

# RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2018

**Foto**
Francisco de Paula Moggi
*(empregado da Copel)*

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

GOVERNO
DO ESTADO DO PARANÁ

**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 copel@copel.com

Rua Coronel Dulcídio, 800, Batel - Curitiba - PR

CEP 80420-170

# RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

# E

# DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

**2018**

# SUMÁRIO


**MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE ..... 3**
**1. PERFIL ORGANIZACIONAL ..... 5**
**2. GOVERNANÇA CORPORATIVA ..... 11**
2.1.Estrutura de Governança ..... 12
2.2.Integridade ..... 14
2.3.Gestão da Sustentabilidade ..... 17
**3. DESEMPENHO OPERACIONAL ..... 18**
3.1.Análise macroeconômica ..... 18
3.2.Ambiente regulatório ..... 18
3.3.Segmentos de Negócios ..... 23
**4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO ..... 39**
4.1.Receita Operacional Líquida ..... 39
4.2.Custos e Despesas Operacionais ..... 40
4.3.EBITDA ou LAJIDA ..... 42
4.4.Resultado Financeiro ..... 43
4.5.Valor Adicionado ..... 43
4.6.Endividamento ..... 43
4.7.Lucro Líquido ..... 44
4.8.Inadimplência de Consumidores ..... 46
4.9.Programa de Investimentos ..... 47
4.10.Pesquisa & Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE ..... 47
**5. DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL ..... 49**
5.1.Recursos humanos ..... 49
5.2.Fornecedores ..... 52
5.3.Clientes ..... 52
5.4.Responsabilidade Socioambiental ..... 53
**6. BALANÇO SOCIAL ..... 55**
**7. COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA ..... 58**

# MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE

Em 2018 a Copel apresentou resultados econômicos sólidos e ampliou seus negócios. Num ano de transição política e com o quadro macroeconômico ainda em recuperação, a Copel apresentou Ebitda de R$ 3.143,3 milhões, valor 9,4% acima ao do ano anterior, e lucro líquido de R$ 1.444,0 milhões, um crescimento de 29,1%.

Os números refletem um programa consistente de redução de custos, melhoria de eficiência e rigorosa disciplina na alocação de capital. Simultaneamente, a Companhia encaminhou o encerramento de um longo ciclo de investimentos em seu parque de geração e transmissão nos dez estados em que atua. O destaque fica para a conclusão das usinas hidrelétricas de Colíder (300 MW de capacidade instalada e investimento de R$ 2,4 bilhões), Baixo Iguaçu (350 MW e R$ 2,5 bilhões), com 30% de participação da Copel, e dos complexos eólicos Cutia e Bento Miguel (312 MW e R$ 2,1 bilhões), com produção iniciada em 2019.

Além da ampliação do parque gerador da Copel, começaremos a colher os frutos destes investimentos com uma receita incremental ao redor de R$ 450,0 milhões a partir do corrente ano, quando projetamos investir valor da ordem de R$ 2,0 bilhões nos negócios da Companhia. Dentre os investimentos, contam-se o início das obras da PCH Bela Vista, arrematada em leilão no último ano, e de linhas de transmissão concentradas no Estado do Paraná.

O ano de 2018 também marcou um grande crescimento da Copel Energia, nossa subsidiária de comercialização. Criada há menos de dois anos, apresentou um aumento de 102% em seu faturamento e já figura entre as maiores comercializadoras do País em volume negociado. O objetivo é ampliar ainda mais a participação de mercado tendo por locomotiva a reputação da marca Copel.

No segmento de distribuição a Copel melhorou, nos dois últimos anos, em 73% a eficiência do Ebitda realizado em relação ao Ebitda regulatório estimado, com a expectativa realista de atingi-lo já em 2019, quando o investimento no segmento será de R$ 835,0 milhões. A Copel Distribuição apresenta hoje seus principais índices de qualidade de fornecimento — DEC e FEC — abaixo dos limites regulatórios, fator que contribuiu para que a Companhia fosse reconhecida como a melhor distribuidora do Brasil, na visão dos seus clientes, pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel.

Inauguramos o Smart Copel, centro de operações de distribuição mais moderno do Brasil, no bairro Novo Mundo, em Curitiba. A unidade gradativamente centralizará a gestão do sistema — assumindo a função antes realizada a partir das cinco regiões do Estado — e já permite controlar o sistema elétrico remotamente, isolar problemas com rapidez e controlar a qualidade do fornecimento em tempo real, entre outras possibilidades.

A se considerar a transformação por que passa o segmento de distribuição na atualidade, o investimento em inovação é vital, voltado à construção da infraestrutura das futuras cidades inteligentes. Nosso programa de modernização das redes no campo terá continuidade, com a incorporação de inovações que resultam de

mais de uma década de trabalho na operação de redes inteligentes. Elas incluem tecnologias de automação e controle remoto da rede elétrica, instalação de medidores inteligentes e projetos de pesquisa e desenvolvimento pioneiros no Brasil.

Ipiranga, no interior do Paraná, tornou-se em 2018 a primeira cidade do país a ser inteiramente coberta por religadores e medidores inteligentes integrados a um mesmo sistema de comunicação. O segundo projeto a utilizar esse conceito cobrirá integralmente os municípios de São José dos Pinhais e Tijucas do Sul, em atendimento a 126 mil consumidores. O conjunto de inovações da Copel inclui também as maiores pesquisas sobre armazenamento de energia em curso no Brasil, e testes de microgeração a partir da biomassa do agronegócio, que guarda enorme potencial para exploração no Paraná.

Outro investimento importante na área de inovação reside na mobilidade elétrica, com a inauguração em 2018 da maior eletrovia do Brasil. Ela conta com 11 eletropostos que conectam o Paraná de leste a oeste, ao longo de mais de 700 quilômetros, entre o Porto de Paranaguá e Foz do Iguaçu.

A base para todos esses investimentos e resultados se encontra em nossa governança corporativa. Em dezembro de 2018, a Copel foi certificada como Destaque em Governança na B3, sendo a única estatal de controle estadual com tal reconhecimento. E, na busca por nos tornarmos uma referência em sustentabilidade, consolidamos no último ano um papel de protagonismo na articulação de atores da Região Sul do Brasil em busca das metas dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável - ODS. Para tanto, a Companhia, que lidera a frente regional do Programa Cidades do Pacto Global desde 2017, passou a sediar, em 2018, em suas instalações no bairro Bigorrilho, em Curitiba, o Hub Local 2030, diretamente ligado à Organização das Nações Unidas - ONU.

Os resultados atingidos refletem o maior patrimônio da Copel, conjunto de mais de 7.600 colaboradores que não poupam esforços para mantermos um serviço de excelência, e que em 2018 nos colocaram entre as 150 melhores empresas para se trabalhar, pelo levantamento da Revista Você S/A.

É com grande ânimo e confiança que encaramos os desafios em 2019. Iniciamos um novo ciclo para a Companhia, com energia de sobra para colaborar como indutor indispensável ao crescimento econômico e, assim, atender aos nossos clientes, parceiros e a sociedade de maneira geral.

Daniel Pimentel Slaviero

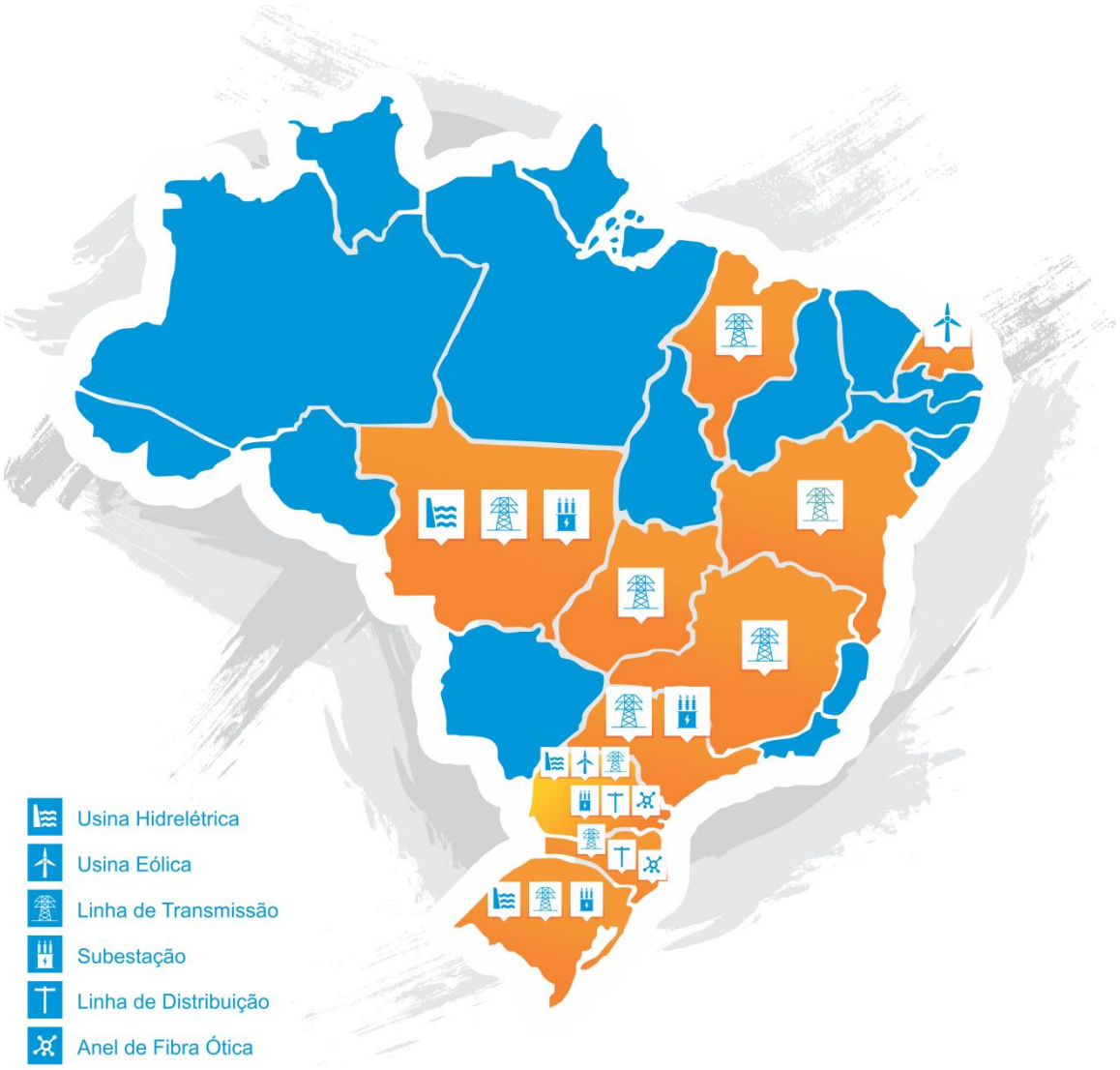
Presidente da Copel

# 1. PERFIL ORGANIZACIONAL

A Copel foi criada em outubro de 1954 e é a maior empresa do Paraná em patrimônio e 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:



- **Participação no Mercado**

| Principais produtos (%) | Brasil | Região Sul | Paraná |
|---|---|---|---|
| Geração de energia elétrica [1] | 3,1 | [2] [3] 21,1 | [2] [3] 49,3 |
| Transmissão de energia elétrica [4] | 2,4 | 11,6 | 21,6 |
| Distribuição de energia elétrica [5] | [6] 6,2 | [6] 33,8 | [7] 97,3 |
| Distribuição de gás [7] | 3,0 | 23,4 | 100,0 |
| Telecomunicações [8] | 0,6 | 3,4 | 8,8 |

[1] Capacidade instalada. Não incluídas as participações da Copel e as usinas eólicas
[2] Não incluída a Usina de Itaipu
[3] Não inclui as usinas do Rio Paranapanema
[4] O mercado refere-se à Receita Anual Permitida - RAP
[5] Mercado fio de distribuição
[6] Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE
[7] Dado estimado
[8] Número de acessos

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

GOVERNO
DO ESTADO DO PARANÁ

- **Prêmios e certificações em 2018**

| Prêmios / Certificações | Certificador |
|---|---|
| **Prêmio Abradee -** Qualidade de Gestão | Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee |
| **Prêmio -** Melhor Distribuidora (categoria bronze) | *Comisíon de Integración Energética Regional* - CIER América Latina |
| **Selo Clima Paraná Ouro** | Governo do Estado do Paraná |
| **Prêmio -** 150 Melhores empresas para trabalhar | Revista Você S/A |
| **Certificado Empresa Cidadã -** informações apresentadas no relatório Social | Conselho Regional de Contabilidade do Rio de Janeiro, Sistema Firjan e Fecomércio |
| **Prêmio 500 maiores do sul -** Maior empresa do Paraná | Revista Amanhã |
| **Prêmio 500 maiores do sul -** Maior receita líquida setor de energia | Revista Amanhã |
| **Prêmio 500 maiores do sul -** Maior receita líquida e maior patrimônio líquido entre as 100 maiores empresas do Paraná | Revista Amanhã |
| **Prêmio Sesi ODS** - Reconhecimento das práticas em prol dos objetivos de desenvolvimento sustentável - categoria indústria | Sesi Paraná |
| **Selo ODS Sesi -** Reciclagem de fibra ótica | SESI - Serviço Social da Indústria |
| **Destaque em data center** | Anuário telecom |
| **Prêmio IASC Brasil** - Concessionárias acima de 400 mil unidades consumidoras | Aneel |
| **Prêmio IASC Sul** - Concessionárias acima de 400 mil unidades consumidoras | Aneel |
| **Prêmio -** Melhores em gestão | FNQ - Fundação Nacional da Qualidade |
| **Melhores práticas socioambientais** | Benchmarking Brasil |
| **Viva Voluntário** | Governo Federal |
| **Melhor Gestão de Frotas da América Latina** | Instituto Parar |
| **Profissionais do Ano** | Organizações Globo |
| **Certificado carbono zero** | Biofílica |
| **Empresa do ano setor telecom** | Anuário telecom |
| **Prêmio Abraconee** de Melhor Divulgação das Demonstrações Contábeis do exercício de 2017 - 1º lugar na categoria Holding do setor de energia elétrica | Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica - Abraconee |
| **Prêmio Abraconee** de Melhor Divulgação das Demonstrações Contábeis do exercício de 2017 - 3º lugar na categoria grandes empresas do setor de energia elétrica | Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica - Abraconee |
| **Destaque em governança de empresas estatais** | B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão |
| **ISE - Índice de Sustentabilidade Empresarial** | B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão |
| **Empresa pública mais transparente do Brasil** | Transparência Internacional - Trac Brasil |
| **10 anos** de publicação de inventário de emissões de gases de efeito estufa | *GHG Protocol* |
| **Reconhecimento pela implantação das salas de apoio a amamentação** | Ministério da Saúde |
| **Operadora de banda larga com maior nota de satisfação geral** | Anatel |

- **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.

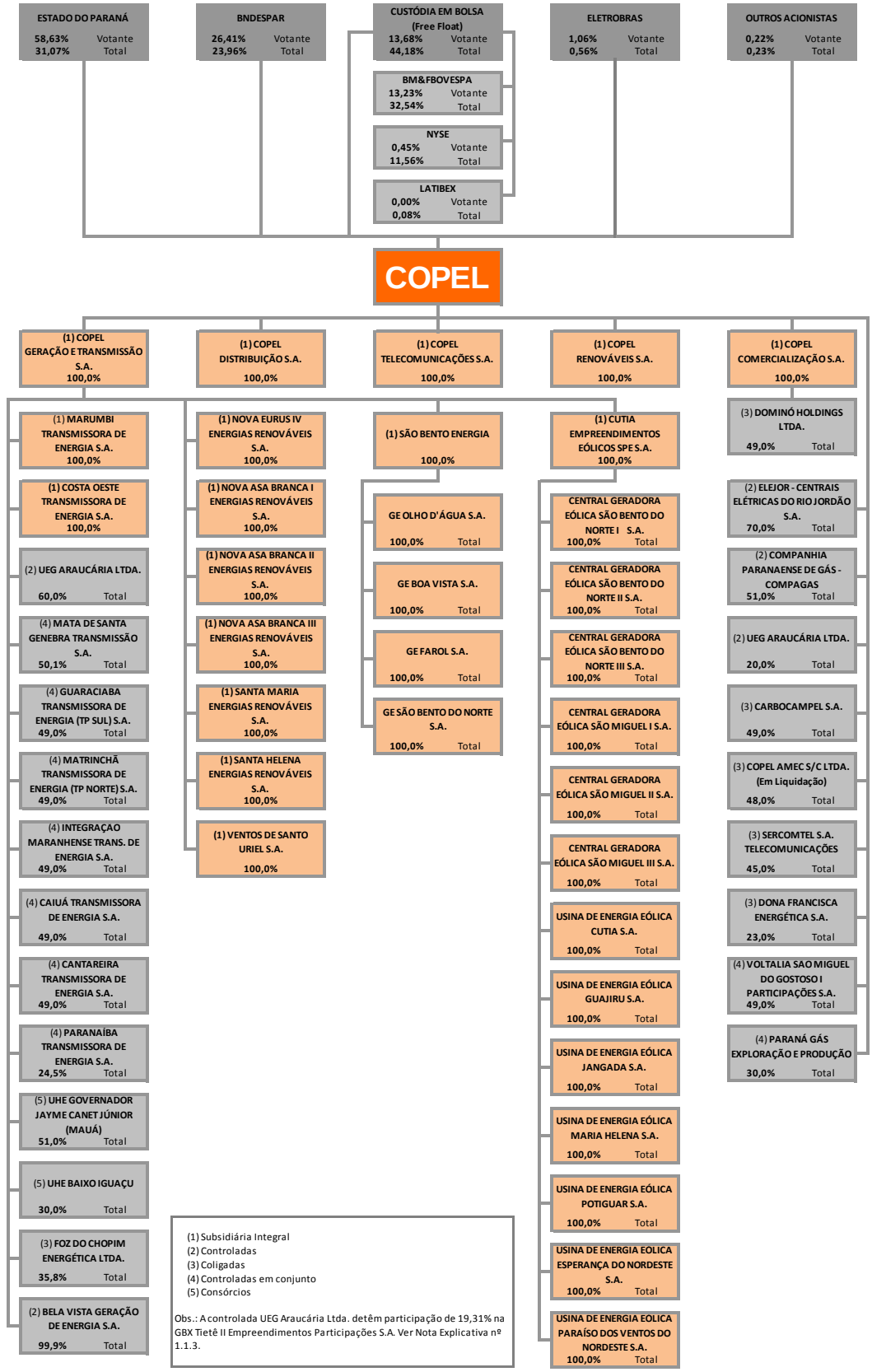
**Visão:** Ser referência nos negócios em que atua gerando valor de forma sustentável.

**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

A seguir, o organograma de participação societária da Copel em 31.12.2018:


ESTADO DO PARANÁ
58,63% Votante
31,07% Total
BNDESPAR
26,41% Votante
23,96% Total
CUSTÓDIA EM BOLSA (Free Float)
13,68% Votante
44,18% Total
BM&FBOVESPA
13,23% Votante
32,54% Total
NYSE
0,45% Votante
11,56% Total
LATIBEX
0,00% Votante
0,08% Total
ELETROBRAS
1,06% Votante
0,56% Total
OUTROS ACIONISTAS
0,22% Votante
0,23% Total
COPEL
(1) COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. 100,0%
(1) COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A. 100,0%
(1) COPEL TELECOMUNICAÇÕES S.A. 100,0%
(1) COPEL RENOVÁVEIS S.A. 100,0%
(1) COPEL COMERCIALIZAÇÃO S.A. 100,0%
(1) MARUMBI TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. 100,0%
(1) COSTA OESTE TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. 100,0%
(2) UEG ARAUCÁRIA LTDA. 60,0% Total
(4) MATA DE SANTA GENEBRA TRANSMISSÃO S.A. 50,1% Total
(4) GUARACIABA TRANSMISSORA DE ENERGIA (TP SUL) S.A. 49,0% Total
(4) MATRINCHÃ TRANSMISSORA DE ENERGIA (TP NORTE) S.A. 49,0% Total
(4) INTEGRAÇÃO MARANHENSE TRANS. DE ENERGIA S.A. 49,0% Total
(4) CAIUÁ TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. 49,0% Total
(4) CANTAREIRA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. 49,0% Total
(4) PARANAÍBA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. 24,5% Total
(5) UHE GOVERNADOR JAYME CANET JÚNIOR (MAUÁ) 51,0% Total
(5) UHE BAIXO IGUAÇU 30,0% Total
(3) FOZ DO CHOPIM ENERGÉTICA LTDA. 35,8% Total
(2) BELA VISTA GERAÇÃO DE ENERGIA S.A. 99,9% Total
(1) NOVA EURUS IV ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A. 100,0%
(1) NOVA ASA BRANCA I ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A. 100,0%
(1) NOVA ASA BRANCA II ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A. 100,0%
(1) NOVA ASA BRANCA III ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A. 100,0%
(1) SANTA MARIA ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A. 100,0%
(1) SANTA HELENA ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A. 100,0%
(1) VENTOS DE SANTO URIEL S.A. 100,0%
(1) SÃO BENTO ENERGIA 100,0%
GE OLHO D'ÁGUA S.A. 100,0% Total
GE BOA VISTA S.A. 100,0% Total
GE FAROL S.A. 100,0% Total
GE SÃO BENTO DO NORTE S.A. 100,0% Total
(1) CUTIA EMPREENDIMENTOS EÓLICOS SPE S.A. 100,0%
CENTRAL GERADORA EÓLICA SÃO BENTO DO NORTE I S.A. 100,0% Total
CENTRAL GERADORA EÓLICA SÃO BENTO DO NORTE II S.A. 100,0% Total
CENTRAL GERADORA EÓLICA SÃO BENTO DO NORTE III S.A. 100,0% Total
CENTRAL GERADORA EÓLICA SÃO MIGUEL I S.A. 100,0% Total
CENTRAL GERADORA EÓLICA SÃO MIGUEL II S.A. 100,0% Total
CENTRAL GERADORA EÓLICA SÃO MIGUEL III S.A. 100,0% Total
USINA DE ENERGIA EÓLICA CUTIA S.A. 100,0% Total
USINA DE ENERGIA EÓLICA GUAJIRU S.A. 100,0% Total
USINA DE ENERGIA EÓLICA JANGADA S.A. 100,0% Total
USINA DE ENERGIA EÓLICA MARIA HELENA S.A. 100,0% Total
USINA DE ENERGIA EÓLICA POTIGUAR S.A. 100,0% Total
USINA DE ENERGIA EOLICA ESPERANÇA DO NORDESTE S.A. 100,0% Total
USINA DE ENERGIA EOLICA PARAÍSO DOS VENTOS DO NORDESTE S.A. 100,0% Total
(3) DOMINÓ HOLDINGS LTDA. 49,0% Total
(2) ELEJOR - CENTRAIS ELÉTRICAS DO RIO JORDÃO S.A. 70,0% Total
(2) COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS - COMPAGAS 51,0% Total
(2) UEG ARAUCÁRIA LTDA. 20,0% Total
(3) CARBOCAMPEL S.A. 49,0% Total
(3) COPEL AMEC S/C LTDA. (Em Liquidação) 48,0% Total
(3) SERCOMTEL S.A. TELECOMUNICAÇÕES 45,0% Total
(3) DONA FRANCISCA ENERGÉTICA S.A. 23,0% Total
(4) VOLTALIA SÃO MIGUEL DO GOSTOSO I PARTICIPAÇÕES S.A. 49,0% Total
(4) PARANÁ GÁS EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO 30,0% Total
(1) Subsidiária Integral
(2) Controladas
(3) Coligadas
(4) Controladas em conjunto
(5) Consórcios
Obs.: A controlada UEG Araucária Ltda. detêm participação de 19,31% na GBX Tietê II Empreendimentos Participações S.A. Ver Nota Explicativa nº 1.1.3.

## • Copel em Números

| | 2018 | 2017 | variação % |
|---|---|---|---|
| **Indicadores Contábeis** | | | |
| Ativo total | 35.930.100 | 33.162.377 | 8,3 |
| Caixa e equivalentes de caixa | 1.948.409 | 1.040.075 | 87,3 |
| Títulos e valores mobiliários | 344.296 | 219.663 | 56,7 |
| Dívida total | 11.565.438 | 9.830.483 | 17,6 |
| Dívida líquida | 9.272.733 | 8.570.745 | 8,2 |
| Receita operacional bruta | 23.725.810 | 21.574.289 | 10,0 |
| Deduções da receita | 8.791.030 | 7.549.716 | 16,4 |
| Receita operacional líquida | 14.934.780 | 14.024.573 | 6,5 |
| Custos e despesas operacionais | 12.676.621 | 11.984.931 | 5,8 |
| Equivalência patrimonial | 135.888 | 101.739 | 33,6 |
| Resultado das atividades | 2.258.159 | 2.039.642 | 10,7 |
| Ebitda ou Lajida | 3.143.226 | 2.872.980 | 9,4 |
| Resultado financeiro | (438.050) | (748.440) | (41,5) |
| IRPJ/CSLL | 511.993 | 274.686 | 86,4 |
| Lucro operacional | 1.955.997 | 1.392.941 | 40,4 |
| Lucro líquido do exercício | 1.444.004 | 1.118.255 | 29,1 |
| Patrimônio líquido | 16.336.214 | 15.510.503 | 5,3 |
| Juros sobre o capital próprio | 280.000 | 266.000 | 5,3 |
| Dividendos | 98.542 | 23.401 | 321,1 |
| **Indicadores Econômico-Financeiros** | | | |
| Liquidez corrente (índice) | 1,0 | 0,9 | 11,1 |
| Liquidez geral (índice) | 0,9 | 0,8 | 12,5 |
| Margem do Ebitda ou Lajida (Ebitda ou lajida/receita operacional líquida) (%) | 21,0 | 20,5 | 2,4 |
| Lucro por ação - Ações ordinárias | 4,91091 | 3,60754 | 36,1 |
| Lucro por ação - Ações preferenciais classe "A" | 5,40201 | 3,96830 | 36,1 |
| Lucro por ação - Ações preferenciais classe "B" | 5,40201 | 3,96830 | 36,1 |
| Valor patrimonial por ação - R$ (patrimônio líquido/quantidade de ações) | 59,7 | 56,7 | 5,3 |
| Dívida total sobre o patrimônio líquido (%) | 70,8 | 63,4 | 11,7 |
| Margem operacional (lucro operacional/receita operacional líquida) (%) | 13,1 | 9,9 | 32,3 |
| Margem líquida (lucro líquido/receita operacional líquida) (%) | 9,7 | 8,0 | 21,3 |
| Participação de capital de terceiros (%) | 54,5 | 53,2 | 2,4 |
| Rentabilidade do patrimônio líquido (%) [(1)] | 9,3 | 7,5 | 24,0 |

[(1)] 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 às rigorosas práticas impostas pela legislação norte-americana para empresas listadas na Bolsa de Valores de Nova Iorque, e em alinhamento às boas práticas de governança corporativa.

