa  
Diretor Jurídico e de Relações  
Institucionais

Vicente Loiácono Neto  
Diretor de Governança, Risco e  
Compliance