Foi a primeira empresa do setor elétrico brasileiro a ser listada na Bolsa de Valores de Nova Iorque, em 1997. Sua marca também está presente, desde junho de 2002, na Comunidade Econômica Europeia, devido ao seu ingresso na Latibex – o braço latino-americano da Bolsa de Valores de Madri (Espanha). No Brasil, a Copel integra o Nível 1 de governança corporativa da B3. A Companhia conquistou, em dezembro de 2018, a certificação no Programa Destaque em Governança de Estatais da bolsa de valores brasileira.

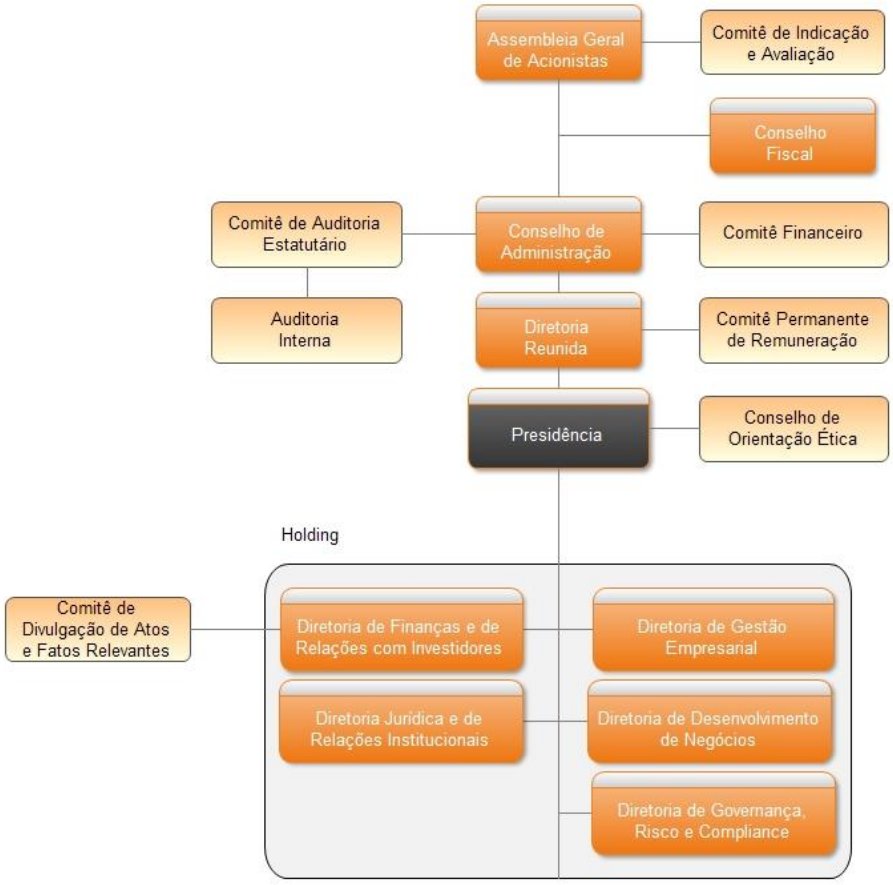
Entre os avanços realizados em 2018, destaca-se:

- a revisão dos Estatutos Sociais da Copel (Holding) e de suas subsidiárias integrais (SIs), que incorporaram melhorias além do previsto na Lei das Estatais, fortalecendo a governança corporativa da Companhia;
- o estabelecimento de diretrizes e regras para a indicação de membros para os colegiados da Copel (Holding) e SIs, e para os colegiados de suas participações societárias diretas ou indiretas em linha com a legislação aplicável e com os entendimentos mantidos pela CVM; e
- o estabelecimento de diretrizes e regras para a gestão das participações societárias da Companhia, buscando maximizar a eficiência, a eficácia e a efetividade de seus negócios, contribuir para sustentabilidade da Copel e das participações societárias, reduzir a exposição a riscos e fortalecer o ambiente de controles internos, com o objetivo de evitar fraudes e reduzir as perdas financeiras geradas por ineficiência dos processos.

Além desses avanços, outro que merece destaque associado à governança corporativa é a gestão de riscos de fraude e corrupção nas operações; de ocorrência de conflitos de interesse; de danos à reputação; e da adoção de práticas anticompetitivas.

## 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. É regido pela legislação aplicável.

**Comitê de indicação e avaliação**

Comitê com competência para auxiliar o acionista na verificação da conformidade do processo de indicação e avaliação dos Administradores, conselheiros fiscais e membros de comitês estatutários da Copel (Holding), suas subsidiárias integrais, podendo ser estendido às suas participações societárias diretas e indiretas, nos termos da legislação aplicável.

**Conselho Fiscal**

Órgão independente da Administração, que possui a finalidade de fiscalizar as ações praticadas pelos diretores e conselheiros de administração e opinar sobre as contas da Companhia.

**Conselho de Administração - CAD**

Órgão de deliberação estratégica e colegiada, responsável por definir a orientação superior da Companhia, zelando pela proteção de seu patrimônio, a consecução de seu objeto social, além de ser responsável por orientar a diretoria para a maximização do retorno do investimento, agregando valor ao negócio com sustentabilidade.

**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*. A Companhia conta, ainda, com um Diretor Adjunto.

Compete ao Diretor de Finanças e de Relações com Investidores da Copel (Holding) exercer a função não remunerada de Diretor de Finanças das subsidiárias integrais, a menos que legislação específica determine diretor exclusivo.

Compete ao Diretor Jurídico e de Relações Institucionais da Companhia exercer a função não remunerada de Diretor Jurídico e de Relações Institucionais da Copel GeT, da Copel DIS, da Copel Energia e da Copel REN.

**Comitê de Auditoria Estatutário**

Órgão de assessoramento ao Conselho de Administração, composto, em sua maioria, por conselheiros independentes, escolhidos entre os membros do Conselho de Administração e em conformidade com a legislação aplicável. Esse órgão tem a finalidade de proteger os interesses dos acionistas e demais partes interessadas a partir do monitoramento da qualidade das demonstrações financeiras e dos controles internos, e da conformidade, da integridade e do gerenciamento de riscos da organização.

**Conselho de Orientação Ética - COE**

Órgão vinculado à Presidência, que tem como finalidade zelar para que o posicionamento ético e moral da Copel se mantenha em níveis elevados perante a sociedade.

**Comitê de divulgação de atos e fatos relevantes**

Órgão vinculado à Diretoria de Finanças e de Relações com investidores que tem como finalidade gerir a Política de Divulgação de Informações e Preservação de Sigilo da Companhia, sendo responsável pela aprovação das informações a serem divulgadas ao mercado e pelo monitoramento e disponibilização de informações privilegiadas à área responsável pela comunicação com os órgãos reguladores e demais agentes do mercado de capitais.

**Comitê Financeiro (ad hoc)**

Comitê destinado a assessorar o Conselho de Administração da Copel (Holding), com competências relativas a assuntos de natureza econômico-financeira da Companhia, de suas subsidiárias integrais, controladas e coligadas.

**Comitê Permanente de Remuneração**

Órgão vinculado à Diretoria de Gestão Empresarial responsável por elaborar e propor política de fixação da remuneração dos administradores e conselheiros fiscais das subsidiárias integrais, controladas e coligadas da Copel.

**Auditoria interna**

Órgão não estatutário, vinculado à Presidência, de caráter independente e responsável por avaliar a efetividade do processo de gestão de riscos e a adequação das ações de tratamento e mecanismos de controles internos, além de prestar consultoria ao Conselho Fiscal, Conselho de Administração, Comitê de Auditoria Estatutário, Diretoria Executiva e demais áreas de negócios

## 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*.

- **Práticas anticorrupção**

Os processos operacionais são anualmente avaliados quanto aos riscos relacionados a erros ou fraudes que possam interferir nos resultados das demonstrações financeiras, sendo estabelecidos controles internos, submetidos a testes pela Auditoria Interna e pelo Auditor Independente, com resultados relatados à Administração. Os testes ocorrem anualmente, a partir de outubro, e são finalizados com avaliação de gravidade e magnitude das deficiências na 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, 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 COSO, que é um quadro de referência reconhecido internacionalmente. A Copel utiliza ferramentas disponibilizadas pelo sistema ERP-SAP.

- **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 Comunicação Confidencial: destina-se ao recebimento de denúncias e comunicações relativas ao não cumprimento de leis e normas, especialmente com relação a fraudes 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 ligação gratuita pelo telefone: 0800 643 5665.
- Ouvidoria: existem dois canais abertos a todos os públicos, interno e externo, para sugestões, reclamações e denúncias, estando disponíveis em dias úteis, das 8h às 18h, com ligação gratuita. A Ouvidoria Copel Distribuição está disponível no telefone 0800 647 0606 e também no e-mail ouvidoria@copel.com. Além disso, está apta a receber as reclamações pessoalmente ou por meio de correspondência enviada a seu endereço, na Rua Professor Brasilio 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, estando apta a receber as

manifestações pessoalmente ou por meio de correspondência enviada a seu endereço, na Rua Comendador Araújo, 614, Batel, CEP: 80420-000, em Curitiba - PR.

- 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. Email: cadam@copel.com
- Conselho de Orientação Ética - COE: aprecia e emite orientação em processos relacionados à conduta ética na Companhia e tem prazo máximo de 90 dias para oferecer resposta final. E-mail: conselho.etica@copel.com

## • 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 30.06.2019, data que corresponderá ao seu termo, podendo ser prorrogado formalmente em até 24 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 8.666/1993 - "Lei das Licitações".

O valor previsto de contratação para o período 2019-2020 é de R$ 3,2 milhões. O valor pago para serviços de auditoria externa prestados em 2018 foi de R$ 3,8 milhões.

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.

## 2.3. Gestão da Sustentabilidade

Os desafios da sustentabilidade são parte do referencial estratégico da Copel, contido na missão e visão de negócios. São etapas dessa estratégia a busca permanente por melhorar o desempenho da área de sustentabilidade, bem como sua comunicação com as partes interessadas e a gestão de temas e indicadores.

A Companhia tem assumido, ao longo de sua trajetória, compromissos voluntários que são reconhecidos mundialmente como boas práticas:

- Agenda 2030
- Pacto Global
- Programa Cidades do Pacto Global
- Movimento Nacional ODS Nós Podemos
- Declaração: Chamada à Ação para os Governos no Combate à Corrupção
- Pacto Empresarial pela Integridade e Contra a Corrupção
- Princípios para Educação Executiva Sustentável – PRME

# 3. DESEMPENHO OPERACIONAL

## 3.1. Análise macroeconômica

No ano de 2018 a economia brasileira foi moldada por diversos elementos econômicos, políticos e institucionais que se refletiram na lenta recuperação e no baixo crescimento econômico do País. No final do mês de maio de 2018 o Brasil registrou a maior greve dos últimos tempos, quando os caminhoneiros, insatisfeitos com os preços do diesel, bloquearam rodovias o que provocou significativo desabastecimento de alimentos e combustível em todo território nacional. As incertezas externas provocadas por uma possível guerra comercial entre Estados Unidos e China, corroborado com o vaivém da saída do Reino Unido da União Europeia causaram grandes oscilações no dólar e na bolsa de valores que aliado às tensões internas do processo eleitoral brasileiro derrubaram ainda mais as estimativas para o crescimento econômico de 2018. Tal percepção se consolidou no recuo das expectativas de mercado para o PIB nacional levantadas a partir do Boletim Focus do Banco Central que, do pico de 2,9% em fins de fevereiro, caíram para 1,3% no final de dezembro. Por outro lado, o declínio das taxas de inflação, a Selic nos menores patamares desde 1998, em consonância com a modesta recuperação do mercado de trabalho, contribuíram para a expansão de 1,3% do produto interno bruto brasileiro, conforme divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE.

Em âmbito regional, o Paraná já havia antecipado os movimentos de recuperação da crise desde o segundo semestre de 2016, colhendo os excelentes resultados do desempenho no campo, quando se observou safra recorde de 41,5 milhões de toneladas de grãos em 2017. A estimativa para 2018 ficou aquém do ano anterior, mas com produção em patamares superiores aos verificados em 2016, de modo que os efeitos positivos beneficiados pela renda agrícola foram refletidos sobre os segmentos industriais, diretamente vinculados à agricultura, e sobre os demais setores como comércio e serviços. Além disso, o setor produtivo estadual veio recuperando progressivamente seus níveis de produção a partir do segundo semestre de 2017, com destaque para a indústria automobilística e de celulose e papel, apoiadas em parte, no mercado internacional. A expansão dos índices do comércio e do setor de serviços no Paraná também apresentou significativo crescimento, associado aos diversos setores do comércio varejista ampliado. Em vista desse panorama, a economia paranaense registrou crescimento de 1,5% em 2018, segundo dados do Instituto Paranaense de Desenvolvimento Econômico e Social - Ipardes.

## 3.2. Ambiente regulatório

Em 05.07.2017 o Ministério de Minas e Energia - MME publicou uma consulta publica contendo proposta de medidas legais que viabilizem o futuro do setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo, intitulando-a de “Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico”. A consulta pública foi realizada no período de 05.07.2017 a 17.08.2017 e recebeu mais de 209 contribuição dos mais diversos segmentos.

Em 09.02.2018, foi publicado no sitio do citado Ministério, documento de fechamento da consulta pública contendo proposta compilada de aprimoramentos a serem realizados ao arcabouço regulatório de energia, motivados em especial por fenômenos tecnológicos, socioambientais e por fricções nos modelos de negócio existente. Dentre os temas que foram discutidos, destacam-se:

- Fim do regime de cotas para usinas hidráulicas prorrogadas ou licitadas, instituídos pela Lei 12.783/2013 e destinação de parte do benefício econômico de outorgas para Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, com vistas a redução do referido encargo para a sociedade;
- Redução dos limites de acesso para o mercado livre de energia;
- Aproximação da formação de preço de curto prazo ao custo de operação do sistema;
- Possibilidade de separação de lastro e energia, atualmente comercializados de forma agregada;
- Efeito de migração de consumidores para o mercado livre;
- Mercado de atributos ambientais;
- Atração de capital externo para investimentos no setor elétrico brasileiro;
- Racionalização de descontos tarifários;
- Destinação de recursos da reserva global de reversão para o segmento de transmissão;
- Diretrizes para utilização de recursos de pesquisa e desenvolvimento;
- Modernização do mercado regulado; e
- Desjudicialização do risco hidrológico.

Em maio de 2018, os citados aprimoramentos, em sua maioria, foram apensados ao Projeto de Lei da Câmara dos Deputados, nº 1.917/2015, denominado PL da Portabilidade da Conta da Luz, na forma de substitutivo. O Projeto de Lei aguarda aprovação desta Câmara para posterior submissão e aprovação no Senado e sanção Presidencial.

Caso o projeto seja convertido em Lei, haverá ainda a necessidade da regulamentação superveniente destes temas. Por essa razão, há muitas incertezas relacionadas a proposta de futuro do setor elétrico. Todavia, a Copel acompanha e atua em conjunto na construção do novo marco regulatório, inclusive, por intermédio de Associações que a representa, de audiências e consultas públicas instituídas pelo Poder Concedente e a Aneel, com vistas a mitigar riscos e antever novas oportunidades para os negócios da Companhia.

### • Prorrogação das Concessões

As concessões dos segmentos de geração, transmissão e distribuição são regidas pela Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013.

No segmento de geração hidráulica, para as concessões de usinas alcançadas pelo art. 19 da Lei nº 9.074/1995 - que englobam a maioria das usinas da Copel - ficou instituída a possibilidade da prorrogação no regime de cotas de garantia física, pelo prazo de até 30 anos, uma única vez, mediante aceitação de condições expressas como: tarifa regulada, alocação da energia ao mercado regulado e submissão a padrões de qualidade. Já as concessão de geração de usinas termelétricas, a critério do poder concedente, institui-se a possibilidade de prorrogação, pelo prazo de 20 anos, uma única vez, desde que assegurem a continuidade, a eficiência na prestação do serviço e a segurança do sistema.

No segmento de transmissão, para as concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074/1995, a critério do poder concedente, ficou instituída possibilidade da prorrogação, pelo prazo de 30 anos, uma única vez, de modo a assegurar a continuidade, a eficiência na prestação do serviço e a modicidade tarifária.

No segmento de distribuição, as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 22 da Lei nº 9.074, de 1995, ficou instituída a possibilidade de prorrogação, a critério do poder concedente, pelo prazo de até 30 anos, uma única vez, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica.

**Concessões de Geração**

Nos anos de 2014 e 2015, venceram 4 concessões de geração da Copel: Rio dos Patos, com 1,8 MW; Usina Governador Pedro Viriato Parigot de Souza - GPS, com 260,0 MW; Mourão, com 8,2 MW; e Chopim I, com 1,8 MW de capacidade instalada. Após conhecimento das condições de prorrogação, procedeu-se às análises possíveis, concluindo pela não viabilidade da prorrogação dessas usinas. A UHE Rios dos Patos teve sua concessão extinta, sem posterior relicitação, por falta de condições operacionais. A Companhia assinou instrumento de promessa de compra e venda dos ativos remanescentes. O valor negociado foi de R$ 9,1 milhões.

As UHEs GPS e Mourão foram relicitadas pelo poder concedente, por mais 30 anos, sendo a primeira delas arrematada pela Copel. A UHE Chopim I teve seu regime de exploração alterado, por advento da lei, passando a condição de registro em favor da Companhia.

A concessão da Usina Termelétrica de Figueira venceu em 26.03.2019. Em 24.05.2017, a Companhia protocolou sua intenção de prorrogar esta concessão, ressaltando porém, que firmará os necessários contratos e/ou aditivos, somente após conhecer e aceitar os termos contratuais e as regras que orientarão todo processo relacionado à prorrogação da outorga.

**Concessões de Transmissão**

No ano de 2015, venceu a maior concessão de transmissão da Copel, conhecida como Concessão das Instalações Existentes ou Contrato nº 060/2001. Após conhecimento das condições de prorrogação, procedeu-se às análises e avaliações, optando pela prorrogação do contrato de transmissão, por mais 30

anos, nos termos da Lei 12.783/2013, detalhadas na Nota Explicativa – NE nº 10.4.das Demonstrações Financeiras.

**Concessões de Distribuição**

No ano de 2015, venceu o contrato de concessão de distribuição nº 046/1999 da Copel.

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, 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 | | | Qualidade - limites[a] | | Qualidade - realizado | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Ano | Gestão Econômico-Financeira | Realizado | DECi[b] | FECi[b] | DECi | FECi |
| 2016 | - | - | 13,61 | 9,24 | 10,80 | 7,14 |
| 2017 | Lajida ≥ 0[d] | 661,4 | 12,54 | 8,74 | 10,41 | 6,79 |
| 2018 | Lajida (-) QRR ≥ 0[e] [f] | | 11,23 | 8,24 | 10,29[c] | 6,20[c] |
| 2019 | {Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (0,8 * Selic)[e][g] | | 10,12 | 7,74 | - | - |
| 2020 | {Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * Selic)[e][g] | | 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] Dados preliminares.

[d] Valor será apresentado na Demonstração Contábil Regulatória.

[e] 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.

[f] Selic: limitada a 12,87% a.a.

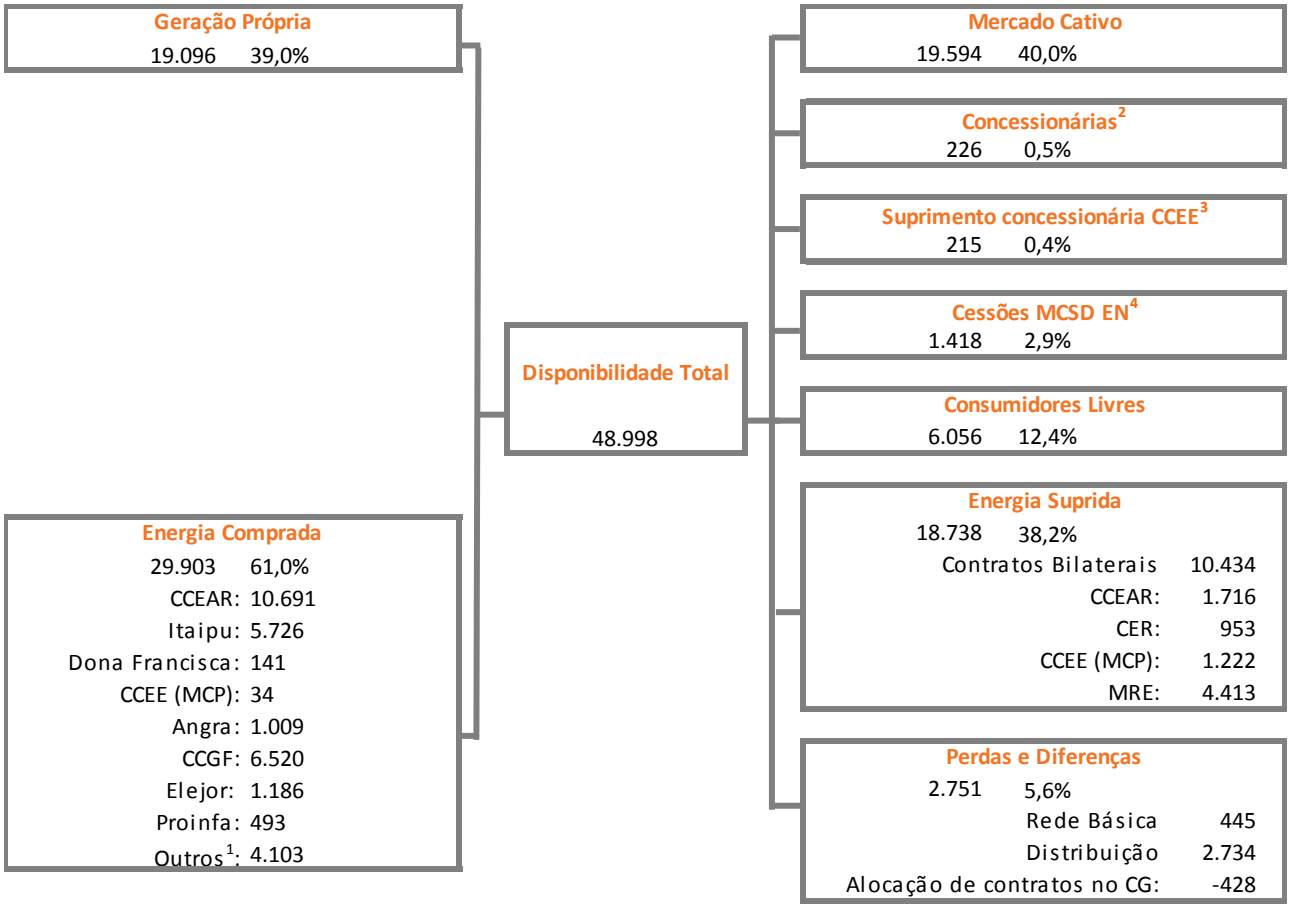
A Companhia atingiu os indicadores anuais e reitera o seu compromisso com a sustentabilidade econômica da concessão e com a continuidade dos investimentos respaldada em uma gestão de controle de custos, maximização da produtividade e melhoria da eficiência operacional.

**Concessões de 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 estarem conflitantes 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, cabendo recurso por parte do Estado do Paraná.

- **Fluxo de Energia (em % e GW/hora)**




CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.
CER: Contrato de Energia de Reserva.
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).
[1] Outros: Energia comprada pela Copel Comercialização.
[2] Suprimento de energia a concessionárias e permissionárias com mercado próprio inferior a 500GWh/ano
[3] Suprimento de energia a distribuidora agente da CCEE, através de Contrato Bilateral Regulado - CBR
[4] Cessões MCSD EM: Cessões contratuais a outras distribuidoras através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova
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 35 usinas próprias e participa em outras dez usinas, sendo 21 hidrelétricas, 22 eólicas e duas termelétricas, com capacidade instalada total de 5.828,0 MW e garantia física de 2.715,7 MW médios, conforme quadro:

**Usinas em Operação em 31.12.2018 - 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Hidrelétricas** | | | | | | | |
| UHE Gov. José Richa (Salto Caxias) (1) | 1.240,0 | 605,6 | 100% | 1.240,0 | 605,6 | 18.02.1999 | 04.05.2030 |
| UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo) (1) | 1.260,0 | 578,5 | 100% | 1.260,0 | 578,5 | 29.09.1992 | 15.11.2029 |
| UHE Gov. Bento Munhos da Rocha Netto (Foz do Areia)(1) | 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 | 04.01.2046 |
| UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá) | 361,0 | 197,7 | 51% | 184,1 | 100,8 | 23.11.2012 | 02.07.2042 |
| UHE Guaricana | 36,0 | 16,1 | 100% | 36,0 | 16,1 | 01.01.1957 | 15.08.2026 |
| 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 | 27.02.2046 |
| UHE Apucaraninha | 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 | (2) |
| UHE São Jorge | 2,3 | 1,5 | 100% | 2,3 | 1,5 | 01.01.1945 | 03.12.2024 |
| CGH Chopim I | 2,0 | 1,5 | 100% | 2,0 | 1,5 | 28.05.1963 | (3) |
| 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 | (4) |
| CGH Salto do Vau | 0,9 | 0,6 | 100% | 0,9 | 0,6 | 01.01.1959 | (4) |
| CGH Pitangui | 0,9 | 0,1 | 100% | 0,9 | 0,1 | 01.01.1911 | (4) |
| 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 | 27.08.2033 |
| PCH Arturo Andreoli | 29,1 | 20,4 | 36% | 10,4 | 7,3 | 25.10.2001 | 23.04.2030 |
| UHE Santa Clara I e Fundão I | 6,0 | 4,9 | 70% | 4,2 | 3,4 | 13.08.2005 | 18.12.2032 |
| **Total das Hidrelétricas** | **5.300,1** | **2.391,3** | | **4.934,4** | **2.179,2** | | |
| **Eólicas** | | | | | | | |
| Santa Maria | 29,7 | 15,7 | 100% | 29,7 | 15,7 | 23.04.2015 | 07.05.2047 |
| Santa Helena | 29,7 | 16,0 | 100% | 29,7 | 16,0 | 06.05.2015 | 08.04.2047 |
| Olho d'Água | 30,0 | 15,3 | 100% | 30,0 | 15,3 | 25.02.2015 | 31.05.2046 |
| São Bento do Norte | 30,0 | 14,6 | 100% | 30,0 | 14,6 | 25.02.2015 | 18.05.2046 |
| Eurus IV | 27,0 | 14,7 | 100% | 27,0 | 14,7 | 20.08.2015 | 26.04.2046 |
| Asa Branca I | 27,0 | 14,2 | 100% | 27,0 | 14,2 | 05.08.2015 | 24.04.2046 |
| Asa Branca II | 27,0 | 14,3 | 100% | 27,0 | 14,3 | 15.09.2015 | 30.05.2046 |
| Asa Branca III | 27,0 | 14,5 | 100% | 27,0 | 14,5 | 04.09.2015 | 30.05.2046 |
| Farol | 20,0 | 10,1 | 100% | 20,0 | 10,1 | 25.02.2015 | 19.04.2046 |
| Ventos de Santo Uriel | 16,2 | 9,0 | 100% | 16,2 | 9,0 | 22.05.2015 | 08.04.2047 |
| Boa Vista | 14,0 | 6,3 | 100% | 14,0 | 6,3 | 25.02.2015 | 27.04.2046 |
| Cutia | 23,1 | 9,6 | 100% | 23,1 | 9,6 | 22.12.2018 | 04.01.2042 |
| Esperança do Nordeste | 27,3 | 9,1 | 100% | 27,3 | 9,1 | 29.12.2018 | 10.05.2050 |
| Guajiru | 21,0 | 8,3 | 100% | 21,0 | 8,3 | 29.12.2018 | 04.01.2042 |
| Jangada | 27,3 | 10,3 | 100% | 27,3 | 10,3 | 29.12.2018 | 04.01.2042 |
| Maria Helena | 27,3 | 12,0 | 100% | 27,3 | 12,0 | 29.12.2018 | 04.01.2042 |
| Potiguar | 27,3 | 11,5 | 100% | 27,3 | 11,5 | 29.12.2018 | 10.05.2050 |
| Palmas (5) | 2,5 | 0,5 | 100% | 2,5 | 0,5 | 12.11.1999 | 28.09.2029 |
| Santo Cristo | 27,0 | 15,3 | 49% | 13,23 | 7,5 | 30.06.2015 | 17.04.2047 |
| Reduto | 27,0 | 14,4 | 49% | 13,23 | 7,1 | 26.06.2015 | 15.04.2047 |
| São João | 27,0 | 14,3 | 49% | 13,23 | 7,0 | 30.06.2015 | 25.03.2047 |
| Carnaúbas | 27,0 | 13,1 | 49% | 13,23 | 6,4 | 30.06.2015 | 08.04.2047 |
| **Total das Eólicas** | **541,4** | **263,1** | | **486,3** | **234,0** | | |
| **Termelétricas** | | | | | | | |
| UTE Figueira | 20,0 | 10,3 | 100% | 20,0 | 10,3 | 08.04.1963 | 26.03.2019 |
| UTE Araucária (6) | 484,1 | 365,2 | 80% | 387,3 | 292,2 | 27.09.2002 | 22.12.2029 |
| **Total das Termelétricas** | **504,1** | **375,5** | | **407,3** | **302,5** | | |
| **TOTAL DAS FONTES** | **6.345,6** | **3.029,9** | | **5.828,0** | **2.715,7** | | |

(1) 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

(2) Em processo de homologação na Aneel.

(3) Registro conforme Despacho Aneel n° 182/2002 e Resolução Aneel n° 5.373/2015.

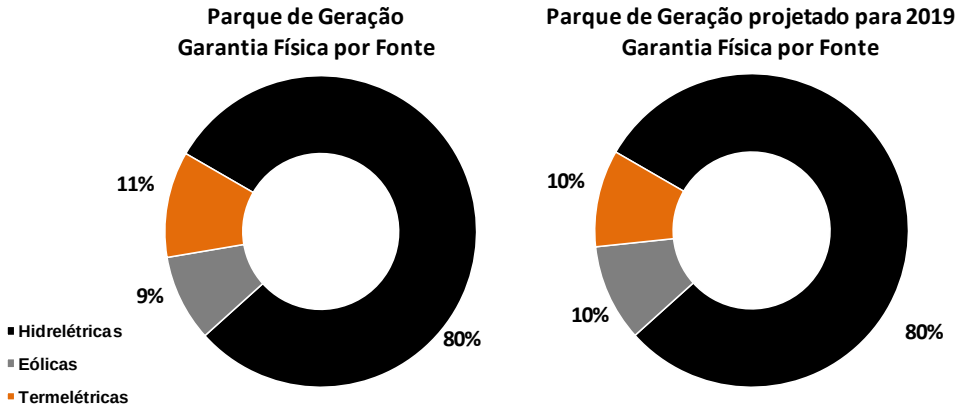
(4) Registro conforme Despacho Aneel nº 182/2002.

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

(6) A Companhia ainda possui participação de 20% pela Holding e 60% 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 9 usinas, que adicionarão 537,4 MW de capacidade instalada e 288,5 MW médios de garantia física ao parque gerador:

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

| Empreendimento | Potência Instalada (MW) | Garantia Física (MW médios) | Propriedade % | Potência Instalada (MW) Proporc. | Garantia Física (MW Médios) Proporc. | Previsão de Operação Comercial | Vencimento de Outorga |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Hidrelétricas** | | | | | | | |
| UHE Colíder | 300,0 | 178,1 (1) | 100% | 300,0 | 178,1 | 09.03.2019 (3) | 16.01.2046 |
| UHE Baixo Iguaçu | 350,2 | 172,4 (2) | 30% | 105,1 | 51,7 | 08.02.2019 (3) | 14.09.2049 (4) |
| **Total das Hidrelétricas** | **650,2** | **350,5** | | **405,1** | **229,8** | | |
| **Eólicas** | | | | | | | |
| Paraíso dos Ventos do Nordeste | 27,3 | 10,6 | 100% | 27,3 | 10,6 | 05.01.2019 | 03.08.2050 |
| São Bento do Norte I | 23,1 | 10,1 | 100% | 23,1 | 10,1 | 31.01.2019 | 03.08.2050 |
| São Bento do Norte II | 23,1 | 10,8 | 100% | 23,1 | 10,8 | 29.01.2019 | 03.08.2050 |
| São Bento do Norte III | 23,1 | 10,2 | 100% | 23,1 | 10,2 | 15.05.2019 | 03.08.2050 |
| São Miguel I | 21,0 | 9,3 | 100% | 21,0 | 9,3 | 14.02.2019 | 03.08.2050 |
| São Miguel II | 21,0 | 9,1 | 100% | 21,0 | 9,1 | 02.02.2019 | 03.08.2050 |
| São Miguel III | 21,0 | 9,2 | 100% | 21,0 | 9,2 | 14.02.2019 | 03.08.2050 |
| **Total das Eólicas** | **132,3** | **58,7** | | **132,3** | **58,7** | | |
| **Total das Fontes** | **782,5** | **409,2** | | **537,4** | **288,5** | | |

(1) Garantia física revisada em virtude dos novos montantes estabelecidos pela Portaria da Secretaria Planej. e Desenv. Energético nº 213/2017.

(2) Garantia física revisada em virtude dos novos montantes estabelecidos pela Portaria da Secretaria Planej. e Desenv. Energético nº 11/2017.

(3) Entrada da primeira unidade geradora (Nota Explicativa nº 40.2).

(4) Conforme 2º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que considera o excludente de responsabilidade de 756 dias.

Foram investidos R$ 4,0 bilhões nestes empreendimentos de geração ainda em construção até 31.12.2018. Do total, R$ 3,1 bilhões referem-se ao incremento de ativo imobilizado em curso das usinas próprias e em consórcio, e o restante refere-se ao investimento nas empresas eólicas.

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 deve absorver R$ 2,4 bilhões em investimentos. A previsão de entrada em operação comercial era junho de 2018, entretanto, devido a questões de caso fortuito e de força maior, tais como incêndio no canteiro de obras, atos do poder público, atrasos na entrega de equipamentos, nos serviços de montagem eletromecânica e na construção da linha de transmissão associada à usina, além de não ter sido emitida a Licença de Operação pela Secretaria de Meio Ambiente do Estado de Mato Grosso - SEMA/MT — o empreendimento sofreu impactos no seu cronograma, de modo que a geração comercial da usina foi postergada. Outras informações estão contidas na NE nº 18.4 das Demonstrações Financeiras.
- **Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu:** Com participação de 30% no empreendimento, sendo 70% da Neoenergia, o investimento total é estimado em R$ 2,5 bilhões. O início da geração comercial ocorreu em fevereiro de 2019. Outras informações estão contidas na NE nº 18.5.1 das Demonstrações Financeiras.
- **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. Até o primeiro trimestre de 2016 os trabalhos desenvolveram-se de forma satisfatória, porém a partir do 2º trimestre do mesmo ano, em decorrência de dificuldades financeiras, a empresa contratada para a execução dos serviços apresentou problemas para manter a execução das atividades do contrato, culminando na quase paralisia da obra. Diante desse quadro, a Companhia substituiu a empresa contratada para dar continuidade a obra, reiniciando a obra no inicio do segundo semestre de 2017, com previsão de conclusão em 2019.
- **Eólicas Complexo Cutia e Complexo Bento Miguel**: Está em fase de conclusão a construção e inicio da entrada em operação comercial 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. Outras informações estão contidas na NE nº 18.6 das Demonstrações Financeiras.

### 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 6.628 km de linhas de transmissão, com potência de transformação de suas subestações na ordem de 14.974 MVA. A seguir a composição das linhas e subestações de transmissão em operação:

## Linhas e Subestações de Transmissão em Operação em 31.12.2018

| Linhas e Subestações de Transmissão | | Propriedade | Circuito | Tensão (kV) | Extensão (km) | Capacidade Transformação (MVA) | Previsão de Operação Comercial | Vencimento da Outorga |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Linhas e Subestações próprias** | | | | | **3.032** | **13.302** | | |
| Contrato nº 060/2001 | Instalações de transmissão diversas [1] | | Ambos | Diversas | 2.064 | 12.352 | Diversos | 31.12.2042 |
| Contrato nº 075/2001 | LT Bateias - Jaguariaíva | | CS | 230 kV | 137 | - | 01.11.2003 | 16.08.2031 |
| Contrato nº 006/2008 | LT Bateias - Pilarzinho | | CS | 230 kV | 32 | - | 14.09.2009 | 16.03.2038 |
| Contrato nº 027/2009 | LT Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste | | CS | 525 kV | 116 | - | 06.12.2012 | 18.11.2039 |
| Contrato nº 010/2010 | LT Araraquara 2 - Taubaté | | CS | 500 kV | 334 | - | 27.07.2018 | 05.10.2040 |
| Contrato nº 015/2010 | SE Cerquilho III | | - | 230/138 kV | - | 300 | 01.06.2014 | 05.10.2040 |
| Contrato nº 022/2012 | LT Londrina - Figueira C2 | | CS | 230 kV | 92 | - | 30.06.2015 | 26.08.2042 |
| | 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 | 24.02.2043 |
| | SE Paraguaçu Paulista II | | - | 230 kV | - | 200 | | |
| Contrato nº 005/2014 | LT Bateias - Curitiba Norte | | CS | 230 kV | 31 | - | 29.07.2016 | 28.01.2044 |
| | SE Curitiba Norte | | - | 230/138 kV | - | 300 | | |
| Contrato nº 021/2014 | LT Foz do Chopim - Realeza | | CS | 230 kV | 52 | - | 05.03.2017 | 04.09.2044 |
| | SE Realeza | | - | 230/138 kV | - | 150 | | |
| Contrato nº 022/2014 | LT Assis - Londrina C2 | | CS | 500 kV | 122 | - | 05.09.2017 | 04.09.2044 |
| **Sociedades de Propósito Específico** | | | | | **3.596** | **1.672** | | |
| **Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.** | | 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 | 11.01.2042 |
| | SE Umuarama | | **-** | 230/138 kV | - | 300 | 27.07.2014 | |
| **Caiuá Transmissora de Energia S.A.** | | 49,0% | | | | | | |
| Contrato nº 007/2012 | LT Umuarama - Guaíra | | **CS** | 230 kV | 105 | - | 12.05.2014 | 09.05.2042 |
| | 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 | | **-** | 230/138/13,8 kV | - | 300 | 02.07.2014 | |
| **Marumbi Transmissora de Energia S.A.** | | 100,0% | | | | | | |
| Contrato nº 008/2012 | LT Curitiba - Curitiba Leste | | **CS** | 525 kV | 29 | - | 28.06.2015 | 09.05.2042 |
| | SE Curitiba Leste | | **-** | 525/230 kV | - | 672 | | |
| **Integração Maranhense e Transmissora de Energia S.A.** | | 49,0% | | | | | | |
| Contrato nº 011/2012 | LT Açailândia - Miranda II | | **CS** | 500 kV | 365 | - | 02.12.2014 | 09.05.2042 |
| **Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.** | | 49,0% | | | | | | |
| Contrato nº 012/2012 | LT Paranatinga - Ribeirãozinho | | **CD** | 500 Kv | 355 | - | 29.07.2016 | 09.05.2042 |
| | LT Paranaíta - Cláudia | | **CD** | 500 Kv | 300 | - | | |
| | LT Cláudia - Paranatinga | | **CD** | 500 Kv | 350 | - | | |
| | SE Paranaíta [2] | | **-** | 500 Kv | - | - | | |
| | SE Cláudia [2] | | **-** | 500 Kv | - | - | | |
| | SE Paranatinga [2] | | **-** | 500 Kv | - | - | | |
| **Guaraciaba Transmissora de Energia S.A.** | | 49,0% | | | | | | |
| Contrato nº 013/2012 | LT Ribeirãozinho - Rio Verde Norte C3 | | **CS** | 500 Kv | 250 | - | 30.08.2016 | 09.05.2042 |
| | LT Rio Verde Norte - Marimbondo II | | **CD** | 500 Kv | 350 | - | | |
| | SE Marimbondo II [2] | | **-** | 500 Kv | - | - | | |
| **Paranaíba Transmissora de Energia S.A** | | 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 | - | | |
| **Cantareira Transmissora de Energia S.A.** | | 49,0% | | | | | | |
| Contrato nº 019/2014 | LT Estreito - Fernão Dias | | **CD** | 500 kV | 342 | - | 05.03.2018 | 04.09.2044 |
| **Total** | | | | | **6.628** | **14.974** | | |

[1] Concessão prorrogada nos termos da MP nº 579/2012.
[2] Exclusivo para controle reativo das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional, melhorando a qualidade da energia transmitida.

As concessões de transmissão em operação em 31.12.2018 geram atualmente uma RAP à Copel Geração e Transmissão de R$ 807,4 milhões, proporcional à sua participação nos empreendimentos.

Atualmente a Companhia concentra esforços nos empreendimentos a seguir, que adicionarão 1.408 km de extensão e 4.500 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 Trans-formação (MVA) | Previsão de Operação Comercial | Vencimento da Outorga |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Linhas e Subestações próprias** | | | | | **522,8** | **900** | | |
| Contrato nº 006/2016 | LT Curitiba leste - Blumenau | | CS | 525 KV | 142,0 | - | 04.04.2021 | 06.04.2046 |
| | LT Baixo Iguaçu - Realeza | | CS | 230 KV | 38,0 | - | | |
| | LT Curitiba centro | | Subterrâneo | 230 KV | 8,5 | - | 04.09.2019 | 06.04.2046 |
| | SE Medianeira | | - | 230/138 KV | - | 300 | | |
| | SE Curitiba centro | | - | 230/138 KV | - | 300 | | |
| | SE Andira leste | | - | 230/138 KV | - | 300 | | |
| **Sociedades de Propósito Específico** | | | | | **885,0** | **3.600** | | |
| **Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.** | | **50,1%** | | | | | | |
| Contrato nº 001/2014 | LT Itatiba - Bateias | | CS | 500 Kv | 414,0 | - | 31.08.2019 | 13.05.2044 |
| | LT Araraquara 2 - Itatiba | | CS | 500 Kv | 222,0 | - | | |
| | LT Araraquara 2 - Fernão Dias | | CS | 500 Kv | 249,0 | - | | |
| | SE Santa Bárbara d'Oeste (1) | | - | 440 kV | - | - | | |
| | SE Itatiba (1) | | - | 500 kV | - | - | | |
| | SE Fernão Dias | | - | 500/440 kV | - | 3.600 | 01.06.2019 | 13.05.2044 |
| **Total** | | | | | **1.408** | **4.500** | | |

(1) Exclusivo para controle reativo das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional, melhorando a qualidade da energia transmitida.

## • Obras de transmissão:

- **Lote E - Leilão Aneel nº 05/2015:** Através do contrato de concessão de prestação serviços de transmissão nº 06/2016 que contempla uma série de empreendimentos que deverão entrar em operação até setembro de 2019 e outras obras, tais como a linha de transmissão 500 kV Blumenau – Curitiba Leste com previsão de operação comercial para março de 2021. O empreendimento possibilitará aumento de RAP para a Copel GeT de na ordem de R$ 118,0 milhões, quando todos os empreendimentos estiverem concluídos. O Lote E foi divido em diversos projetos que estão em estágios distintos, possuindo obras na fase de comissionamento das instalações e outras com a execução em andamento.

  Além das obras conquistadas nos leilões promovidos pela Aneel, a Copel GeT 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 março 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 março de 2020.

### • Outros destaques

- **LT 500 kV Araraquara - Taubaté:** No dia 27.07.2018, o ONS emitiu o Termo de Liberação Definitiva - TLD para o empreendimento composto pela implantação das Instalações de Transmissão do conforme o Leilão Aneel nº 01/2010. Lote A - que contempla a construção e operação de 334,3 km de Linha de Transmissão em 500kV, do pórtico da SE Araraquara 2 até as proximidades da SE Taubaté e as respectivas entradas de linhas, interligações de barras e demais equipamentos, que possibilitou um aumento de RAP para a Copel GeT na ordem de R$ 30,0 milhões.
- **Resolução Autorizativa nº 5.776/2016**: No dia 29.07.2018, o ONS emitiu o TLD na subestação 230 kV Sarandi, do 2º autotransformador 230/138kV - 150 MVA, com investimento de cerca de R$ 14,8 milhões e permitiu o incremento de RAP na ordem de R$ 2,5 milhões, a partir da entrada em operação comercial.
- **Resolução Autorizativa nº 5.930/2016:** No dia 14.10.2018, o ONS emitiu o TLD referente a implantação na subestação 500 kV Bateias, de banco de reatores de barra, em 500 kV - 200 Mvar, com investimento de cerca de R$ 30,0 milhões e RAP de aproximadamente R$ 4,3 milhões.

## 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.

Em 2018, 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 |
|---|---|---|
| **Implantações** | | |
| SE Queimados 34,5 kV | 7,00 | Palmeira |
| SE Rio Branco do Sul 138 kV | 30,00 | Rio Branco Do Sul |
| **Ampliações** | | |
| SE Cambira 34,5 kV | 7,00 | Cambira |
| SE Matelândia 34,5 kV | 7,00 | Matelândia |
| SE Novo Mundo 69 kV | 41,67 | Curitiba |

- **Linhas de Distribuição**

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

| Linhas de Distribuição | Extensão (em km) |
|---|---|
| 13,8 kV | 106.732 |
| 34,5 kV | 87.090 |
| 69,0 kV | 751 |
| 138,0 kV | 6.265 |
| **Total** | **200.838** |

- **Subestações**

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

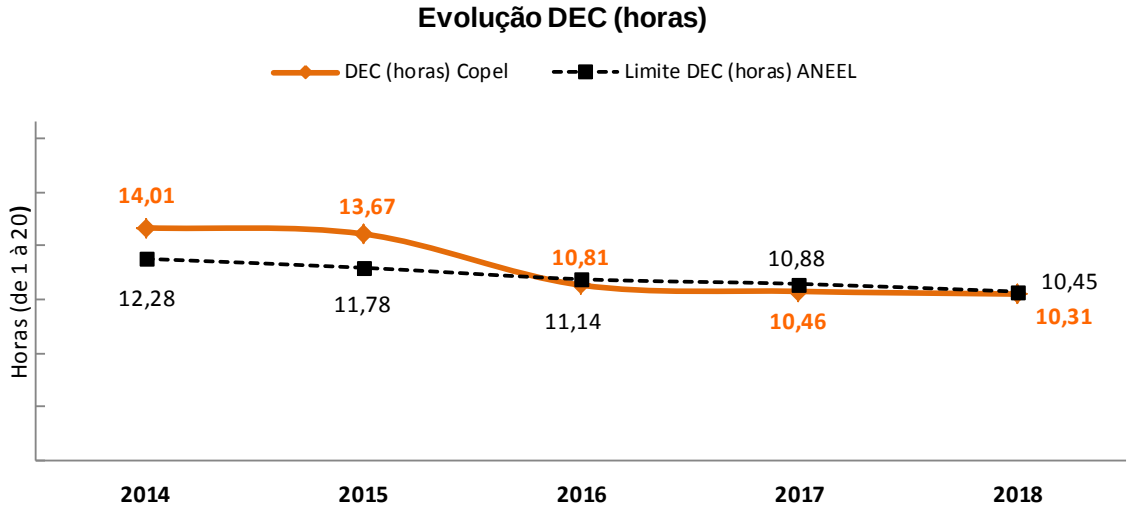
| Tensão | Automatizadas | MVA |
|---|---|---|
| 34,5 kV | 225 | 1.502 |
| 69,0 kV | 35 | 2.393 |
| 88,0 kV | - | 5 |
| 138,0 kV | 109 | 7.125 |
| **Total** | **369** | **11.025** |

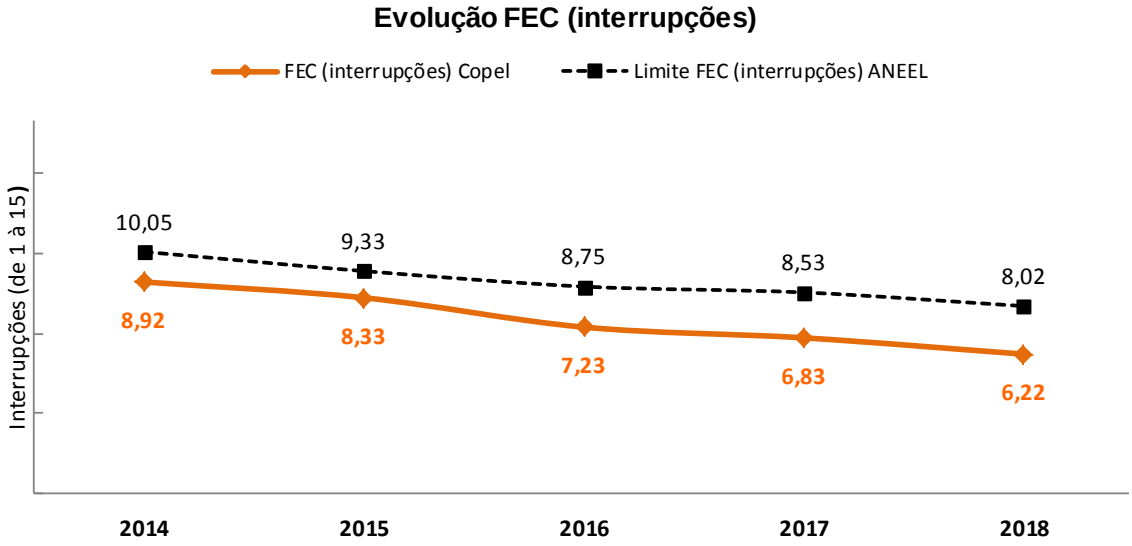
- **Qualidade de Fornecimento**

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 indicador é previsto 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 a extinção da concessão.

O resultado dos indicadores DEC e FEC da Copel Distribuição apresentou melhoria na quantidade e na duração das interrupções para o ano de 2018, 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:



- **Gestão de perdas de energia**

As perdas de energia são inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica. Ao se analisar a energia necessária ao atendimento dos consumidores, há que se considerar que nem toda energia elétrica gerada é entregue ao consumidor final.

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 2018, as perdas globais da distribuição — técnicas, não técnicas e da rede básica — representaram 9,7% da energia injetada no sistema da distribuidora, representando um aumento de 5,4% em relação ao ano anterior.

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.

- **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 nos últimos quatro anos:

| Mercado Cativo - Copel Distribuição | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Consumidores | | | Energia Vendida (GWh) | | |
| | Dez/18 | Dez/17 | % | Dez/18 | Dez/17 | % |
| Residencial | 3.754.598 | 3.682.009 | 2,0 | 7.238 | 7.126 | 1,6 |
| Industrial | 73.070 | 76.328 | (4,3) | 2.935 | 3.254 | (9,8) |
| Comercial | 400.209 | 389.844 | 2,7 | 4.653 | 4.651 | - |
| Rural | 352.074 | 354.829 | (0,8) | 2.288 | 2.257 | 1,4 |
| Outros | 57.853 | 57.483 | 0,6 | 2.480 | 2.455 | 1,0 |
| **Total** | **4.637.804** | **4.560.493** | **1,7** | **19.594** | **19.743** | **(0,8)** |

- **Mercado Fio (TUSD)**

Em 2018, o mercado fio, que leva em conta todos os consumidores que acessaram a rede da Distribuidora, cresceu 1,9 %, com forte influência da classe industrial. Neste segmento, os ramos industriais que mais contribuíram para esse resultado foram os de “Alimentos”, “Celulose & Papel” e da “Madeira”, que juntos representaram mais de 50% do consumo industrial e registraram variação média de 4,8% em 2018.

O mercado fio alcançou em 2018 os patamares de consumo do período pré-crise, de quatro anos atrás. A classe industrial já havia recuperado tais patamares de consumo em 2017, e as classes residencial e comercial continuam apresentando evolução positiva, no entanto, ainda não recuperaram os patamares de 2014.

| Mercado Fio (Tusd) | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Número de consumidores | | | Energia distribuída (GWh) | | |
| | Dez/18 | Dez/17 | % | Dez/18 | Dez/17 | % |
| Mercado Cativo | 4.637.804 | 4.560.493 | 1,7 | 19.594 | 19.743 | (0,8) |
| Concessionárias e Permissionárias | 3 | 3 | - | 279 | 521 | (46,4) |
| Consumidores Livres | 1.121 | 991 | 13,1 | 9.568 | 8.873 | 7,8 |
| Concessionárias Fio | 4 | 3 | 33,3 | 511 | 263 | 94,3 |
| **Mercado Fio** | **4.638.932** | **4.561.490** | **1,7** | **29.952** | **29.400** | **1,9** |

- **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 MWmédios e início de suprimento a partir de 01.01.2024.

Para atendimento do mercado em 2018, 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 compulsória 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 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;
- Resolução Normativa 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 711/2016 que estabeleceu de 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 n° 824/2018 que estabeleceu os critérios para processamento do Mecanismo de Venda de Excedentes de energia elétrica pelas distribuidoras.

Em relação a contratação, preliminarmente, ainda em 2017, e ao longo do ano de 2018, 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:

a) 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;

b) Devolução integral no MCSD 4%, referentes às variações de mercado de até 4% dos montantes contratados de energia existente;

c) Devolução integral nos MCSDs Mensais, dos montantes disponíveis de energia existente no portfólio da Distribuidora, relacionadas à descontratação de consumidores potencialmente livres; e

d) Estabelecimento de tratativas com geradores para a redução de contratos, celebrando acordos bilaterais nos termos da Resolução Normativa nº 711/2016.

A Copel Distribuição encerrou o ano de 2018 dentro dos limites regulatórios de contratação de 100% a 105%, garantindo assim a neutralidade dos custos associados a compra de energia.

- **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:

| | 2018 | | 2017 | |
|---|---|---|---|---|
| mês | Bandeira | Valor aplicado na tarifa ( a cada 100 kwh) Em R$ | Bandeira | Valor aplicado na tarifa ( a cada 100 kwh) Em R$ |
| janeiro | verde | - | amarela | 2,00 |
| fevereiro | verde | - | amarela | 2,00 |
| março | verde | - | amarela | 2,00 |
| abril | verde | - | vermelha | 3,00 |
| maio | amarela | 1,00 | vermelha | 3,00 |
| junho | vermelha | 5,00 | verde | - |
| julho | vermelha | 5,00 | amarela | 2,00 |
| agosto | vermelha | 5,00 | vermelha | 3,00 |
| setembro | vermelha | 5,00 | amarela | 2,00 |
| outubro | vermelha | 5,00 | vermelha | 3,50 |
| novembro | amarela | 1,00 | vermelha | 5,00 |
| dezembro | verde | - | vermelha | 3,00 |

- **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.

As condições para aplicação da tarifa branca estão estabelecidas nas Resoluções Normativas Aneel nº 414/2010 e 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 2018, através da Resolução Homologatória nº 2.402/2018, a Aneel homologou o último reajuste tarifário anual da Copel Distribuição, que correspondeu ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores de 15,99%, sendo 17,55%, em média, para os consumidores conectados em alta tensão e 15,13%, em média, para os consumidores conectados em baixa tensão.

### 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. Em 2018 atuou fortemente na sua consolidação e iniciou suas atividades como comercializadora varejista, sendo a primeira comercializadora brasileira a representar um gerador na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Com apenas dois anos de existência, a Copel Energia já se posiciona entre as grandes empresas do mercado, contando com uma carteira de mais de 520 clientes em 14 Estados brasileiros.

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.

Tendo como proposta de valor a segurança da Companhia aliada ao bom relacionamento com seus clientes, a Copel Energia atingiu em 2018 a marca de 740 MWm comercializados na CCEE, preparando-se para a iminente ampliação da abertura do mercado livre de energia e para os novos desafios do mercado.

### 3.3.5. Telecomunicações

A Copel Telecomunicações é responsável pelo fornecimento dos serviços de telecomunicações e de comunicações em geral, na modalidade Serviço de Comunicação Multimídia - SCM, no Paraná. Desde 1998, a subsidiária detém a licença 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 aos 399 municípios do Paraná ,com um portfólio de produtos de transporte de dados, voz e datacenter.

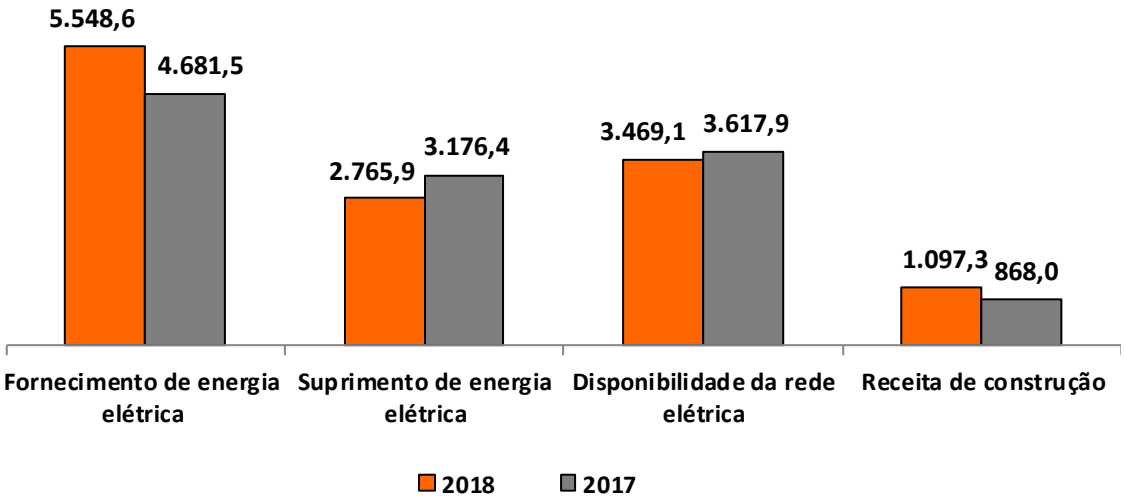
### 3.3.6. Participações

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.

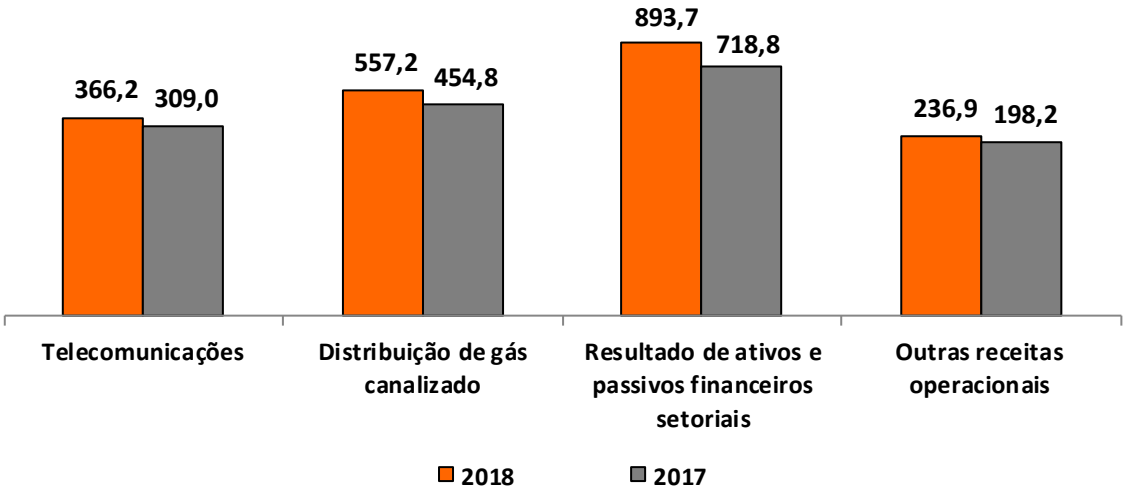
# 4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

## 4.1. Receita Operacional Líquida

Em 2018, a Receita Operacional Líquida teve acréscimo de R$ 910,3 milhões, representando 6,5% de aumento em relação a 2017. Tal variação decorre principalmente de:




1) acréscimo de R$ 867,1 milhões na **Receita de Fornecimento de Energia Elétrica**, em virtude principalmente pelos efeitos do Reajuste Tarifário Anual - RTA de 2018, que reajustou a tarifa da energia em 15,61% a partir de 24.06.2018, RTA 2017 de 10,28% de janeiro a junho, e pelo crescimento das operações da comercializadora em 2018;
2) redução de R$ 410,5 milhões em **Suprimento de Energia Elétrica**, devido principalmente ao decréscimo da receita na CCEE decorrente do menor PLD médio no período, R$ 287,62/MWh em 2018 ante R$ 318,15/MWh em 2017 e ao despacho da UTE Araucária em 2017;
3) redução de R$ 148,8 milhões na **Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica**, impactada devido principalmente pelo reconhecimento do ajuste do laudo definitivo dos ativos RBSE em 2017 de R$ 183,0 milhões e em 2018 foi reconhecido somente a atualização do ativo;
4) acréscimo de R$ 229,3 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$ 1.097,3 milhões em 2018 e R$ 868,0 milhões em 2017. Tais gastos correspondentes são reconhecidos na demonstração do resultado do período, como **Custo de construção**, quando incorrido;




5) acréscimo de R$ 57,2 milhões na **Receita de Telecomunicações**, decorrente principalmente do aumento do número de clientes, sobretudo no mercado varejista, com o produto Copel Fibra;

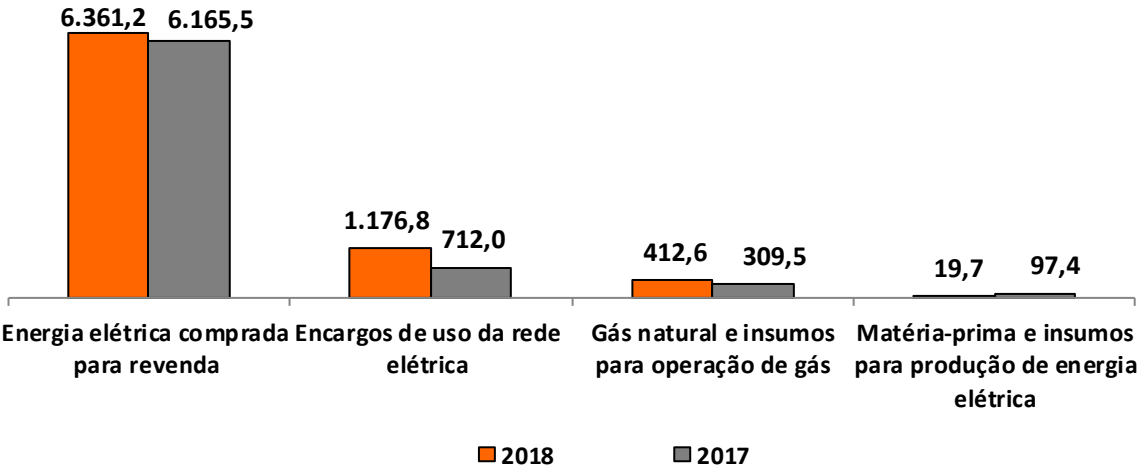
6) acréscimo de R$ 102,4 milhões na **Receita de Distribuição do Gás Canalizado**, impactado pelo crescimento da comercialização de gás de 6,0% no volume consumido em relação ao ano anterior;

7) acréscimo de R$ 174,9 milhões no **Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais** em virtude, sobretudo, da maior exposição com energia elétrica comprada para revenda; e

8) acréscimo de R$ 38,7 milhões em **Outras Receitas Operacionais** refletindo o aumento na renda de prestação de serviços e na receita de arrendamentos e aluguéis, compensado pela menor variação no valor justo do ativo indenizável da concessão — de aproximadamente R$ 9,6 milhões.

## 4.2. Custos e Despesas Operacionais

- **Não gerenciáveis**

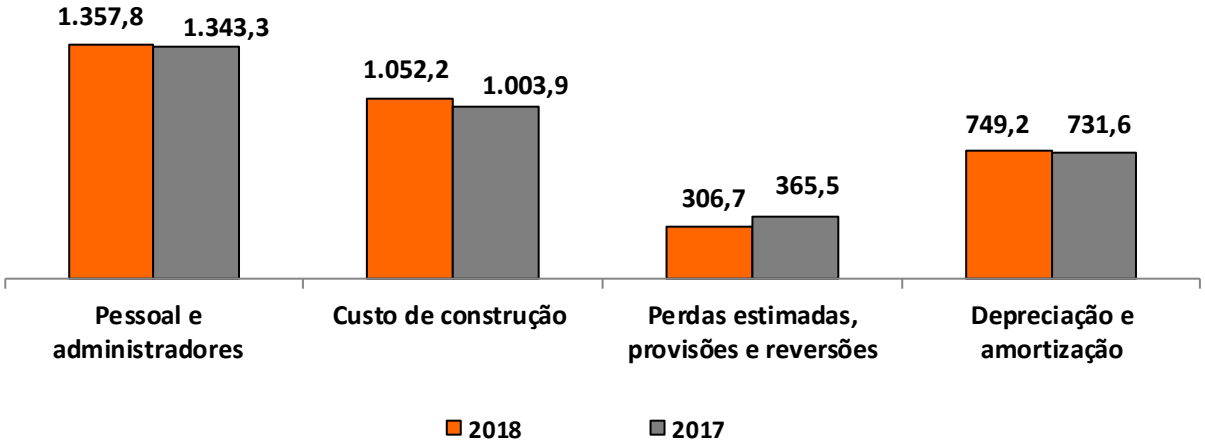



*1)* acréscimo de R$ 195,7 milhões em **Energia Elétrica Comprada para Revenda**, decorrente sobretudo do aumento de 29,1% de compra de energia referente à comercializadora;

2) acréscimo de R$ 464,8 milhões em **Encargos do Uso da Rede Elétrica,** em virtude, principalmente, do aumento tarifário decorrente das renovações das concessões de transmissão dos ativos RBSE;

3) acréscimo de R$ 103,1 milhões em **Gás natural e insumos para operação de gás** devido sobretudo à variação do dólar;

- **Gerenciáveis**

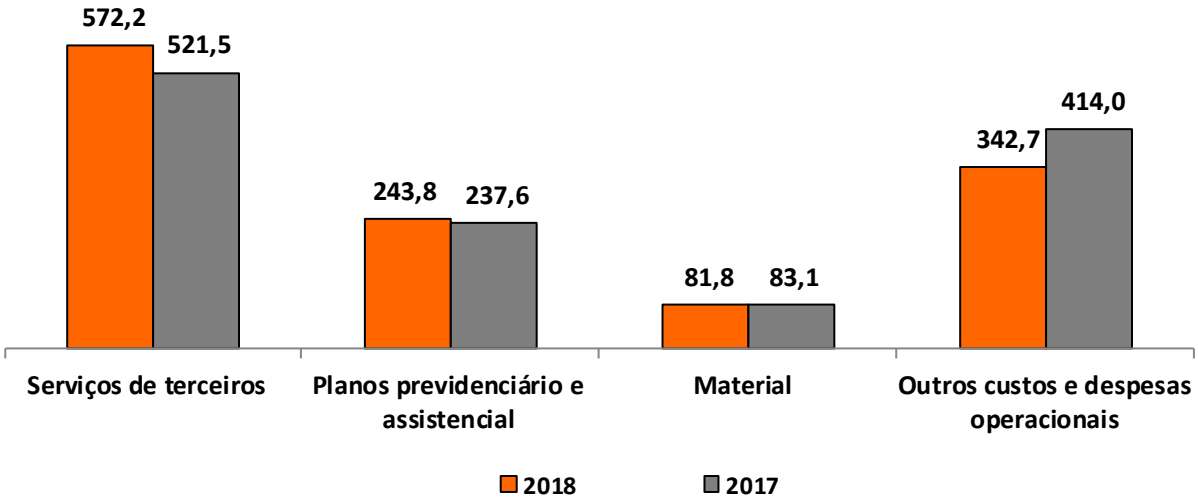



4) acréscimo de R$ 14,5 milhões em **Pessoal e Administradores,** refletindo o reajuste salarial conforme acordo coletivo de 3,97% em outubro de 2018 e 1,63% em 2017, variação de R$ 15,8 milhões de Provisão para indenização por demissões voluntárias e aposentadorias e maior valor de Participação nos Lucros ou Resultados – PLR, compensados pela redução do quadro de empregados e política de

redução de custos;

5) acréscimo no **Custo de construção**, passando de R$ 1.003,9 milhões em 2017 para R$ 1.052,2 milhões em 2018, refletindo investimentos realizados em ativos de transmissão, distribuição e na Compagas;

6) redução de R$ 58,8 milhões em **Perdas estimadas, Provisões e Reversões,** devido, principalmente à reversão de provisão de litígio referente a indenização de terceiros, no montante de R$ 90,2 milhões;




7) acréscimo de R$ 50,7 milhões em **Serviços de terceiros**, decorrente do maior valor em manutenção do sistema elétrico, comunicação, processamento e transmissão de dados e em consultoria e auditoria; e

8) acréscimo de R$ 6,2 milhões em **Planos previdenciário e assistencial** decorrente do reajuste das mensalidades dos planos assistenciais.

## 4.3. EBITDA ou LAJIDA

| Consolidado<br>Em R$ milhões | 2018 | 2017 |
|---|---|---|
| Lucro líquido | 1.444,0 | 1.118,3 |
| IRPJ e CSLL diferidos | (68,0) | (105,3) |
| IRPJ e CSLL | 580,0 | 380,0 |
| Despesas (receitas) financeiras, líquidas | 438,1 | 748,4 |
| **Lajir/Ebit** | **2.394,1** | **2.141,4** |
| Depreciação e Amortização | 749,2 | 731,6 |
| **Lajida/Ebitda** | **3.143,3** | **2.873,0** |
| Receita Operacional Líquida - ROL | 14.934,8 | 14.024,6 |
| **Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)** | **21,0%** | **20,5%** |

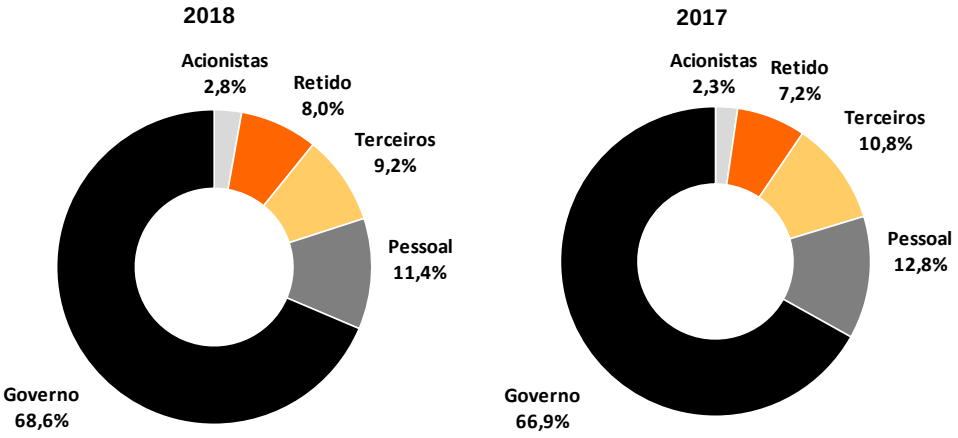
O Ebitda da Companhia, em 2018, foi de R$ 3.143,3 milhões, apresentando acréscimo de R$ 270,3 milhões em relação a 2017, o que representa 9,4% de aumento.

## 4.4. Resultado Financeiro

O resultado financeiro apresentou acréscimo de R$ 310,4 milhões, devido principalmente ao aumento de 16,4% na receita financeira, decorrente dos juros e variação monetária sobre repasse CRC e do reconhecimento de créditos tributários e à redução de 13,5% nas despesas financeiras, consequência do menor valor de variação monetária, cambial e encargos da dívida.

## 4.5. Valor Adicionado

No exercício de 2018, a Copel apurou R$ 13.365,0 milhões de Valor Adicionado — total 13,5% superior ao ano anterior, no montante de R$ 11.772,8. 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 financiamento externo, visando à ampliação e à modernização dos negócios ligados a geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia, bem como telecomunicações.

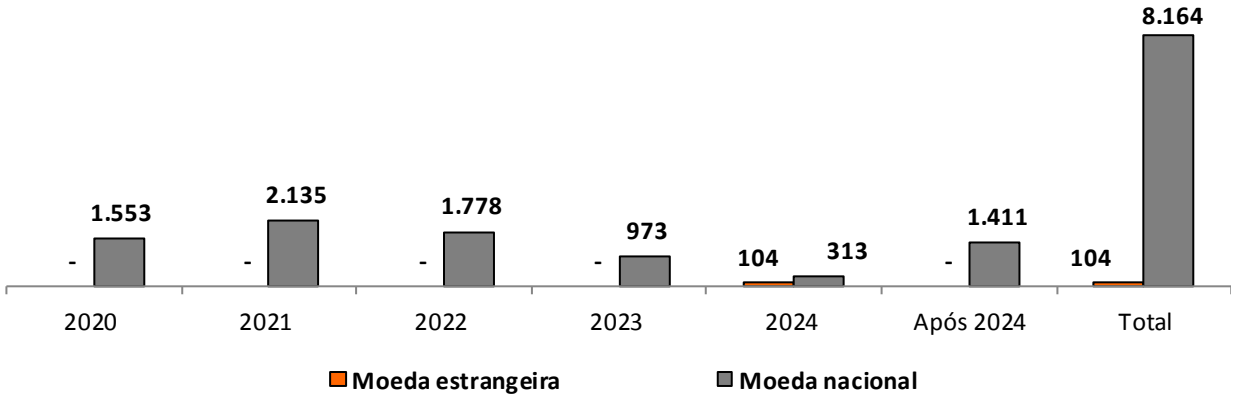
É importante ressaltar que a Companhia busca investir em projetos e, para tanto, utiliza linhas de financiamento disponíveis no mercado, que façam sentido na estrutura de capital da Copel, no que tange à alavancagem financeira frente ao retorno dos projetos. Salienta-se que as perspectivas de financiamentos,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

Em 2018 foram liberados os recursos listados a seguir:

| Ingressos - 2018 (Em R$ milhões) | Empresa | Financiador | Valor |
|---|---|---|---|
| 7ª Emissão de Debêntures | Holding | Debenturistas | 600 |
| 8ª Liberação de Recursos UHE Colíder | Copel Geração e Transmissão | BNDES | 30 |
| UHE Baixo Iguaçu | Copel Geração e Transmissão | BNDES | 162 |
| Notas Promissórias - 4ª emissão | Copel Geração e Transmissão | Notistas | 600 |
| 4ª Emissão de Debêntures | Copel Geração e Transmissão | Debenturistas | 1.000 |
| 5ª Emissão de Debêntures | Copel Geração e Transmissão | Debenturistas | 290 |
| Lib. Rec. contrato 415.855-22/14 LPT 5ª tranche | Copel Distribuição | Caixa Econômica | 11 |
| 4ª Emissão de Debêntures | Copel Distribuição | Debenturistas | 1.000 |
| Cutia | Cutia Empreendimentos Eólicos | BNDES | 513 |
| **Total** | | | **4.206** |

Os pagamentos ocorridos no ano totalizaram R$ 3.407,80 milhões, sendo R$ 2.617,8 milhões de principal e R$ 790,1 milhões de encargos.

O cronograma de vencimentos da dívida de longo prazo, contemplando empréstimos, financiamentos e debêntures é:




## 4.7. Lucro Líquido

Em 2018, o lucro líquido atribuído aos acionistas da empresa controladora foi de R$ 1.407,1 milhões, sendo 36,1% superior ao obtido no exercício anterior, de R$ 1.033,6 milhões.

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

| (em R$ mil) | 2018 | | | 2017 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Total | DIV | JCP | Total | DIV | JCP |
| Aprovação na AGO | | | | | 15/06/18 | 15/06/18 |
| Aprovação no CAD | | | 12/12/18 | | 12/04/18 | 13/12/17 |
| Data de pagamento | a definir | a definir | a definir | 14/08/18 | 14/08/18 | 14/08/18 |
| Lucro Líquido Ajustado | 1.403.796 | | | 1.053.594 | | |
| Valor para Ações ON | 191.369 | 49.942 | 141.427 | 146.193 | 11.859 | 134.334 |
| Valor para Ações PNA | 950 | - | 950 | 950 | - | 950 |
| Valor para Ações PNB | 186.223 | 48.600 | 137.623 | 142.258 | 11.542 | 130.716 |
| **Total Distribuído Bruto** | **378.542** | **98.542** | **280.000** | **289.401** | **23.401** | **266.000** |

Obs.: As informação do JCP 2018, refere-se aos resultados do 1º semestre do respectivo exercício, declarados em 27/12/2018 (§1 do Art. 73 do Estatuto Social).

Do lucro líquido verificado no exercício de 2018, apurado de acordo com a legislação societária, a Companhia propõe para distribuição ao acionistas, o montante de R$ 378,5 milhões, distribuído da seguinte forma: a) juros sobre o capital próprio em substituição aos dividendos, no valor bruto de R$ 280,0 milhões, distribuído em R$ 0,97515 por ação ordinária (ON), R$ 2,89050 por ação preferencial classe "A" (PNA) e R$ 1,07270 por ação preferencial classe "B" (PNB); e b) dividendos no valor de R$ 98,5 milhões distribuído em R$ 0,34435 por ação ordinária (ON) e R$ 0,37881 por ação preferencial classe "B" (PNB)

A data do pagamento será deliberada na Assembleia Geral Ordinária.

- **Ações**

Volume negociado em 2018:

| | Volume negociado | ON (CPLE3) | | PNB (CPLE6) | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Total | Média diária | Total | Média diária |
| B3 | Negócios | 87.489 | 356 | 1.021.590 | 4.153 |
| | Quantidade | 21.323.100 | 86.679 | 203.723.400 | 828.144 |
| | Volume (R$ mil) | 501.151 | 2.037 | 5.065.366 | 20.591 |
| | Presença nos pregões | 246 | 100% | 246 | 100% |
| NYSE | Quantidade | 861.370 | 4.350 | 122.677.117 | 488.753 |
| | Volume (US$ mil) | 6.074 | 31 | 840.317 | 3.348 |
| | Presença nos pregões | 198 | 79% | 251 | 100% |
| Latibex | Quantidade | - | - | 127.569 | 1.575 |
| | Volume (€ mil) | - | - | 734 | 9 |
| | Presença nos pregões | - | - | 81 | 32% |

**Desempenho do preço das ações:**

| | Ação | 2018 | 2017 | Variação % |
|---|---|---|---|---|
| B3 | ON (CPLE3) | R$ 29,80 | R$ 21,40 | 39,3 |
| | média ON | R$ 22,29 | R$ 22,40 | (0,5) |
| | PNB (CPLE6) | R$ 30,55 | R$ 24,95 | 22,4 |
| | média PNB | R$ 24,62 | R$ 28,29 | (13,0) |
| | Ibovespa | 87.887 | 76.402 | 15,0 |
| | Índice de Energia Elétrica | 49.266 | 39.732 | 24,0 |
| NYSE | ON (ELPVY) | US$ 7,71 | US$ 6,30 | 22,4 |
| | média ON | US$ 6,04 | US$ 6,88 | (12,3) |
| | PNB (ELP) | US$ 7,83 | US$ 7,63 | 2,6 |
| | média PNB | US$ 6,75 | US$ 8,87 | (23,9) |
| | Índice Dow Jones | 23.327,46 | 24.719,22 | (5,6) |
| Latibex | PNB (XCOP) | € 7,15 | € 6,29 | 13,7 |
| | média PNB | € 5,75 | € 7,98 | (27,9) |
| | Índice Latibex | 2.178,40 | 1.974,20 | 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, em conformidade com o prazo de aviso de, e é excluído o reconhecimento de perdas dos débitos vencidos.

Em dezembro de 2018, a inadimplência de consumidores da Copel Distribuição foi de R$ 238,7 milhões, que equivale a 1,44% do seu faturamento, enquanto que em 2017 atingiu R$ 226,5 milhões, 1,52% do faturamento.

Ainda que as expectativas de mercado confirmassem o fim da recessão, o ano de 2018 foi marcado pelo reflexo da crise, como desemprego e baixo nível de produção. Com isso, os indicadores de inadimplência, apresentados pelos índices de inadimplência Corporativa  e Abradee tiveram variações distintas, conforme quadro:

| Indicador | 2018 | 2017 | Variação % |
|---|---|---|---|
| Inadimplência Abradee | 2,69% | 2,58% | 4,26% |
| Inadimplência Companhia | 1,44% | 1,52% | -5,26% |

## 4.9. Programa de Investimentos

O programa de investimentos para 2019 foi aprovado em 08.11.2018 pela 184ª reunião ordinária do CAD e atualizado pela 186ª reunião ordinária do CAD em 23.01.2019. A seguir, os investimentos realizados e os previstos:

| | Realizado | | Previsto | Variação % |
|---|---|---|---|---|
| Empresas (em R$ milhões) | 2018 | 2017 | 2019 | 2018-2017 |
| Geração e Transmissão [1] | 729,3 | 1.071,3 | 794,8 | (31,9) |
| Distribuição | 696,0 | 630,4 | 835,0 | 10,4 |
| Telecomunicações | 309,4 | 241,1 | 290,2 | 28,3 |
| Cutia | 781,3 | 566,0 | 59,2 | 38,0 |
| Outros [2] | 53,7 | - | 14,3 | - |
| **Total** | **2.569,7** | **2.508,8** | **1.993,5** | **2,4** |

[1] Referente à participação da Copel no Empreendimento.

[2] Inclui Copel Renováveis, São Bento Energia, Copel Brisa Potiguar, SPE Voltália São Miguel do Gostoso, SPE Paraná Gás, SPE Dois Saltos, Copel Comercialização, Copel Renováveis e Copel Holding.

Os montantes realizados em 2017 e 2018 tiveram objetivo de finalizar principalmente as obras em andamento, o que também justifica a redução do orçamento previsto para 2019, 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 e ao Ministério de Minas e Energia - MME, que em 2018 foi de R$ 47,5 milhões.

**Geração e Transmissão**

Em 2018, a Copel Geração e Transmissão aplicou R$ 22,8 milhões na execução de 29 projetos de P&D, entre os quais 7 são estratégicos, cujos temas foram estabelecidos pela Aneel por meio de Chamada de Projetos. Em 10 projetos, participou de forma cooperada com outras empresas. Aplicou, ainda, aproximadamente R$ 414,4 mil na gestão dos projetos de P&D por meio de projetos de gestão, totalizando R$ 23,3 milhões investidos em P&D.

**Distribuição**

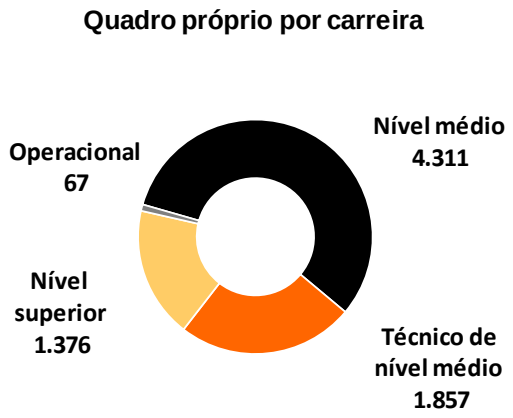
Em 2018, foram investidos R$ 30,9 milhões em: 42 projetos de P&D (8 concluídos ao longo do ano e 34 em execução) e na participação de forma cooperada com outras empresas do setor elétrico em 9 projetos, dentre eles 2 estratégicos cujos temas foram estabelecidos pela Aneel, através de Chamada de Projetos.

Foram realizadas contratações de 7 novos projetos sendo 4 selecionados através do Comitê de Inovação, cujo tema foi estabelecido pela Aneel. Os investimentos perfazem um montante de R$ 25,0 milhões a serem realizados em até 4 anos.

Em 2018, a Companhia aplicou R$ 10,1 milhões em projetos de PEE.

# 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 7.611 empregados no quadro próprio. Foram admitidos 27 novos empregados em 2018 mediante concurso público e um empregado reintegrado. Durante o mesmo período, 671 empregados desligaram-se da Companhia. Desses, 563 pelo PDI. A taxa de rotatividade foi de 4,3% em 2018 e 2,5% em 2017.

- **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 o 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.

As ações de educação de cunho corporativo (programas de integridade, sustentabilidade, capacitação em língua estrangeira, liderança, preparação para o futuro, integração, entre outros) são coordenadas pela UniCopel e têm como objetivo a construção de aprendizado focado em áreas de conhecimento que estão

diretamente alinhadas às competências organizacionais e aos negócios da Companhia.

Destacamos em 2018, a expansão das ações de Educação à Distância da Copel, a continuidade da execução do Programa de Liderança e o fortalecimento dos Programas de Integridade e Acessibilidade.

**Educação à Distância da Copel**

Em 2018, houve um aumento na quantidade de cursos à distância ofertados tanto pela UniCopel como pelas áreas de treinamento das subsidiárias integrais. O uso desta modalidade de educação tem permitido acesso de mais pessoas ao conhecimento, para melhoria das suas atividades e para seu desenvolvimento pessoal e profissional. Além disso, a educação à distância tem sido uma poderosa aliada na comunicação de informações relevantes e/ou obrigatórias a todo corpo de empregados como foi o caso do Código de Conduta, da Gestão de Custos e da Lei Anticorrupção.

Para suportar o crescimento do uso desta modalidade, a UniCopel fez várias melhorias na plataforma de educação à distância no último ano e tem estudado novas ferramentas e metodologias para incrementar o aprendizado e os resultados obtidos por este meio.

**Programa Liderança Transformadora**

O programa Liderança Transformadora, implantado em 2016, teve continuidade em 2017 e se estendeu em 2018. O grande objetivo do programa tem sido formar líderes preparados para a gestão responsável dos negócios e das pessoas, sem diminuir a atenção com o bem estar e o desenvolvimento das equipes.

As ações educacionais presenciais do programa em 2018 foram direcionadas para os novos gerentes, que ainda não haviam participado de nenhuma ação em 2017, num esforço para alinhá-los à nova cultura que vem sendo construída. Também foram realizados cursos à distância para todo o corpo gerencial em temas bastante relevantes para a Companhia: diversidade, sustentabilidade, inovação e gestão emocional, além da realização de um grande encontro para todos os líderes da Copel, onde os diretores da Companhia discutiram com o corpo gerencial temas estratégicos para o sucesso dos negócios.

**Programa de Acessibilidade**

O compromisso da Copel com a acessibilidade e a inclusão das pessoas com deficiência – PcD’s - no dia a dia da empresa vem de longa data. Reafirmando este compromisso, foram realizados, em 2018, diversos seminários e treinamentos em diferentes cidades do Paraná para conscientizar e sensibilizar os empregados da Companhia sobre as principais dificuldades enfrentados pelos PcD’s e apresentar maneiras de melhorar a sua inclusão na Copel.

Outra ação que reforçou esse compromisso foi o lançamento do curso “Conhecendo a pessoa com deficiência”, uma parceria entre a Secretaria da Família e Desenvolvimento Social do Paraná e a Copel, que buscou disseminar o conhecimento sobre PcD’s e promover cultura de inclusão. No ano passado, 2.719 pessoas passaram por este curso na plataforma de educação à distância

**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 n° 1.978/2007 e a Lei Estadual n° 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 2018 (R$ 1.834,84) e o salário mínimo nacional vigente naquela data (R$ 954,00) era de 1,92 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. Em 2018, 100% dos empregados considerados aptos foram submetidos à avaliação de desempenho.

## 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.*

Em 100% dos contratos de cessão de mão de obra, os terceirizados passam por processo de integração, no qual a Copel destaca suas demandas contratuais em relação a questões socioambientais, de direitos humanos e trabalhistas, de acessibilidade e inclusão e de combate ao trabalho infantil. O descumprimento pode implicar em 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 que acompanham o edital quando de sua publicação

## 5.3. Clientes

A Copel acredita que a perenidade do seu modelo de negócio depende do diálogo permanente com os diversos públicos: acionistas, consumidores, empregados, fornecedores, governo e comunidades. O relacionamento com todos esses grupos, com qualidade e de maneira transparente, é avaliado pela Companhia como um diferencial competitivo.

Por isso, a Copel mantém um grupo de trabalho dedicado a executar uma política estruturada de relacionamento, regida por planejamento e atividades constantes, com o objetivo de garantir níveis de excelência de satisfação desses grupos em relação à Companhia.

- **Copel Distribuição**

Pelo segundo ano consecutivo, a Copel foi eleita pela Aneel a melhor grande distribuidora de energia de todo o País e da região Sul na percepção do cliente residencial. A premiação é referente ao Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (IASC) 2018, indicador que revela a satisfação do cliente com os serviços prestados no ano passado.

Para chegar ao IASC, a Aneel avalia uma série de critérios, tais como a qualidade percebida pelo cliente, relação custo-benefício dos serviços, satisfação geral e confiança no fornecedor.

- **Copel Telecomunicações**

A Copel Telecom foi a operadora de banda larga mais bem avaliada na opinião dos clientes na pesquisa de Satisfação e Qualidade Percebida de 2018 realizada pela Anatel. Para elaborar o ranking das empresas mais bem avaliadas e chegar ao índice de satisfação geral do serviço contratado, são avaliados indicadores como canais de atendimento, oferta do produto, cobrança e qualidade geral, formando a nota de cada empresa. Ao final, os clientes da Copel Telecom deram a nota de 8,35 a maior nota alcançada por uma empresa de banda larga fixa desde a criação da pesquisa.

## 5.4. Responsabilidade Socioambiental

A responsabilidade social é um compromisso para a Copel, que busca por alternativas que promovam o bem-estar social, alinhadas à legislação e às normas de comportamento. Essas expectativas são frequentemente avaliadas por meio de pesquisas de satisfação (e das manifestações recebidas pelos canais de diálogo e programas de relacionamento).

As diretrizes da Política de Sustentabilidade da Companhia prevêem:

- Promover ações de responsabilidade social norteadas pela missão, pelos valores e pelos compromissos voluntários assumidos
- Gerir o investimento social privado e de incentivos fiscais com transparência, visando maximizar o retorno social dos recursos investidos
- Incentivar os empregados a se engajarem em trabalhos voluntários em prol da melhoria da realidade social
- Promover ações de sensibilização e educação para o público interno e demais partes interessadas relacionadas à sustentabilidade

- Promover a acessibilidade em todas as suas formas, assegurando todos os direitos das pessoas com deficiência

Também são executadas ações que visam à valorização da diversidade, à inclusão e ao combate à discriminação em relação a gênero, orientação sexual, raça, crenças, etnia e pessoas com deficiência. Da mesma forma, busca combater a exploração sexual de crianças e adolescentes na cadeia de valor e priorizar os esforços em situações de maior vulnerabilidade, além de eliminar todas as formas de trabalho forçado ou infantil. Internamente, a Copel procura assegurar a liberdade de associação e o reconhecimento efetivo do direito à negociação coletiva. Também atua fortemente em questões de acessibilidade.

Quanto às gestão de recursos naturais, a Companhia possui ações para alcançar as metas relativas a água, energia e papel, que fazem parte do Programa Ecoeficiência e tem como objetivo apoiar projetos para redução e melhor aproveitamento desses recursos, sensibilizando as diversas áreas da Companhia e indo ao encontro da diretriz estratégica de obtenção de excelência em custos, processos e qualidade. O programa também atua nas linhas de mobilidade e combustível, e educação e comunicação.

Em 2018, foram realizadas as seguintes iniciativas: teste de dispositivo para redução no consumo de água em vasos sanitários; gestão do consumo de água, energia e combustíveis; e campanhas educativas. Também foi mantida a campanha de incentivo ao uso de etanol na frota de veículos e criada a campanha Copel sem Plástico, com vistas à redução do consumo de copos desse material. Quanto ao uso de energia, o destaque foi a ação para a redução do consumo nos microcomputadores. Com relação à mobilidade, destacaram-se as iniciativas “Dia de *Bike* ao Trabalho” (11 de maio), “Dia Mundial sem Carro” (semana de 17 a 22 de setembro) - emissões zero (pedestres e ciclistas) e a I Pedalada Interpolos Copel.

Outras informações sobre responsabilidade socioambiental da Companhia podem ser acompanhados no Relato Integrado (www.copel.com/sustentabilidade), onde é demonstrado o desempenho associado à geração de valor nas dimensões social, econômica e ambiental.

# 6. BALANÇO SOCIAL

| BALANÇO SOCIAL ANUAL<br>Em 31 de dezembro de 2018 e 2017<br>(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma) | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 2018 | | 2017 | |
| | **1 - BASE DE CÁLCULO** | | | | |
| NE 32 | **Receita Líquida - RL** | **14.934.780** | | **14.024.573** | |
| | **2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS** | | **% Sobre RL** | | **% Sobre RL** |
| NE 32.2 | **Remuneração dos administradores** | **21.673** | 0,1 | **23.240** | 0,2 |
| | **Remuneração dos empregados** | **904.200** | 6,1 | **927.782** | 6,6 |
| | **Alimentação** (Auxílio alimentação e outros) | **134.781** | 0,9 | **143.015** | 1,0 |
| | **Encargos sociais compulsórios** | **306.836** | 2,1 | **316.680** | 2,3 |
| | **Plano previdenciário** | **79.806** | 0,5 | **80.180** | 0,6 |
| | **Saúde** (Plano assistencial) | **184.572** | 1,2 | **179.319** | 1,3 |
| | **Capacitação e desenvolvimento profissional** | **8.053** | 0,1 | **8.000** | 0,1 |
| NE 32.2 | **Provisão para participação nos lucros e/ou resultados** | **91.526** | 0,6 | **68.817** | 0,5 |
| NE 32.2 | **Indeniz. trabalhistas e despesas rescisórias** | **69.289** | 0,5 | **53.468** | 0,4 |
| (1) | **Outros benefícios** | **15.664** | 0,1 | **15.878** | 0,1 |
| | **Total** | **1.816.400** | **12,2** | **1.816.380** | **13,0** |
| | **3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS** | | **% Sobre RL** | | **% Sobre RL** |
| | **Cultura** | **12.846** | **0,1** | **17.700** | **0,1** |
| | **Saúde e saneamento** | **2.280** | 0,0 | **1.130** | **0,0** |
| | **Esporte** | **2.883** | 0,0 | **1.129** | **0,0** |
| | **Outros** | **65.904** | **0,4** | **72.023** | **0,5** |
| | Pesquisa e Desenvolvimento | 45.786 | 0,3 | 41.318 | 0,3 |
| | Programa de Eficiência Energética | 10.135 | 0,1 | 22.451 | 0,2 |
| | Programa Morar Bem | 2.381 | 0,0 | 3.044 | 0,0 |
| | Programa de Acessibilidade | 2.355 | 0,0 | 291 | 0,0 |
| | Outros | 5.247 | 0,0 | 4.918 | 0,0 |
| | **Total das contribuições para a sociedade** | **83.913** | **0,6** | **91.982** | **0,7** |
| | **Tributos (excluídos encargos sociais)** | **8.925.290** | **59,8** | **7.626.806** | **54,4** |
| | **Total** | **9.009.203** | **60,3** | **7.718.788** | **55,0** |
| | **4 - INDICADORES AMBIENTAIS** | | **% Sobre RL** | | **% Sobre RL** |
| | **Investimentos relacionados com as operações da empresa** | **290.214** | **1,9** | **236.345** | **1,7** |
| | **Investimentos em programas e/ou projetos externos** | **2.818** | **0,0** | **2.178** | **0,0** |
| | **Total** | **293.032** | **2,0** | **238.523** | **1,7** |
| (2) | **Quantidade de sanções ambientais** | **3** | | **4** | |
| | **Valor das sanções ambientais (R$ Mil)** | **544** | | **361** | |
| | **Metas ambientais** | | **2018** | | **Metas 2019** |
| | 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<br>( ) cumpre de 0 a 50%<br>( ) cumpre de 51% a 75%<br>(X) cumpre de 76% a 100% | | ( ) não possui metas<br>( ) cumpre de 0 a 50%<br>( ) cumpre de 51% a 75%<br>(X) cumpre de 76% a 100% |

NE - Nota Explicativa

| | | 2018 | | | 2017 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL (inclui controladas)** | | | | | | |
| | **Empregados no final do período** | | | **7.794** | | | **8.432** |
| | **Admissões durante o período** | | | **37** | | | **76** |
| | **Escolaridade dos empregados(as):** | Homens | Mulheres | Total | Homens | Mulheres | Total |
| | Total Superior e extensão universitária | 2.994 | 1.241 | **4.235** | 3.132 | 1.311 | **4.443** |
| | Total 2º Grau | 3.028 | 503 | **3.531** | 3.254 | 585 | **3.839** |
| | Total 1º Grau | 28 | 0 | **28** | 143 | 7 | **150** |
| | **Faixa etária dos empregados(as):** | | | | | | |
| | De 18 até 30 anos (exclusive) | | | **419** | | | **678** |
| | De 30 até 45 anos (exclusive) | | | **4.185** | | | **4.282** |
| | De 45 até 60 anos (exclusive) | | | **3.042** | | | **3.339** |
| | 60 anos ou mais | | | **148** | | | **133** |
| | **Mulheres que trabalham na empresa** | | | **1.744** | | | **1.903** |
| | **% Mulheres em cargos gerenciais:** | | | | | | |
| | em relação ao nº total de mulheres | | | **6,0** | | | **5,7** |
| | em relação ao nº total de gerentes | | | **20,2** | | | **20,4** |
| | **Negros(as) que trabalham na empresa** | | | **1.010** | | | **1.068** |
| | **% Negros(as) em cargos gerenciais:** | | | | | | |
| | em relação ao nº total de negros(as) | | | **3,7** | | | **3,6** |
| | em relação ao nº total de gerentes | | | **7,2** | | | **7,2** |
| | **Portadores(as) de necessidades especiais** | | | **257** | | | **269** |
| | **Dependentes** | | | **14.129** | | | **15.401** |
| (3) | **Terceirizados** | | | **6.520** | | | **7.009** |
| (4) | **Aprendiz (es)** | | | **195** | | | **238** |
| (4) | **Estagiários(as)** | | | **252** | | | **239** |
| | | | | | | | |
| | **Nº de processos trabalhistas em andamento no final do exercício** | | | **3.797** | | | **4.385** |
| | **Nº de processos trabalhistas encerrados no exercício** | | | **1.231** | | | **1.339** |
| | **6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL** | | | | | | |
| | **Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa** | | | **19** | | | **19** |
| (5) | **Número total de Acidentes de Trabalho** (inclui acidentes com contratados) | | | **300** | | | **257** |
| | **Número total de reclamações e críticas de consumidores:** | | | | | | |
| | na empresa | | | **51.757** | | | **80.922** |
| (6) | de segundo nível | | | **7.650** | | | **9.558** |
| | na Justiça | | | **6.950** | | | **4.805** |
| | **% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:** | | | | | | |
| | na empresa | | | **100,0%** | | | **99,7%** |
| (6) | de segundo nível | | | **100,0%** | | | **100,0%** |
| | na Justiça | | | **21,4%** | | | **14,8%** |

| | 2018 | Metas 2019 |
|---|---|---|
| Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por | **direção e gerências** | **direção e gerências** |
| Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por: | **todos + Cipa** | **todos + Cipa** |
| Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos trabalhadores, a empresa: | **incentiva e segue a OIT** | **incentiva e seguirá a OIT** |
| A previdência privada contempla: | **todos** | **todos** |
| A participação dos lucros ou resultados contempla: | **todos** | **todos** |
| Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa: | **são exigidos** | **serão exigidos** |
| Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa: | **organiza e incentiva** | **organizará e incentivará** |

| 7- GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE RIQUEZA | 2018 | 2017 |
|---|---|---|
| **Valor adicionado total a distribuir** | **13.364.990** | **11.772.831** |
| **Distribuição do Valor Adicionado (DVA):** | | |
| Terceiros | 9,2% | 10,8% |
| Pessoal | 11,4% | 12,8% |
| Governo | 68,6% | 66,9% |
| Acionistas | 2,8% | 2,5% |
| Retido | 8,1% | 7,0% |

**8 - OUTRAS INFORMAÇÕES**

• 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.

• As notas explicativas - NEs são parte integrante das Demonstrações Financeiras e também contêm outras informações de natureza socioambiental não contempladas neste Balanço Social.

• 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.

(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.

(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.

(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.

(4) Não compõem o quadro de empregados.

(5) Calculado através da metologia empregada no Relato de Sustentabilidade GRI G4 - indicador LA6.

(6) Inclui as reclamações no Procon, Ouvidoria, Consumidor.gov, Aneel e Anatel julgadas procedentes.

# 7. COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA

| | |
|---|---|
| **CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO** | |
| Presidente | MAURICIO SCHULMAN |
| Membros | DANIEL PIMENTEL SLAVIERO |
| | ADRIANA ANGELA ANTONIOLLI |
| | LEILA ABRAHAM LORIA |
| | MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO |
| | OLGA STANKEVICIUS COLPO |
| | SÉRGIO ABU JAMRA MISAEL |
| | (VAGO) |
| | (VAGO) |
| **COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO** | |
| Presidente | MAURICIO SCHULMAN |
| Membros | LEILA ABRAHAM LORIA |
| | MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO |
| | OLGA STANKEVICIUS COLPO |
| | (VAGO) |
| **CONSELHO FISCAL** | |
| Presidente | ROBERTO LAMB |
| Membros Titulares | CLEMENCEAU MERHEB CALIXTO |
| | DAVID ANTONIO BAGGIO BATISTA |
| | GEORGE HERMANN RODOLFO TORMIN |
| | LETÍCIA PEDERCINI ISSA MAIA |
| Membros Suplentes | KURT JANOS TOTH |
| | JULIO TAKESHI SUZUKI JÚNIOR |
| | OTAMIR CESAR MARTINS |
| | JOÃO LUIZ GIONA JUNIOR |
| | GILBERTO PEREIRA ISSA |
| **DIRETORIA** | |
| Diretor Presidente | DANIEL PIMENTEL SLAVIERO |
| Diretor 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-045809/O-2 | ADRIANO FEDALTO |

**Informações sobre este relatório:**

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

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

GOVERNO
DO ESTADO DO PARANÁ

**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 copel@copel.com

Rua Coronel Dulcídio, 800, Batel - Curitiba - PR

CEP 80420-170

# DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

# 2018

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

GOVERNO
DO ESTADO DO PARANÁ

## SUMÁRIO


**DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS ..... 3**
Balanços 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
**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS ..... 12**
1 Contexto Operacional ..... 12
2 Concessões e Autorizações ..... 17
3 Base de Preparação ..... 20
4 Principais Políticas Contábeis ..... 22
5 Caixa e Equivalentes de Caixa ..... 39
6 Títulos e Valores Mobiliários ..... 40
7 Clientes ..... 40
8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná ..... 42
9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos ..... 43
10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão ..... 48
11 Ativos de contrato ..... 51
12 Outros Créditos ..... 53
13 Tributos ..... 54
14 Despesas Antecipadas ..... 58
15 Partes Relacionadas ..... 59
16 Depósitos Judiciais ..... 61
17 Investimentos ..... 62
18 Imobilizado ..... 67
19 Intangível ..... 76
20 Obrigações Sociais e Trabalhistas ..... 78
21 Fornecedores ..... 78
22 Empréstimos e Financiamentos ..... 79
23 Debêntures ..... 84
24 Benefícios Pós-emprego ..... 86
25 Encargos Setoriais a Recolher ..... 92
26 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética ..... 92
27 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão ..... 93
28 Outras Contas a Pagar ..... 94
29 Provisões para Litígios e Passivo Contingente ..... 94
30 Patrimônio Líquido ..... 102
31 Receita Operacional Líquida ..... 106
32 Custos e Despesas Operacionais ..... 110
33 Resultado Financeiro ..... 113
34 Segmentos Operacionais ..... 114
35 Instrumentos Financeiros ..... 117
36 Transações com Partes Relacionadas ..... 133
37 Compromissos ..... 136
38 Seguros ..... 137
39 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa ..... 137
40 Eventos subsequentes ..... 138
**RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE ..... 139**
**RESUMO DO RELATÓRIO ANUAL DE ATIVIDADES DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO ..... 146**
**PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE O RELATÓRIO ANUAL ..... 155**
**PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL ..... 156**
**D E C L A R A Ç Ã O ..... 157**

## DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

# Balanços Patrimoniais

### em 31 de dezembro de 2018 e de 2017

### em milhares de reais

| ATIVO | | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|---|
| | NE nº | 31.12.2018 | 31.12.2017 | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
| **CIRCULANTE** | | | | | |
| Caixa e equivalentes de caixa | 5 | 315.003 | 56.833 | 1.948.409 | 1.040.075 |
| Títulos e valores mobiliários | 6 | 123.560 | 90 | 124.862 | 1.341 |
| Cauções e depósitos vinculados | | 129 | 129 | 203 | 59.372 |
| Clientes | 7 | - | - | 2.944.091 | 2.733.240 |
| Dividendos a receber | | 519.100 | 459.464 | 76.672 | 80.815 |
| Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná | 8 | 190.876 | 167.109 | 190.876 | 167.109 |
| Ativos financeiros setoriais | 9 | - | - | 421.184 | 171.609 |
| Contas a receber vinculadas à concessão | 10 | - | - | 53.177 | 149.744 |
| Ativos de contrato | 11 | - | - | 85.019 | - |
| Outros créditos | 12 | 7.027 | 8.287 | 363.250 | 409.351 |
| Estoques | | - | - | 116.285 | 110.559 |
| Imposto de renda e contribuição social | 13.1 | 6.130 | 14.055 | 152.157 | 501.685 |
| Outros tributos a recuperar | 13.3 | 321 | 276 | 160.842 | 198.232 |
| Despesas antecipadas | 14 | 40 | - | 40.819 | 39.867 |
| Partes relacionadas | 15 | 8.134 | 292.051 | - | 38.835 |
| | | **1.170.320** | **998.294** | **6.677.846** | **5.701.834** |
| **NÃO CIRCULANTE** | | | | | |
| **Realizável a Longo Prazo** | | | | | |
| Títulos e valores mobiliários | 6 | - | - | 219.434 | 218.322 |
| Outros investimentos temporários | 16 | 19.511 | 18.727 | 19.511 | 18.727 |
| Cauções e depósitos vinculados | 22.1 | - | - | 89.555 | 75.665 |
| Clientes | 7 | - | - | 162.915 | 261.082 |
| Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná | 8 | 1.254.166 | 1.349.253 | 1.254.166 | 1.349.253 |
| Depósitos judiciais | 16 | 131.840 | 119.167 | 528.290 | 582.529 |
| Ativos financeiros setoriais | 9 | - | - | 257.635 | 171.609 |
| Contas a receber vinculadas à concessão | 10 | - | - | 2.497.514 | 4.429.237 |
| Ativos de contrato | 11 | - | - | 3.348.211 | - |
| Outros créditos | 12 | 7.444 | - | 228.894 | 149.416 |
| Imposto de renda e contribuição social | 13.1 | 148.140 | 158.808 | 166.384 | 176.480 |
| Imposto de renda e contribuição social diferidos | 13.2 | 147.368 | 102.236 | 1.007.061 | 915.492 |
| Outros tributos a recuperar | 13.3 | 86.110 | 15 | 231.400 | 116.974 |
| Despesas antecipadas | 14 | - | - | 3.290 | 12.684 |
| Partes relacionadas | 15 | 104.751 | 219.426 | - | 130.156 |
| | | **1.899.330** | **1.967.632** | **10.014.260** | **8.607.626** |
| **Investimentos** | 17 | **16.070.567** | **14.987.607** | **2.368.234** | **2.570.643** |
| **Imobilizado** | 18 | **996** | **830** | **10.840.663** | **9.829.450** |
| **Intangível** | 19 | **1.593** | **1.603** | **6.029.097** | **6.452.824** |
| | | **17.972.486** | **16.957.672** | **29.252.254** | **27.460.543** |
| **TOTAL DO ATIVO** | | **19.142.806** | **17.955.966** | **35.930.100** | **33.162.377** |

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

# Balanços Patrimoniais

**em 31 de dezembro de 2018 e de 2017 (continuação)**

**em milhares de reais**

| PASSIVO | | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|---|
| | NE nº | 31.12.2018 | 31.12.2017 | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
| **CIRCULANTE** | | | | | |
| Obrigações sociais e trabalhistas | 20 | 6.747 | 6.977 | 284.179 | 313.967 |
| Partes relacionadas | | 755 | 3.936 | - | - |
| Fornecedores | 21 | 2.731 | 2.096 | 1.419.243 | 1.683.577 |
| Imposto de renda e contribuição social | 13.1 | - | 2.467 | 197.949 | 86.310 |
| Outras obrigações fiscais | 13.3 | 152 | 476 | 451.433 | 345.487 |
| Empréstimos e financiamentos | 22 | 129.401 | 322.092 | 1.113.047 | 784.666 |
| Debêntures | 23 | 941.677 | 339.341 | 2.184.881 | 1.632.062 |
| Dividendos a pagar | | 354.203 | 267.988 | 375.675 | 288.981 |
| Benefícios pós-emprego | 24 | 87 | 57 | 58.478 | 53.225 |
| Encargos setoriais a recolher | 25 | - | - | 79.872 | 150.025 |
| Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética | 26 | - | - | 270.429 | 282.766 |
| Contas a pagar vinculadas à concessão | 27 | - | - | 67.858 | 62.624 |
| Passivos financeiros setoriais | 9 | - | - | - | 192.819 |
| Outras contas a pagar | 28 | 135 | 249 | 192.070 | 121.405 |
| Provisões para litígios | 29 | - | 112.000 | - | 112.000 |
| | | **1.435.888** | **1.057.679** | **6.695.114** | **6.109.914** |
| **NÃO CIRCULANTE** | | | | | |
| Fornecedores | 21 | - | - | 49.956 | 43.469 |
| Imposto de renda e contribuição social diferidos | 13.2 | - | - | 157.420 | 156.630 |
| Outras obrigações fiscais | 13.3 | 2.602 | 2.365 | 796.732 | 809.576 |
| Empréstimos e financiamentos | 22 | 773.984 | 664.020 | 2.934.260 | 2.974.839 |
| Debêntures | 23 | 596.403 | 876.140 | 5.333.250 | 4.438.916 |
| Benefícios pós-emprego | 24 | 4.867 | 3.995 | 910.285 | 812.878 |
| Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética | 26 | - | - | 322.306 | 249.709 |
| Contas a pagar vinculadas à concessão | 27 | - | - | 516.305 | 492.330 |
| Passivos financeiros setoriais | 9 | - | - | 96.531 | 90.700 |
| Outras contas a pagar | 28 | 3.957 | 830 | 116.954 | 72.849 |
| Provisões para litígios | 29 | 292.180 | 143.095 | 1.664.773 | 1.400.064 |
| | | **1.673.993** | **1.690.445** | **12.898.772** | **11.541.960** |
| **PATRIMÔNIO LÍQUIDO** | | | | | |
| **Atribuível aos acionistas da empresa controladora** | | | | | |
| Capital social | 30.1 | 7.910.000 | 7.910.000 | 7.910.000 | 7.910.000 |
| Ajustes de avaliação patrimonial | 30.2 | 785.610 | 895.601 | 785.610 | 895.601 |
| Reserva legal | | 914.751 | 844.398 | 914.751 | 844.398 |
| Reserva de retenção de lucros | | 6.422.564 | 5.557.843 | 6.422.564 | 5.557.843 |
| | | **16.032.925** | **15.207.842** | **16.032.925** | **15.207.842** |
| **Atribuível aos acionistas não controladores** | 17.2.2 | - | **-** | **303.289** | **302.661** |
| | | **16.032.925** | **15.207.842** | **16.336.214** | **15.510.503** |
| **TOTAL DO PASSIVO** | | **19.142.806** | **17.955.966** | **35.930.100** | **33.162.377** |

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

# Demonstrações de Resultados

**para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017**

**em milhares de reais**

| | | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|---|
| | **NE nº** | **31.12.2018** | **31.12.2017** | **31.12.2018** | **31.12.2017** |
| **RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA** | 31 | **-** | **-** | **14.934.780** | **14.024.573** |
| **Custos Operacionais** | 32 | **-** | **-** | **(11.501.688)** | **(10.665.890)** |
| **LUCRO OPERACIONAL BRUTO** | | **-** | **-** | **3.433.092** | **3.358.683** |
| **Outras Receitas (Despesas) Operacionais** | | | | | |
| Despesas com vendas | 32 | - | - | (148.709) | (169.050) |
| Despesas gerais e administrativas | 32 | (67.292) | (59.601) | (723.534) | (685.675) |
| Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas | 32 | 11.696 | (68.788) | (302.690) | (464.316) |
| Resultado da equivalência patrimonial | 17 | 1.356.375 | 1.291.434 | 135.888 | 101.739 |
| | | **1.300.779** | **1.163.045** | **(1.039.045)** | **(1.217.302)** |
| **LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS** | | **1.300.779** | **1.163.045** | **2.394.047** | **2.141.381** |
| **Resultado Financeiro** | 33 | | | | |
| Receitas financeiras | | 301.729 | 181.312 | 813.915 | 699.310 |
| Despesas financeiras | | (238.355) | (327.855) | (1.251.965) | (1.447.750) |
| | | **63.374** | **(146.543)** | **(438.050)** | **(748.440)** |
| **LUCRO OPERACIONAL** | | **1.364.153** | **1.016.502** | **1.955.997** | **1.392.941** |
| **IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL** | 13.4 | | | | |
| Imposto de renda e contribuição social | | (2.083) | (36.803) | (580.065) | (379.943) |
| Imposto de renda e contribuição social diferidos | | 44.993 | 53.927 | 68.072 | 105.257 |
| | | **42.910** | **17.124** | **(511.993)** | **(274.686)** |
| **LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO** | | **1.407.063** | **1.033.626** | **1.444.004** | **1.118.255** |
| Atribuído aos acionistas da empresa controladora | | **-** | - | 1.407.063 | 1.033.626 |
| Atribuído aos acionistas não controladores | 17.2.2 | **-** | - | 36.941 | 84.629 |
| **LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais** | 30.5 | | | | |
| Ações ordinárias | | 4,91091 | 3,60754 | | |
| Ações preferenciais classe "A" | | 5,40201 | 3,96830 | | |
| Ações preferenciais classe "B" | | 5,40201 | 3,96830 | | |

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

# Demonstrações de Resultados Abrangentes

**para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017**

**em milhares de reais**

| | | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|---|
| | **NE nº** | **31.12.2018** | **31.12.2017** | **31.12.2018** | **31.12.2017** |
| **LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO** | | **1.407.063** | **1.033.626** | **1.444.004** | **1.118.255** |
| **Outros resultados abrangentes** | | | | | |
| **Itens que não serão reclassificados para o resultado** | 30.2 | | | | |
| Ganhos (perdas) com passivos atuariais | | | | | |
| benefícios pós-emprego | | (408) | 18 | (58.354) | (46.506) |
| benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial | | (38.245) | (29.567) | - | - |
| Tributos sobre outros resultados abrangentes | | 139 | (7) | 19.994 | 16.827 |
| **Itens que poderão ser reclassificados para o resultado** | 30.2 | | | | |
| Ganhos com ativos financeiros | | - | 11.661 | - | 26.138 |
| Ganhos com ativos financeiros - equivalência patrimonial | | - | 9.554 | - | - |
| Tributos sobre outros resultados abrangentes | | - | (3.965) | - | (8.888) |
| Realização de ganhos com ativos financeiros, líquida de tributos | | - | (9.355) | - | (18.909) |
| Realização de ganhos com ativos financeiros - equivalência patrimonial | | - | (9.554) | - | - |
| **Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos** | | **(38.514)** | **(31.215)** | **(38.360)** | **(31.338)** |
| **RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO** | | **1.368.549** | **1.002.411** | **1.405.644** | **1.086.917** |
| Atribuível aos acionistas da empresa Controladora | | | | 1.368.549 | 1.002.411 |
| Atribuível aos acionistas não controladores | | | | 37.095 | 84.506 |

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

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

GOVERNO
DO ESTADO DO PARANÁ

# Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

**para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017**

**em milhares de reais**

| | | Atribuível aos acionistas da empresa controladora | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Ajustes de avaliação patrimonial | | Reservas de lucros | | | | | |
| | NE nº | Capital social | Custo atribuído do imobilizado | Outros resultados abrangentes | Reserva legal | Reserva de retenção de lucros | Lucros acumulados | Total Controladora | Atribuível aos acionistas não controladores | Total Consolidado |
| **Saldo em 1º de janeiro de 2017** | | **7.910.000** | **944.956** | **53.510** | **792.716** | **5.016.916** | **-** | **14.718.098** | **260.044** | **14.978.142** |
| Lucro líquido do exercício | | - | - | - | - | - | 1.033.626 | 1.033.626 | 84.629 | 1.118.255 |
| Outros resultados abrangentes | | | | | | | | | | |
| Ganhos com ativos financeiros, líquidos de tributos | 30.2 | - | - | 17.250 | - | - | - | 17.250 | - | 17.250 |
| Perdas atuariais, líquidas de tributos | 30.2 | - | - | (29.556) | - | - | - | (29.556) | (123) | (29.679) |
| Realização de ganhos com ativos financeiros, líquida de tributos | 30.2 | - | - | (18.909) | - | - | - | (18.909) | - | (18.909) |
| **Resultado abrangente total do exercício** | | **-** | **-** | **(31.215)** | **-** | **-** | **1.033.626** | **1.002.411** | **84.506** | **1.086.917** |
| Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos | 30.2 | - | (71.650) | - | - | - | 71.650 | - | - | - |
| Deliberação do dividendo adicional proposto | 17.2.2 | - | - | - | - | - | - | - | (11.053) | (11.053) |
| Deliberação de dividendos adicionais conforme 62ª AGO | | - | - | - | - | (223.266) | - | (223.266) | - | (223.266) |
| Destinação proposta à A.G.O.: | | | | | | | | | | |
| Reserva legal | | - | - | - | 51.682 | - | (51.682) | - | - | - |
| Juros sobre o capital próprio | 30.4 | - | - | - | - | - | (266.000) | (266.000) | - | (266.000) |
| Dividendos | 17.2.2 | - | - | - | - | - | (23.401) | (23.401) | (30.836) | (54.237) |
| Reserva de retenção de lucros | | - | - | - | - | 764.193 | (764.193) | - | - | - |
| **Saldo em 31 de dezembro de 2017** | | **7.910.000** | **873.306** | **22.295** | **844.398** | **5.557.843** | **-** | **15.207.842** | **302.661** | **15.510.503** |
| Ajustes decorrentes da adoção dos CPCs 47 e 48 | 4.18.3 | - | - | (4.391) | - | - | (160.533) | (164.924) | - | (164.924) |
| Transferência para a reserva de retenção de lucros | 4.18.3 | - | - | - | - | (160.533) | 160.533 | - | - | - |
| **Saldo em 1º de janeiro de 2018** | | **7.910.000** | **873.306** | **17.904** | **844.398** | **5.397.310** | **-** | **15.042.918** | **302.661** | **15.345.579** |
| Lucro líquido do exercício | | - | - | - | - | - | 1.407.063 | 1.407.063 | 36.941 | 1.444.004 |
| Outros resultados abrangentes | | | | | | | | | | |
| Ganhos (perdas) atuariais, líquidas de tributos | 30.2 | - | - | (38.514) | - | - | - | (38.514) | 154 | (38.360) |
| **Resultado abrangente total do período** | | **-** | **-** | **(38.514)** | **-** | **-** | **1.407.063** | **1.368.549** | **37.095** | **1.405.644** |
| Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos | 30.2 | - | (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 | 17.2.2 | - | - | - | - | - | (98.542) | (98.542) | (36.467) | (135.009) |
| Reserva de retenção de lucros | | - | - | - | - | 1.025.254 | (1.025.254) | - | - | - |
| **Saldo em 31 de dezembro de 2018** | | **7.910.000** | **806.220** | **(20.610)** | **914.751** | **6.422.564** | **-** | **16.032.925** | **303.289** | **16.336.214** |

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

# Demonstrações dos Fluxos de Caixa

**para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017**

**em milhares de reais**

| | NE nº | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 31.12.2018 | 31.12.2017 | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
| **FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS** | | | | | |
| **Lucro líquido do exercício** | | **1.407.063** | **1.033.626** | **1.444.004** | **1.118.255** |
| **Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do exercício com a geração de caixa das atividades operacionais:** | | | | | |
| Encargos, variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas | | 5.704 | 134.705 | 767.751 | 900.610 |
| Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas | 10.3 | - | - | (85.986) | (82.160) |
| Remuneração de contratos de concessão de transmissão | 11.3 | - | - | (268.904) | (129.769) |
| Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa dos ativos RBSE | 10.5 | - | - | (82.640) | (361.156) |
| Resultado da adoção ao Programa Especial de Regularização Tributária | | - | - | - | (154.197) |
| Imposto de renda e contribuição social | 13.4 | 2.083 | 36.803 | 580.065 | 379.943 |
| Imposto de renda e contribuição social diferidos | 13.4 | (44.993) | (53.927) | (68.072) | (105.257) |
| Resultado da equivalência patrimonial | 17.1 | (1.356.375) | (1.291.434) | (135.888) | (101.739) |
| Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego | 24.4 | 563 | 519 | 97.900 | 97.511 |
| Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais | 24.4 | 5.860 | 2.471 | 151.215 | 153.069 |
| Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética | 26.2 | - | - | 125.369 | 118.753 |
| Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão | 31 | - | - | (47.499) | (57.080) |
| Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais | 31 | - | - | (985.344) | (767.040) |
| Depreciação e amortização | 32 | 1.223 | 1.203 | 749.179 | 731.599 |
| Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas | 32.4 | 24.902 | 93.756 | 306.697 | 365.539 |
| Perdas na combinação de negócios | 32.6 | - | - | 3.769 | - |
| Resultado da alienação de investimentos | 32.6 | (11.000) | (14.174) | (8.174) | (28.650) |
| Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo | 35.2.12 | - | - | (3.786) | - |
| Baixas de contas a receber vinculadas à concessão | 10 | - | - | 1.536 | 17 |
| Baixas de ativos de contrato | 11 | - | - | 9.762 | - |
| Resultado das baixas de imobilizado | 18.2 | - | - | 68.450 | 64.508 |
| Resultado das baixas de intangíveis | 19 | 13 | 2.064 | 28.742 | 42.740 |
| | | **35.043** | **(54.388)** | **2.648.146** | **2.185.496** |
| | | | | - | |
| **Redução (aumento) dos ativos** | | | | | |
| Clientes | | - | - | 191.113 | (322.814) |
| Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos | | 609.219 | 669.179 | 50.858 | 44.334 |
| Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná | 8.1 | 260.117 | 97.085 | 260.117 | 97.085 |
| Depósitos judiciais | | (1.171) | 34.550 | 87.853 | 96.028 |
| Ativos financeiros setoriais | 9.2 | - | - | 482.974 | - |
| Outros créditos | | 5.243 | 449 | 17.292 | (44.193) |
| Estoques | | - | - | (5.726) | 20.078 |
| Imposto de renda e contribuição social a recuperar | | 19.803 | 22.252 | 360.855 | 146.602 |
| Outros tributos a recuperar | | (86.140) | (79) | (74.003) | 87.884 |
| Despesas antecipadas | | (40) | - | 8.520 | 12.128 |
| Partes relacionadas | | 8.940 | (29.690) | - | (667) |
| | | **815.971** | **793.746** | **1.379.853** | **136.465** |
| **Aumento (redução) dos passivos** | | | | | |
| Obrigações sociais e trabalhistas | | (230) | 1.404 | (29.845) | 26.170 |
| Partes relacionadas | | (3.181) | 3.936 | (59) | - |
| Fornecedores | | 635 | (129) | (572.306) | 275.370 |
| Outras obrigações fiscais | | (32.585) | (25.648) | 75.234 | 24.795 |
| Benefícios pós-emprego | 24.4 | (5.929) | (2.625) | (204.809) | (200.848) |
| Encargos setoriais a recolher | | - | - | (70.507) | 8.313 |
| Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética | 26.2 | - | - | (91.015) | (104.512) |
| Contas a pagar vinculadas à concessão | 27.2 | - | - | (64.365) | (65.871) |
| Passivos financeiros setoriais | 9.2 | - | - | - | 419.220 |
| Outras contas a pagar | | 3.013 | 500 | 103.464 | (101.062) |
| Provisões para lítigios quitadas | 29.1.1 | (102) | (260) | (144.171) | (124.395) |
| | | **(38.379)** | **(22.822)** | **(998.379)** | **157.180** |
| **CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS** | | **812.635** | **716.536** | **3.029.620** | **2.479.141** |
| Imposto de renda e contribuição social pagos | | (4.550) | (34.336) | (468.552) | (335.087) |
| Encargos de empréstimos e financiamentos pagos | 22.4 | (90.332) | (127.507) | (289.095) | (532.033) |
| Encargos de debêntures pagos | 23.2 | (64.523) | (114.287) | (501.002) | (622.815) |
| **CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS** | | **653.230** | **440.406** | **1.770.971** | **989.206** |

(continua)

# Demonstrações dos Fluxos de Caixa

**para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017 (continuação)**

**em milhares de reais**

| | NE nº | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 31.12.2018 | 31.12.2017 | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
| **FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO** | | | | | |
| Aplicações financeiras | | (124.254) | 24 | (75.804) | 48.512 |
| Empréstimos concedidos a partes relacionadas | | (192.445) | (251.856) | - | (5.145) |
| Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas | | 560.877 | 124.122 | 117.645 | 24.985 |
| Aquisições de ativos de contrato | | - | - | (792.835) | - |
| Participação financeira do consumidor - ativos de contrato | | - | - | 106.764 | - |
| Aquisições de controladas - efeito no caixa | | - | - | 7.998 | - |
| Alienação de investimento | | - | 397.572 | - | 484.608 |
| Aportes em investimentos | 17.1 e 39.1 | (608.934) | (574.347) | (51.557) | (248.243) |
| Redução de capital em investidas | 17.1 | 45.000 | 170.000 | 35.280 | - |
| Aquisições de imobilizado | | (267) | (282) | (1.489.067) | (1.205.508) |
| Participação financeira do consumidor - imobilizado | | - | - | 12 | - |
| Aquisições de intangível | | (3) | (499) | (7.589) | (806.240) |
| Participação financeira do consumidor - intangível | | - | - | - | 125.858 |
| **CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO** | | **(320.026)** | **(135.266)** | **(2.149.153)** | **(1.581.173)** |
| **FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO** | | | | | |
| Ingressos de empréstimos e financiamentos | 22.4 | - | 77.000 | 1.314.766 | 800.044 |
| Ingressos de debêntures emitidas | 23.2 | 600.000 | 520.000 | 2.890.283 | 2.242.521 |
| Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos | 22.4 | (77.000) | (83.000) | (1.126.144) | (971.187) |
| Amortizações de principal de debêntures | 23.2 | (333.300) | (333.300) | (1.491.667) | (915.005) |
| Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos | | (264.734) | (475.103) | (300.722) | (506.404) |
| **CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO** | | **(75.034)** | **(294.403)** | **1.286.516** | **649.969** |
| **TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA** | | **258.170** | **10.737** | **908.334** | **58.002** |
| Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa | 5 | 56.833 | 46.096 | 1.040.075 | 982.073 |
| Saldo final de caixa e equivalentes de caixa | 5 | 315.003 | 56.833 | 1.948.409 | 1.040.075 |
| **VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA** | | **258.170** | **10.737** | **908.334** | **58.002** |

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

# Demonstrações do Valor Adicionado

**para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017**

**em milhares de reais**

| VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|
| | 31.12.2018 | 31.12.2017 | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
| **Receitas** | | | | |
| Venda de energia e outros serviços | - | - | 21.462.972 | 19.772.940 |
| Receita de construção | - | - | 1.799.252 | 1.810.472 |
| Valor justo do ativo indenizável da concessão | - | - | 47.499 | 57.080 |
| Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais | - | - | 985.344 | 767.040 |
| Outras receitas | 36.915 | 14.197 | 183.435 | 40.919 |
| Perdas de crédito esperadas | - | - | (96.202) | (90.589) |
| | **36.915** | **14.197** | **24.382.300** | **22.357.862** |
| **( - ) Insumos adquiridos de terceiros** | | | | |
| Energia elétrica comprada para revenda | - | - | 6.813.043 | 6.514.399 |
| Encargos de uso da rede elétrica ( - ) ESS e EER | - | - | 1.280.910 | 926.595 |
| Material, insumos e serviços de terceiros | 32.171 | 14.896 | 688.635 | 717.206 |
| Gás natural e insumos para operações de gás | - | - | 528.021 | 393.018 |
| Custo de construção | - | - | 1.581.909 | 1.759.922 |
| Perda / Recuperação de valores ativos | 459 | 2.065 | 176.000 | 89.638 |
| Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos | - | - | (18.920) | (122.782) |
| Outros insumos | 41.162 | 116.641 | 302.282 | 502.035 |
| | **73.792** | **133.602** | **11.351.880** | **10.780.031** |
| **( = ) VALOR ADICIONADO BRUTO** | **(36.877)** | **(119.405)** | **13.030.420** | **11.577.831** |
| **( - ) Depreciação e amortização** | **1.223** | **1.203** | **749.179** | **731.599** |
| **( = ) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO** | **(38.100)** | **(120.608)** | **12.281.241** | **10.846.232** |
| **( + ) Valor adicionado transferido** | | | | |
| Resultado da equivalência patrimonial | 1.356.375 | 1.291.434 | 135.888 | 101.739 |
| Receitas financeiras | 301.729 | 181.312 | 813.915 | 699.310 |
| Outras receitas | 1.264 | 13.958 | 133.946 | 125.550 |
| | **1.659.368** | **1.486.704** | **1.083.749** | **926.599** |
| | **1.621.268** | **1.366.096** | **13.364.990** | **11.772.831** |

(continua)

# Demonstrações do Valor Adicionado

**para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017 (continuação)**

**em milhares de reais**

| DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO | Controladora | | | | Consolidado | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 31.12.2018 | % | 31.12.2017 | % | 31.12.2018 | % | 31.12.2017 | % |
| **Pessoal** | | | | | | | | |
| Remunerações e honorários | 8.890 | | 10.543 | | 930.377 | | 952.270 | |
| Planos previdenciário e assistencial | 2.286 | | 1.943 | | 264.380 | | 259.498 | |
| Auxílio alimentação e educação | 1.108 | | 1.131 | | 127.683 | | 136.494 | |
| Encargos sociais - FGTS | 655 | | 664 | | 66.906 | | 67.380 | |
| Indenizações trabalhistas | 1.659 | | 2.989 | | 70.891 | | 59.066 | |
| Participação nos lucros e/ou resultados | 863 | | 586 | | 91.526 | | 68.817 | |
| Apropriação no imobilizado e intangível em curso | - | | - | | (28.890) | | (31.892) | |
| | **15.461** | **1,0** | **17.856** | **1,3** | **1.522.873** | **11,4** | **1.511.633** | **12,8** |
| **Governo** | | | | | | | | |
| Federal | | | | | | | | |
| Tributos | (25.949) | | 34.222 | | 2.230.343 | | 2.030.069 | |
| Encargos setoriais | - | | - | | 2.685.524 | | 2.066.194 | |
| Estadual | 13 | | 6 | | 4.240.617 | | 3.772.327 | |
| Municipal | 56 | | 87 | | 8.737 | | 7.516 | |
| | **(25.880)** | **(1,6)** | **34.315** | **2,5** | **9.165.221** | **68,6** | **7.876.106** | **66,9** |
| **Terceiros** | | | | | | | | |
| Juros | 223.473 | | 279.143 | | 1.178.497 | | 1.223.026 | |
| Arrendamentos e aluguéis | 1.151 | | 1.156 | | 41.453 | | 33.337 | |
| Doações, subvenções e contribuições | - | | - | | 12.942 | | 10.474 | |
| | **224.624** | **13,9** | **280.299** | **20,5** | **1.232.892** | **9,2** | **1.266.837** | **10,8** |
| **Acionistas** | | | | | | | | |
| Lucros retidos | 1.028.521 | | 744.225 | | 1.028.521 | | 744.225 | |
| Remuneração do capital próprio | 280.000 | | 266.000 | | 280.000 | | 266.000 | |
| Dividendos | 98.542 | | 23.401 | | 98.542 | | 23.401 | |
| Participações de acionistas não controladores | - | | - | | 36.941 | | 84.629 | |
| | **1.407.063** | **86,7** | **1.033.626** | **75,7** | **1.444.004** | **10,8** | **1.118.255** | **9,5** |
| | **1.621.268** | **100,0** | **1.366.096** | **100,0** | **13.364.990** | **100,0** | **11.772.831** | **100,0** |

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

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**
**para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017**
**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, aquisições e alienações em relação às participações societárias de 31.12.2017 foram: combinação de negócios apresentada na NE nº 1.2, transferência da coligada Foz do Chopim (NE nº 1.1.3) e constituição da Sociedade de Propósito Específico - SPE Bela Vista Geração de Energia S.A.

### 1.1.1 Controladas

| Controlada | Sede | Atividade principal | Participação % | 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 - Compagás | 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 | 20,0 | Copel |
| | | | 60,0 | 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. (1.2) | Curitiba/PR | Transmissão de energia elétrica | 100,0 | Copel GeT |
| Marumbi Transmissora de Energia S.A. (1.2) | Curitiba/PR | Transmissão de energia elétrica | 100,0 | Copel GeT |
| Bela Vista Geração de Energia S.A. (b) | Curitiba/PR | Geração de energia elétrica | 99,9 | 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. (c) | São Bento do Norte/RN | Geração de energia elétrica - fontes eólicas | 100,0 | Cutia |
| Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A. (c) | São Bento do Norte/RN | Geração de energia elétrica - fontes eólicas | 100,0 | Cutia |
| Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A. (b) | São Bento do Norte/RN | Geração de energia elétrica - fontes eólicas | 100,0 | Cutia |
| Central Geradora Eólica São Miguel I S.A. (c) | São Bento do Norte/RN | Geração de energia elétrica - fontes eólicas | 100,0 | Cutia |
| Central Geradora Eólica São Miguel II S.A. (c) | São Bento do Norte/RN | Geração de energia elétrica - fontes eólicas | 100,0 | Cutia |
| Central Geradora Eólica São Miguel III S.A. (c) | São Bento do Norte/RN | Geração de energia elétrica - fontes eólicas | 100,0 | Cutia |
| Usina de Energia Eólica Guajiru S.A. (c) | São Bento do Norte/RN | Geração de energia elétrica - fontes eólicas | 100,0 | Cutia |
| Usina de Energia Eólica Jangada S.A. (c) | São Bento do Norte/RN | Geração de energia elétrica - fontes eólicas | 100,0 | Cutia |
| Usina de Energia Eólica Potiguar S.A. (c) | São Bento do Norte/RN | Geração de energia elétrica - fontes eólicas | 100,0 | Cutia |
| Usina de Energia Eólica Cutia S.A. (c) | São Bento do Norte/RN | Geração de energia elétrica - fontes eólicas | 100,0 | Cutia |
| Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A. (c) | São Bento do Norte/RN | Geração de energia elétrica - fontes eólicas | 100,0 | Cutia |
| Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.(c) | 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. (b) | São Bento do Norte/RN | Geração de energia elétrica - fontes eólicas | 100,0 | Cutia |

(a) A Administração está avaliando uma eventual alteração do objeto social ou o encerramento das atividades operacionais e a versão de seu patromônio para a acionista.
(b) Fase pré-operacional.
(c) Entrada em operação a partir de dezembro de 2018

### 1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

| Empreendimento controlado em conjunto | Sede | Atividade principal | Participação % | 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 |
| Matrinchã 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. Existe deliberação dos consorciados por solicitar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP via instauração de procedimento arbitral institucional 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. (a) | 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 (c) | Londrina/PR | Telecomunicações | 45,0 | Copel |
| Dominó Holdings Ltda. | Curitiba/PR | Participação em sociedade | 49,0 | Copel Energia |
| GBX Tietê II Empreendimentos Participações S.A. (b) | São Paulo/SP | Incorporação de empreendimentos imobiliários | 19,31 | UEG |

(a) Em fevereiro de 2018, a coligada Foz do Chopim Energética Ltda. foi transferida da Copel para a Copel GeT, mediante aumento do capital social. Por tratar-se de uma transferência sem alteração do controle a Companhia efetou os registros pelos valores contábeis. Os saldos transferidos na transação estão demonstrados na NE n° 17.1
(b) Fase pré-operacional.
(c) Investimento reduzido a zero por conta dos testes de recuperação de ativos.

### 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 negócios realizada com permuta de ativos

### 1.2.1 Controladas adquiridas e empreendimento controlado em conjunto alienado

Em 30.08.2018, a Copel GeT celebrou Contrato de Permuta de Ações com a Eletrosul nos empreendimentos controlados em conjunto Costa Oeste Transmissora de Energia S.A. (51% Copel GeT e 49% Eletrosul), Marumbi Transmissora de Energia S.A. (80% Copel GeT e 20% Eletrosul) e Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (20% Copel GeT e 80% Eletrosul). Com esse contrato, a Copel GeT passa a deter 100% de participação nos empreendimentos Costa Oeste e Marumbi e a Eletrosul passa a deter 100% de participação na Transmissora Sul Brasileira.

A assunção de 100% da participação da Costa Oeste e da Marumbi pela Copel GeT permitirá a apropriação de ganhos de escala na gestão integrada desses empreendimentos com os demais ativos da Companhia.

As combinações de negócios ocorreram em 31.08.2018, data das transferências das ações.

| Controlada adquirida | Atividade principal | Data da aquisição | Percentual da participação em ações da Copel GeT | | Contraprestação transferida R$ |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | anterior | adquirido | |
| Costa Oeste | Transmissão de energia elétrica | 31.08.2018 | 51% | 49% | 38.883 |
| Marumbi | Transmissão de energia elétrica | 31.08.2018 | 80% | 20% | 23.811 |

### 1.2.2 Contraprestação transferida e direito de concessão gerado nas aquisições

As combinações de negócios ocorreram em uma permuta de ativos, portanto o valor da contraprestação correspondeu ao valor justo da participação de 20% detida pela Copel GeT na Transmissora Sul Brasileira (ativo transferido). Esse valor foi proporcionalizado de acordo com o valor justo das participações adquiridas da Eletrosul, correspondentes a 49% da Costa Oeste e 20% da Marumbi.

| | Ativo líquido transferido | Ativos líquidos adquiridos | |
|---|---|---|---|
| **Contraprestação transferida** | **Transmissora Sul Brasileira** | **Costa Oeste** | **Marumbi** |
| Valor justo em 31.08.2018 | 313.471 | 73.219 | 109.861 |
| Percentual da participação transferida/adquirida | 20% | -49% | -20% |
| Valor da parcela permutada | 62.694 | (35.878) | (21.971) |
| **Valor da contraprestação** | **62.694** | **38.883** | **23.811** |
| Direito de concessão | - | 3.005 | 1.840 |

Os direitos de concessões gerados nas combinações de negócios consistem principalmente de sinergias e economias de escala esperadas e serão amortizados durante o período remanescente das concessões da Costa Oeste e da Marumbi, cujos vencimentos ocorrerão em 11.01.2042 e 09.05.2042, respectivamente.

| **Direito de concessão gerado na aquisição** | **Costa Oeste** | **Marumbi** |
|---|---|---|
| Valor justo da contraprestação transferida | 38.883 | 23.811 |
| Valor justo da participação da Copel GeT antes da combinação | 37.341 | 87.890 |
| | **76.224** | **111.701** |
| Valor líquido dos ativos identificáveis adquiridos e dos passivos assumidos | (73.219) | (109.861) |
| **Direito de concessão** | **3.005** | **1.840** |

1.2.3 Ativos adquiridos e passivos reconhecidos na data de aquisição

A Copel GeT mensurou, preliminarmente, pelo valor justo na data da aquisição a sua participação anterior nas adquiridas, os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos.

As perdas resultantes pela mensuração aos valores justos da participação anterior da Copel GeT na Costa Oeste e na Marumbi, no valor de R$ 3.769, estão inclusos em Outras receitas (despesas) operacionais líquidas, na demonstração do resultado.

Seguem demonstrados os valores justos da participação anterior e da participação adquirida na data das combinações de negócios da Costa Oeste e da Marumbi:

| Costa Oeste | | Valor justo | | |
|---|---|---|---|---|
| 31.08.2018 | Valor contábil | Na data da aquisição | Participação antes da combinação de negócios - 51% | Participação adquirida - 49% |
| **Ativos identificados** | **102.355** | **109.327** | **55.757** | **53.570** |
| Caixa e equivalentes | 4.140 | 4.140 | 2.111 | 2.029 |
| Clientes | 945 | 945 | 482 | 463 |
| Despesas antecipadas | 22 | 22 | 11 | 11 |
| Tributos compensáveis | 59 | 59 | 30 | 29 |
| Depósitos vinculados | 1.711 | 1.711 | 873 | 838 |
| Ativos de contrato | 95.448 | 95.448 | 48.678 | 46.770 |
| Ativos de contrato - combinação de negócios | - | 6.972 | 3.556 | 3.416 |
| Imobilizado | 13 | 13 | 7 | 6 |
| Intangível | 17 | 17 | 9 | 8 |
| **Passivos assumidos** | **30.420** | **36.108** | **18.416** | **17.692** |
| Fornecedores | 93 | 93 | 47 | 46 |
| Financiamentos | 26.011 | 26.011 | 13.266 | 12.745 |
| Impostos diferidos | 3.029 | 3.029 | 1.545 | 1.484 |
| Impostos diferidos - combinação de negócios | - | 661 | 337 | 324 |
| Provisão para litígios | 831 | 831 | 424 | 407 |
| Passivo contingente - combinação de negócios | - | 5.027 | 2.564 | 2.463 |
| Outros passivos | 456 | 456 | 233 | 223 |
| **Ativos líquidos adquiridos** | **71.935** | **73.219** | **37.341** | **35.878** |

| Marumbi | | Valor justo | | |
|---|---|---|---|---|
| 31.08.2018 | Valor contábil | Na data da aquisição | Participação antes da combinação de negócios - 80% | Participação adquirida - 20% |
| **Ativos identificados** | **167.533** | **164.999** | **132.000** | **32.999** |
| Caixa e equivalentes | 3.857 | 3.857 | 3.086 | 771 |
| Clientes | 1.928 | 1.928 | 1.542 | 386 |
| Despesas antecipadas | 56 | 56 | 45 | 11 |
| Tributos compensáveis | 6 | 6 | 5 | 1 |
| Depósitos vinculados | 2.623 | 2.623 | 2.098 | 525 |
| Ativos de contrato | 159.022 | 156.488 | 125.191 | 31.297 |
| Imobilizado | 22 | 22 | 18 | 4 |
| Intangível | 19 | 19 | 15 | 4 |
| **Passivos assumidos** | **52.142** | **55.138** | **44.110** | **11.028** |
| Fornecedores | 3.016 | 3.016 | 2.413 | 603 |
| Financiamentos | 40.764 | 40.764 | 32.611 | 8.153 |
| Impostos diferidos | 4.919 | 4.919 | 3.935 | 984 |
| Impostos diferidos - combinação de negócios | - | (2.849) | (2.279) | (570) |
| Provisão para litígios | 2.103 | 2.103 | 1.682 | 421 |
| Passivo contingente - combinação de negócios | - | 5.845 | 4.676 | 1.169 |
| Outros passivos | 1.340 | 1.340 | 1.072 | 268 |
| **Ativos líquidos adquiridos** | **115.391** | **109.861** | **87.890** | **21.971** |

### 1.2.4 Impacto das aquisições nos resultados consolidados

O resultado do exercício inclui R$ 1.875 atribuíveis aos negócios adicionais gerados pela Costa Oeste e R$ 5.108 atribuíveis à Marumbi. As receitas consolidadas do período incluem R$ 3.093 referentes à Costa Oeste e R$ 6.085 referentes à Marumbi.

Caso essas combinações de negócios tivessem sido efetivadas em 1º.01.2018, a receita operacional líquida consolidada aumentaria em R$ 23.834, totalizando R$ 14.958.614 e o lucro líquido consolidado do exercício aumentaria em R$ 4.666, totalizando R$ 1.448.670. A Administração considera que esses valores *pro forma* representam uma medida aproximada do desempenho consolidado combinado em uma base anualizada e servem de ponto de referência para comparação em exercícios futuros.

# 2 Concessões e Autorizações

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

| Copel | | Participação % | Vencimento |
|---|---|---|---|
| **Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias** | | | |
| Copel DIS | Contrato de concessão nº 046/1999, prorrogado pelo 5º Termo Aditivo | 100 | 07.07.2045 |
| Copel TEL | Termo de autorização n° 54/2003 - Anatel/SPV/PVST | 100 | Indeterminado |
| | Termo de autorização n° 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 | 18.12.2032 |
| Dona Francisca Energética | Contrato de concessão nº 188/1998 - UHE Dona Francisca | 23 | 27.08.2033 |
| UEG Araucária | Autorização - Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (60% da Copel GeT) | 20 | 22.12.2029 |
| 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 | 25.03.2047 |
| Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a) | Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas | 49 | 08.04.2047 |
| Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a) | Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto | 49 | 15.04.2047 |
| Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a) | Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo | 49 | 17.04.2047 |

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

Usina Hidrelétrica - UHE
Pequena Central Hidrelétrica - PCH
Usina Termelétrica - UTE
Usina Eolioelétrica - 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 ocorreria 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 nas demonstrações financeiras. Os impactos registrados estão apresentados a seguir:

| 31.12.2018 | Término da concessão em 2024 | Efeitos | Término da concessão em 2019 |
|---|---|---|---|
| **BALANÇO PATRIMONIAL** | | | |
| **Ativo não circulante** | | | |
| Contas a receber vinculadas à concessão e ativos de contrato | 148.720 | 199.257 | 347.977 |
| Intangível | 152.538 | (148.919) | 3.619 |
| **DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO** | | | |
| **Receita Operacional Líquida** | | | |
| Valor justo do ativo indenizável da concessão | 9.184 | 3.009 | 12.193 |
| **Custos Operacionais** | | | |
| Amortização | (29.012) | 6.253 | (22.759) |

| 31.12.2017 | Término da concessão em 2024 | Efeitos | Término da concessão em 2019 |
|---|---|---|---|
| **BALANÇO PATRIMONIAL** | | | |
| **Ativo não circulante** | | | |
| Contas a receber vinculadas à concessão | 148.868 | 154.800 | 303.668 |
| Intangível | 198.688 | (154.800) | 43.888 |
| **DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO** | | | |
| **Receita Operacional Líquida** | | | |
| Valor justo do ativo indenizável da concessão | (197) | 41.078 | 40.881 |

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 |
|---|---|---|---|
| **CONCESSÕES ONEROSAS PELO DIREITO DE USO DO BEM PÚBLICO - UBP** | | | |
| **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 (a) | | 100 | 16.01.2046 |
| **Autorização - Portaria nº 133/2011** - PCH Cavernoso II | | 100 | 27.02.2046 |
| **Contrato de Concessão nº 002/2012 -** UHE Baixo Iguaçu (a) | | 30 | 13.09.2049 |
| **Contrato de Concessão nº 007/2013** | | | |
| UHE Apucaraninha | | 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 |
| **CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO** | | | |
| **Contrato de Concessão nº 045/1999** | | | |
| UTE Figueira (NE nº 35.2.6) | | 100 | 26.03.2019 |
| UHE Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia) (NE nº 35.2.6) | | 100 | 17.09.2023 |
| UHE São Jorge | | 100 | 03.12.2024 |
| UHE Guaricana | | 100 | 16.08.2026 |
| UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo) | | 100 | 15.11.2029 |
| UHE Gov. José Richa (Salto Caxias) | | 100 | 04.05.2030 |
| **Autorização - Resolução nº 278/1999** - EOL Palmas | | 100 | 28.09.2029 |
| **Despacho nº 182/2002 -** Central Geradora Hidrelétrica - CGH Melissa, CGH Pitangui e CGH Salto do Vau (apenas registro na A | | 100 | - |
| **Contrato de Concessão nº 002/2016 -** 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 | - |
| **Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias** | | | |
| UEG Araucária | Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (20% da Copel) | 60 | 22.12.2029 |
| Nova Asa Branca I | Portaria MME nº 267/2011 - EOL Asa Branca I | 100 | 24.04.2046 |
| Nova Asa Branca II | Portaria MME nº 333/2011 - EOL Asa Branca II | 100 | 30.05.2046 |
| Nova Asa Branca III | Portaria MME nº 334/2011 - EOL Asa Branca III | 100 | 30.05.2046 |
| Nova Eurus IV | Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurus IV | 100 | 26.04.2046 |
| Santa Maria | Portaria MME nº 274/2012 - EOL SM | 100 | 07.05.2047 |
| Santa Helena | Portaria MME nº 207/2012 - EOL Santa Helena | 100 | 08.04.2047 |
| Ventos de Santo Uriel | Portaria MME nº 201/2012 - EOL Ventos de Santo Uriel | 100 | 08.04.2047 |
| GE Boa Vista | Portaria MME nº 276/2011 - EOL Dreen Boa Vista | 100 | 27.04.2046 |
| GE Farol | Portaria MME nº 263/2011 - EOL Farol | 100 | 19.04.2046 |
| GE Olho D'Água | Portaria MME nº 343/2011 - EOL Dreen Olho D'Água | 100 | 31.05.2046 |
| GE São Bento do Norte | Portaria MME nº 310/2011 - EOL Dreen São Bento do Norte | 100 | 18.05.2046 |
| Esperança do Nordeste | Portaria MME nº 183/2015 - EOL Esperança do Nordeste (b) | 100 | 10.05.2050 |
| Paraíso dos Ventos do Nordeste | Portaria MME nº 182/2015 - EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste (a) | 100 | 10.05.2050 |
| Usina de Energia Eólica Jangada | REA nº 3.257/2011 - EOL GE Jangada (b) | 100 | 04.01.2042 |
| Maria Helena | REA nº 3.259/2011 - EOL GE Maria Helena (b) | 100 | 04.01.2042 |
| Usina de Energia Eólica Potiguar | Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar (b) | 100 | 10.05.2050 |
| Usina de Energia Eólica Guajiru | REA nº 3.256/2011 - EOL Dreen Guajiru (b) | 100 | 04.01.2042 |
| Usina de Energia Eólica Cutia | REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia (b) | 100 | 04.01.2042 |
| São Bento do Norte I | Portaria n° 349/2015 - EOL São Bento do Norte I (b) | 100 | 03.08.2050 |
| São Bento do Norte II | Portaria n° 348/2015 - EOL São Bento do Norte II (b) | 100 | 03.08.2050 |
| São Bento do Norte III | Portaria n° 347/2015 - EOL São Bento do Norte III (a) | 100 | 03.08.2050 |
| São Miguel I | Portaria n° 352/2015 - EOL São Miguel I (b) | 100 | 03.08.2050 |
| São Miguel II | Portaria n° 351/2015 - EOL São Miguel II (b) | 100 | 03.08.2050 |
| São Miguel III | Portaria n° 350/2015 - EOL São Miguel III (b) | 100 | 03.08.2050 |
| Foz do Chopim | Autorização - Resolução nº 114/2000 - PCH Arturo Andreoli | 35,77 | 23.04.2030 |
| PCH Bela Vista | Resolução Autorizativa Nº 913/2007 (c) | 99,9 | 01.01.2041 |

(a) Empreendimento em construção.
(b) Início de operação a partir de dezembro de 2018.
(c) Empreendimento em construção, em processo de transferência da outorga após o êxito no Leilão nº 003/2018-ANEEL, em 31.08.2018.

| Copel GeT | | Participação % | Vencimento |
|---|---|---|---|
| **Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE** | | | |
| Contrato nº 060/2001 (prorrogado pelo 3º Termo Aditivo) - Instalações de transmissão - diversos empreendimentos | | 100 | 31.12.2042 |
| Contrato nº 075/2001 - LT Bateias - Jaguariaíva | | 100 | 16.08.2031 |
| Contrato nº 006/2008 - LT Bateias - Pilarzinho | | 100 | 16.03.2038 |
| Contrato nº 027/2009 - LT Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste | | 100 | 18.11.2039 |
| Contrato nº 010/2010 - LT Araraquara II - Taubaté | | 100 | 05.10.2040 |
| Contrato nº 015/2010 - SE Cerquilho III | | 100 | 05.10.2040 |
| Contrato nº 022/2012 - LT - Foz do Chopim - Salto Osório C2; LT 230 kV Londrina - Figueira | | 100 | 26.08.2042 |
| Contrato nº 002/2013 - LT - Assis - Paraguaçu Paulista II; SE 230/88 kV Paraguaçu Paulista II | | 100 | 24.02.2043 |
| Contrato nº 005/2014 - LT - Bateias - Curitiba Norte; SE 230/138 kV Curitiba Norte | | 100 | 28.01.2044 |
| Contrato nº 021/2014 - LT Foz do Chopim - Realeza; SE Realeza 230/138 kV - Pátio novo em 230 kV | | 100 | 04.09.2044 |
| Contrato nº 022/2014 - LT Assis - Londrina | | 100 | 04.09.2044 |
| Contrato nº 006/2016 - LT 525kV Curitiba Leste - Blumenau C1 (a)<br>LT 230 kV Uberaba - Curitiba Centro C1 e C2 (Subterrânea) (a)<br>SE 230/138 kV Curitiba Centro (SF6) - 230/138 kV - 2 x ATF 150 MVA (a)<br>SE 230/138 kV Medianeira (pátio novo 230 kV) - 2 x 150 MVA (a)<br>LT 230 kV Baixo Iguaçu - Realeza (a)<br>SE 230/138 kV Andirá Leste - 2 x ATR 150 MVA (a) | | 100 | 06.04.2046 |
| **Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias** | | | |
| Costa Oeste Transmissora | Contrato nº 001/2012 - LT Cascavel Oeste - Umuarama; SE Umuarama 230/20138 kV | 100 | 11.01.2042 |
| Caiuá Transmissora | Contrato nº 007/2012 - LT Umuarama - Guaíra; LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte; SE Santa Quitéria 230/69-13,8 kV; SE Cascavel Norte 230/20138-13,8 kV | 49 | 09.05.2042 |
| Marumbi Transmissora | Contrato nº 008/2012 - LT Curitiba - Curitiba Leste; SE Curitiba Leste 525/230 kV | 100 | 09.05.2042 |
| Integração Maranhense | Contrato nº 011/2012 - LT Açailândia - Miranda II | 49 | 09.05.2042 |
| Matrinchã Transmissora | Contrato nº 012/2012 - LT Paranaíta - Ribeirãozinho; LT 500 kV Paranaíta - Cláudia; SE Cláudia 500 kV; LT 500 kV Cláudia - Paranatinga; SE Paranatinga 500 kV; LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho | 49 | 09.05.2042 |
| Guaraciaba Transmissora | Contrato nº 013/2012 - LT Ribeirãozinho - Marimbondo II; LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte; LT 500 Rio Verde Norte - Marimbondo II; Seccionamento das LTs 500 kV Marimbondo - Araraquara, na SE Marimbondo II; SE Marimbondo II 500 kV | 49 | 09.05.2042 |
| Paranaíba Transmissora | Contrato nº 007/2013 - LT - T 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas; LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia; LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2 | 24,5 | 01.05.2043 |
| Mata de Santa Genebra | Contrato nº 001/2014 - LT - Itatiba - Bateias (a); LT 500 kV Itatiba - Bateias (a); LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba (a); LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias (a); SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV (a); SE Itatiba 500 kV (a); SE 500/440 kV Fernão Dias (a) | 50,1 | 13.05.2044 |
| Cantareira Transmissora | Contrato nº 019/2014 - LT - Estreito - Fernão Dias | 49 | 04.09.2044 |

(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 28.03.2019.

### 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; e
- NE nº 4.2 - Instrumentos financeiros.

#### 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 e 18.7 - Redução ao valor recuperável de ativos;

- NEs n$^{os}$ 4.11 e 29 - Provisões para litígios e passivos contingentes;
- NE nº 4.12 - Reconhecimento de receita;
- NE 4.14 - Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;
- NE 4.15 - Operações de compra e venda de energia em mercado ativo;
- NE nº 7.3 - Perdas de crédito esperadas;
- NE n$^{o}$ 13.2 - Imposto de renda e contribuição social diferidos; e
- NE n$^{o}$ 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 eos 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 justo 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 operam com instrumentos financeiros derivativos, exceto pelos contratos de compra e venda de energia divulgados na NE nº 35.2.12, bem como não possuem instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

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.

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 7° do artigo 8° 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 10.5).

4.4.5 Concessão de geração de energia elétrica

A Companhia operou e opera contratos de concessão de geração de energia elétrica que contem 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 publico 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 faz frente os 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, mensalmente essa receita é reconhecida no resultado e faturada em conjunto com a parte da receita reconhecida na fase de construção referente a remuneração dos ativos construídos que passa a ser apresentada na 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 4.13) e por sua remuneração financeira (NE 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 provisões para perdas com ativos financeiros são baseadas em premissas sobre o risco de inadimplência e nas taxas de perdas esperadas. A Companhia aplica julgamento para estabelecer essas premissas e para selecionar os dados para o cálculo do *impairment*, com base no histórico da Companhia, 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 considerando uma provisão para perdas esperadas ao longo da vida útil para todas as contas a receber de clientes. Para mensurar as perdas de crédito esperadas, as contas a receber de clientes são agrupadas com base nas características compartilhadas de risco de crédito e nos dias de atraso.

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 inicio 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. 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 2018 e de 2017 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 do Preço de liquidação das diferenças - PLD multiplicado pelas sobras de energia declaradas junto a CCEE, ou, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente, por estimativa preparada pela Administração.

### 4.15 Operações de compra e venda de energia em mercado ativo

A Companhia negocia operações de compra e venda de energia em mercado ativo 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 período.

### 4.16 Arrendamentos

Os arrendamentos são classificados como financeiros sempre que os termos do contrato de arrendamento transferirem substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do bem para o arrendatário. Os outros arrendamentos, que não se enquadram nas características acima, são classificados como operacionais.

### 4.17 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.

### 4.18 Novas normas adotadas a partir deste exercício

Os seguintes pronunciamentos contábeis foram revisados e não tiveram nenhum efeito importante sobre as transações realizadas pela Companhia em períodos anteriores ou posteriores ao início de sua vigência, em 1º.01.2018:

(i) ICPC 21/IFRIC 22 - Transações em moeda estrangeira e adiantamento;

(ii) CPC 10 (R1)/IFRS 2 - Pagamento baseado em ações;

(iii) CPC 28/IAS 40 - Propriedades para investimento;

(iv) CPC 18 (R2)/IAS 28 - Investimento em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto; e

(v) Revisão anual do CPC n° 12/2017 (IASB ciclo 2014-2016).

Além disso, a Companhia e suas controladas adotaram as seguintes normas, com efeito nas demonstrações financeiras a partir de 1º.01.2018:

### 4.18.1 CPC 48/IFRS 9 - Instrumentos Financeiros

Na adoção do CPC 48/IFRS 9 a Companhia aplicou a isenção constante do item 7.2.15 da norma, que lhe permite não reapresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros.

A nova norma estabeleceu três categorias para classificação e mensuração de ativos financeiros: (i) mensurados ao valor justo por meio do resultado; (ii) mensurados pelo custo amortizado, baseado no modelo de negócio pelo qual eles são mantidos e nas características de seus fluxos de caixa contratuais; e (iii) mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes. A adoção inicial produziu os seguintes impactos na classificação dos ativos financeiros da Companhia:

| Instrumento financeiro | Classificação conforme CPC 38/IAS 39 | Nova classificação (CPC 48/IFRS 9) |
|---|---|---|
| Títulos e valores mobiliários | Disponíveis para venda | Valor justo por meio do resultado |
| Cauções e depósitos vinculados | Empréstimos e recebíveis | Custo amortizado |
| Clientes | Empréstimos e recebíveis | Custo amortizado |
| Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná | Empréstimos e recebíveis | Custo amortizado |
| Ativos financeiros setoriais | Empréstimos e recebíveis | Custo amortizado |
| Contas a receber vinculadas à concessão - transmissão (amortizável) | Empréstimos e recebíveis | (a) |
| Contas a receber vinculadas à concessão - transmissão (indenizável) | Empréstimos e recebíveis | (a) |
| Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga | Empréstimos e recebíveis | Custo amortizado |
| Contas a receber vinculadas à concessão - distribuição | Disponíveis para venda | Valor justo por meio do resultado |
| Contas a receber vinculadas à concessão - geração | Disponíveis para venda | Valor justo por meio do resultado |
| Estado do Paraná - Programas do Governo | Empréstimos e recebíveis | Custo amortizado |
| Outros investimentos temporários | Disponíveis para venda | Valor justo por meio do resultado |

(a) Direitos que passaram a ser considerados ativos de contrato, conforme CPC 47/IFRS 15 (NE nº 11)

Além disso, a norma exige que a Administração da Companhia realize avaliação de seus ativos financeiros com base em doze meses ou por toda a vida do ativo e registre os efeitos quando houver indicativos de perdas em crédito esperadas nos ativos financeiros. O CPC 48/IFRS 9 definiu o modelo de expectativa de perda no crédito, o qual requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em créditos e modificações nessa expectativa a cada data de reporte, para refletir as mudanças no risco de crédito desde o reconhecimento inicial.

Anteriormente, o *impairment* de contas a receber de clientes era apresentado como perdas incorridas. As contas a receber individuais incobráveis eram baixadas por meio da redução direta do valor contábil.

Desde a adoção da nova norma a Companhia aplica a abordagem simplificada e registra perdas esperadas durante toda a vida dos ativos financeiros de contas a receber de clientes. O efeito no balanço patrimonial em 1º.01.2018, decorrente desta nova prática contábil, está demonstrado na NE nº 4.18.3.

Com relação aos passivos financeiros, o CPC 48/IFRS 9 definiu que a mudança no valor justo do passivo financeiro designado ao valor justo contra o resultado, que seja atribuível a mudanças no risco de crédito daquele passivo, seja apresentada em outros resultados abrangentes e não na demonstração do resultado, a menos que tal reconhecimento resulte em incompatibilidade na demonstração do resultado. Não houve impacto na classificação de passivos financeiros da Companhia.

4.18.2 CPC 47/IFRS 15 - Receita de contratos com clientes

Na adoção do CPC 47/IFRS 15, a Companhia optou por adotar a norma na data da aplicação inicial como ajuste ao saldo de abertura, 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.

A norma estabelece que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços. Portanto, a entidade reconhece a receita somente quando (ou se) a obrigação de performance for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de determinada operação são efetivamente transferidos ao cliente.

A norma também determina que quando a Companhia concluir a performance por meio da transferência de bens ou serviços ao cliente antes do pagamento da contraprestação ou antes que o pagamento seja devido, a entidade deve apresentar este direito como ativo de contrato.

O ativo de contrato é definido pela norma como o direito à contraprestação em troca de bens ou serviços transferido ao cliente quando esse direito está condicionado a algo além da passagem do tempo como por exemplo o seu desempenho futuro.

Os efeitos no balanço patrimonial decorrentes da adoção desta norma estão demonstrados na NE nº 4.18.3.

Além disso, também em decorrência da nova norma, no segmento distribuição de energia elétrica a Companhia mudou a forma de contabilização das compensações de não performance dos indicadores de continuidade, que anteriormente eram registrados como despesa operacional e passaram a ser contabilizados como redutor da receita de disponibilidade da rede elétrica.

4.18.3 Efeitos nas demonstrações financeiras

As diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção inicial do CPC47/ IFRS 15 e CPC 48/IFRS 9 foram reconhecidas nos lucros acumulados, no total de R$ 160.533, conforme demonstrado a seguir:

| | Controladora | | | | Consolidado | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 31.12.2017 | Efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15 | Efeitos da aplicação do CPC 48/IFRS 9 | 1º.01.2018 | 31.12.2017 | Efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15 | Efeitos da aplicação do CPC 48/IFRS 9 | 1º.01.2018 |
| **BALANÇO PATRIMONIAL** | | | | | | | | |
| **Ativo** | **17.955.966** | **(150.428)** | **(14.496)** | **17.791.042** | **33.162.377** | **(150.428)** | **(14.496)** | **32.997.453** |
| Ativo circulante | 998.294 | - | - | 998.294 | 5.701.834 | (2.960) | (18.608) | 5.680.266 |
| Clientes (a) (b) | - | - | - | - | 2.733.240 | (2.960) | (18.507) | 2.711.773 |
| Outros créditos (a) | 8.287 | - | - | 8.287 | 409.351 | - | (101) | 409.250 |
| Contas a receber vinculadas à concessão (c) | - | - | - | - | 149.744 | (66.366) | - | 83.378 |
| Ativos de contrato (c) | - | - | - | - | - | 66.366 | - | 66.366 |
| Ativo não circulante | 16.957.672 | (150.428) | (14.496) | 16.792.748 | 27.460.543 | (147.468) | 4.112 | 27.317.187 |
| Clientes (a) | - | - | - | - | 261.082 | - | (3.356) | 257.726 |
| Contas a receber vinculadas à concessão (c) | - | - | - | - | 4.429.237 | (2.066.325) | - | 2.362.912 |
| Ativos de contrato (c) | - | - | - | - | - | 2.774.142 | - | 2.774.142 |
| Impostos diferidos | 102.236 | - | - | 102.236 | 915.492 | 1.280 | 7.468 | 924.240 |
| Investimentos (d) | 14.987.607 | (150.428) | (14.496) | 14.822.683 | 2.570.643 | (148.748) | - | 2.421.895 |
| Intangível em curso (c) | 830 | - | - | 830 | 9.829.450 | (707.817) | - | 9.121.633 |
| **Passivo** | **17.955.966** | **(150.428)** | **(14.496)** | **17.791.042** | **33.162.377** | **(150.428)** | **(14.496)** | **32.997.453** |
| Patrimônio líquido | 15.207.842 | (150.428) | (14.496) | 15.042.918 | 15.510.503 | (150.428) | (14.496) | 15.345.579 |
| Atribuível aos acionistas da empresa controladora | 15.207.842 | (150.428) | (14.496) | 15.042.918 | 15.207.842 | (150.428) | (14.496) | 15.042.918 |
| Ajustes de avaliação patrimonial (e) | 895.601 | - | (4.391) | 891.210 | 895.601 | - | (4.391) | 891.210 |
| Lucros acumulados | - | (150.428) | (10.105) | (160.533) | - | (150.428) | (10.105) | (160.533) |

a) Aumento de R$ 21.863 em perdas de créditos esperadas de clientes e de R$ 101 em perdas de créditos esperadas de outros créditos, reconhecido em lucros acumulados líquido de tributos.

b) No segmento de telecomunicações o reconhecimento da receita de ativação ocorre em momento específico de tempo caso o cliente opte pela não fidelização do plano de conectividade. Caso opte pela fidelização, há desconto no montante do valor da prestação do serviço durante o plano e a receita será diferida no período de doze meses. A Companhia avaliou que o ajuste de receita diferida a ser reconhecido em 1º.01.2018 era de R$ 2.960, com base nos contratos vigentes em 31.12.2017.

c) Reclassificação de R$ 2.132.691 de contas a receber vinculadas à concessão para ativos de contrato, referente aos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica, pela adoção do CPC 47/IFRS 15, que trouxe o conceito do direito ao recebimento da infraestrutura construída condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho de operar e manter a infraestrutura e não mais somente pela passagem do tempo.

   Reclassificação de R$ 707.817 de intangível em curso para ativos de contrato em decorrência de que as obras em curso de distribuição de energia elétrica e gás canalizado estavam sob o escopo do ICPC 01/IFRIC 12 até 31.12.2017. Com a entrada em vigor, em 1º.01.2018, do CPC 47/IFRS 15 e a revisão do ICPC 01/IFRIC 12 a Companhia passou a classificar como ativo de contrato as obras de distribuição de energia elétrica e gás canalizado durante o período de construção.

d) Até 31.12.2017, as controladas em conjunto que atuam no segmento de transmissão de energia elétrica tinham seus contratos de concessão de transmissão de energia elétrica classificados como ativo financeiro sob o escopo do CPC 38/IAS 39 e do ICPC 01/IFRIC 12. Com a entrada em vigor, em 1º.01.2018, do CPC 47/IFRS 15, trazendo o conceito do direito ao recebimento da infraestrutura construída condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho de operar e manter a infraestrutura e não mais somente pela passagem do tempo, os contratos de concessão de transmissão de energia elétrica passaram a ser classificados como ativos de contratos. Com isso, o

saldo do ativo financeiro das controladas em conjunto passou a ser classificado, em 1°.01.2018, como ativo contrato conforme as práticas da Companhia, com redução em sua mensuração no valor de R$ 148.748, com efeito na Copel na rubrica de Investimentos, por equivalência patrimonial. Na transição a Companhia e suas controladas em conjunto 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.

e) Realização do saldo de valor justo de outros investimentos temporários, anteriormente classificados como disponível para venda e registrados em outros resultados abrangentes no escopo do CPC 38/IAS 39. A partir de 1°.01.2018 o valor justo dos investimentos temporários passou a ser classificado como valor justo por meio do resultado conforme CPC 48/IFRS 9.

### 4.19 Novas normas que ainda não entraram em vigor

A partir de 1º.01.2019 estarão vigentes alterações nos seguintes pronunciamentos, os quais não foram adotados antecipadamente pela Companhia:

(i) CPC 18 (R2)/IAS 28 - Investimento em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto;

(ii) CPC 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a empregados;

(iii) CPC 48/IFRS 9 - Instrumentos financeiros; e

(iv) Revisão anual do CPC n° 13/2018 (IASB ciclo 2015-2017).

A Companhia procedeu a uma avaliação sobre a aplicação dessas alterações e não espera impactos significativos em suas demonstrações contábeis pela adoção dos novos requerimentos

Além disso, as normas abaixo, também vigentes a partir de 1º.01.2019 e não adotadas antecipadamente pela Companhia foram avaliadas, conforme descrito a seguir.

#### 4.19.1 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). 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 intangível (Ativo de Direito de Uso) e passivo (Outras Contas a Pagar) a valor presente; e reconhecer a amortização do ativo de direito de uso e os juros do arrendamento separadamente no resultado.

Para arrendamentos de curto prazo (prazo de arrendamento de 12 meses ou menos) e arrendamentos de ativos de baixo valor (como computadores, impressoras e móveis), a Companhia optará por reconhecer uma despesa de arrendamento em base linear conforme previsto no CPC 06 (R2) / IFRS 16.

Será aplicado o método de transição retrospectivo modificado, o qual não requer a apresentação de informações comparativas, e o passivo e o ativo de direito de uso são reconhecidos pelo valor presente das parcelas remanescentes.

Em 1º.01.2019, a Companhia reconhecerá um ativo de direito de uso e um passivo de arrendamento ao valor presente de aproximadamente R$ 114.000, acarretando uma variação não superior a 0,5% do Ativo total consolidado em 31.12.2018, sem impactos no Patrimônio Líquido.

4.19.2 ICPC22/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 não aceitação.

A Companhia está avaliando os tratamentos de tributo sobre o lucro e tem a expectativa de que a aplicação da norma não trará impactos significativos em seus resultados.

## 5 Caixa e Equivalentes de Caixa

| | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|
| | **31.12.2018** | **31.12.2017** | **31.12.2018** | **31.12.2017** |
| Caixa e bancos conta movimento | 2.044 | 2.477 | 167.728 | 157.470 |
| Aplicações financeiras de liquidez imediata | 312.959 | 54.356 | 1.780.681 | 882.605 |
| | **315.003** | **56.833** | **1.948.409** | **1.040.075** |

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 75% e 101% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

## 6 Títulos e Valores Mobiliários

| | | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Categoria** | **Indexador** | **31.12.2018** | **31.12.2017** | **31.12.2018** | **31.12.2017** |
| Cotas de fundos de investimentos (a) | CDI | 123.560 | 90 | 286.855 | 114.732 |
| Certificados de Depósitos Bancários - CDB | 95,0% a 101% do CDI | - | - | 50.629 | 57.192 |
| Operação Compromissada | 96,5% a 98% do CDI | - | - | 6.116 | 47.052 |
| Letras Financeiras do Tesouro - LFT | Selic | - | - | 696 | 687 |
| | | **123.560** | **90** | **344.296** | **219.663** |
| | **Circulante** | **123.560** | **90** | **124.862** | **1.341** |
| | **Não circulante** | **-** | **-** | **219.434** | **218.322** |

Certificado de Depósito Interbancário - CDI
Taxa de juros equivalente à taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - Selic
(a) Tratam-se de fundos de renda fixa na Controladora e de contas de reserva destinadas ao cumprimento de contratos com o BNDES, nas demais empresas.

A Copel e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 1 a 60 meses a partir do final do período de relatório.

## 7 Clientes

| **Consolidado** | **Saldos vincendos** | **Vencidos até 90 dias** | **Vencidos há mais de 90 dias** | **Saldo 31.12.2018** | **Saldo 31.12.2017** |
|---|---|---|---|---|---|
| **Consumidores** | | | | | |
| Residencial | 343.122 | 224.828 | 16.671 | 584.621 | 512.817 |
| Industrial | 282.547 | 40.763 | 85.786 | 409.096 | 368.054 |
| Comercial | 284.733 | 64.786 | 29.930 | 379.449 | 340.520 |
| Rural | 64.804 | 20.498 | 4.332 | 89.634 | 80.531 |
| Poder público | 43.038 | 9.028 | 4.854 | 56.920 | 55.826 |
| Iluminação pública | 39.095 | 19 | - | 39.114 | 37.684 |
| Serviço público | 41.211 | 1.046 | 445 | 42.702 | 39.780 |
| Receita de fornecimento não faturada | 538.245 | - | - | 538.245 | 471.421 |
| Parcelamento de débitos (7.1) | 137.866 | 15.129 | 44.956 | 197.951 | 190.261 |
| Subsídio baixa renda - Eletrobras | 11.958 | - | - | 11.958 | 14.435 |
| Outros créditos | 41.725 | 23.768 | 72.623 | 138.116 | 157.611 |
| | **1.828.344** | **399.865** | **259.597** | **2.487.806** | **2.268.940** |
| **Concessionárias, permissionárias e comercializadoras** | | | | | |
| **Suprimento de energia elétrica** | | | | | |
| Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR | 4.590 | 788 | 5.504 | 10.882 | 61.838 |
| Contratos bilaterais | 94.162 | - | 7.432 | 101.594 | 68.111 |
| CCEE (7.2) | 132.801 | - | 190.856 | 323.657 | 442.541 |
| Receita de suprimento não faturada | 137.076 | - | - | 137.076 | 183.765 |
| Regime de cotas e Ressarcimento de geradores | - | 740 | 2.254 | 2.994 | 1.331 |
| | **368.629** | **1.528** | **206.046** | **576.203** | **757.586** |
| **Encargos de uso da rede elétrica** | **191.879** | **8.305** | **7.876** | **208.060** | **162.020** |
| **Telecomunicações** | **43.499** | **13.190** | **6.296** | **62.985** | **65.769** |
| **Distribuição de gás** | **87.754** | **5.074** | **10.512** | **103.340** | **49.837** |
| **(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)** | **(2.886)** | **(10.732)** | **(317.770)** | **(331.388)** | **(309.830)** |
| | **2.517.219** | **417.230** | **172.557** | **3.107.006** | **2.994.322** |
| **Circulante** | | | | **2.944.091** | **2.733.240** |
| **Não circulante** | | | | **162.915** | **261.082** |

### 7.1 Parcelamento de débitos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 31.12.2018, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto, que varia de 0,0028% a 2,1450% a.m.

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

Do saldo total, os montantes mais significativos são R$ 54.873 da Copel DIS, integralmente recebidos até a data desta publicação, R$ 57.930 das Eólicas, dos quais R$ 8.606 já foram recebidos ou compensados e o saldo remanescente tem previsão de recebimento ou compensação com as próximas liquidações da CCEE, e R$ 201.252 da Copel GeT, dos quais R$ 42.023 já foram recebidos e o saldo também tem previsão de recebimento ou compensação com as próximas liquidações da CCEE. Desse montante da GeT, R$ 190.856 é remanescente do saldo de R$ 231.617 proveniente do reprocessamento pela CCEE da energia valorada ao PLD do período de janeiro a outubro de 2015, em decorrência do êxito no pedido de antecipação de tutela na ação ordinária que pede a exclusão de responsabilidade na entrega de energia para cumprir os contratos de comercialização da UHE Colíder (NE nº 18.4). Neste período a Copel GeT cumpriu seu compromisso com sobras de energia descontratada em suas demais usinas.

Do montante apurado pela CCEE, com base no valor do PLD, 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. O saldo remanescente de R$ 81.586 corresponde ao direito líquido e certo pelo fornecimento da energia, independente de qualquer litigio, valorado ao preço dos contratos de comercialização.

Ainda, em relação ao excludente de responsabilidade da UHE Colíder, há outra parte adicional de R$ 43.844, referente ao mesmo fornecimento de energia, valorada ao PLD, que não foi reconhecida em virtude da incerteza sobre o julgamento do mérito da ação judicial.

### 7.3 Perdas de créditos esperadas

A partir de 1º.01.2018, 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 ajuste para perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos, conforme a composição abaixo:

| Consolidado | Saldo em 1°.01.2017 | Adições | Perdas | Saldo em 31.12.2017 | Efeito dos novos CPCs (NE nº 4.18.3) | Adições / (reversões) | Perdas | Saldo em 31.12.2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Consumidores** | | | | | | | | |
| Residencial | 66.502 | 36.177 | (80.147) | 22.532 | (5.708) | 62.274 | (57.376) | 21.722 |
| Industrial | 66.563 | 26.265 | (14.049) | 78.779 | 4.394 | 10.367 | (6.343) | 87.197 |
| Comercial | 67.075 | 18.101 | (25.901) | 59.275 | 16.973 | 10.318 | (16.849) | 69.717 |
| Rural | 3.130 | 2.997 | (3.396) | 2.731 | 1.646 | 3.734 | (4.301) | 3.810 |
| Poder público | 12.981 | (3.833) | (4.313) | 4.835 | 3.262 | (1.313) | (1.910) | 4.874 |
| Iluminação pública | 104 | 205 | (269) | 40 | 389 | (304) | (5) | 120 |
| Serviço público | 1.111 | (653) | (439) | 19 | 460 | 8 | (288) | 199 |
| Não faturado | | | | - | 1.573 | (71) | - | 1.502 |
| Ajuste a valor presente | | | | - | (4.048) | 1.165 | - | (2.883) |
| | **217.466** | **79.259** | **(128.514)** | **168.211** | **18.941** | **86.178** | **(87.072)** | **186.258** |
| **Concessionárias, permissionárias e comercializadoras** | | | | | | | | |
| CCEE (7.2) | 119.665 | - | - | 119.665 | - | - | - | 119.665 |
| Concessionárias e permissionárias | 13.077 | 1.287 | (175) | 14.189 | 4.155 | (8.860) | (10) | 9.474 |
| | **132.742** | **1.287** | **(175)** | **133.854** | **4.155** | **(8.860)** | **(10)** | **129.139** |
| **Telecomunicações** | **534** | **8.309** | **(7.332)** | **1.511** | **(1.233)** | **12.749** | **(9.148)** | **3.879** |
| **Distribuição de gás** | **4.924** | **1.433** | **(103)** | **6.254** | **-** | **6.017** | **(159)** | **12.112** |
| | **355.666** | **90.288** | **(136.124)** | **309.830** | **21.863** | **96.084** | **(96.389)** | **331.388** |

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

Por meio do quarto termo aditivo, assinado em 21.01.2005, foi renegociado, com o Estado do Paraná, o saldo em 31.12.2004 da Conta de Resultados a Compensar - CRC, no montante de R$ 1.197.404, em 244 prestações recalculadas pelo sistema Price de amortização, atualizado pela variação do IGP-DI, e juros de 6,65% a.a., os quais são recebidos mensalmente, com vencimento da primeira parcela em 30.01.2005 e as demais com vencimentos subsequentes e consecutivos.

O Estado do Paraná solicitou à Companhia e o Conselho de Administração aprovou em 16.06.2016, condicionado à anuência do Ministério da Fazenda, a Novação do Termo de Ajuste da CRC, que contempla: (i) no período de abril a dezembro de 2016, carência total dos pagamentos de principal e juros; e (ii) de janeiro a dezembro de 2017, carência somente do valor principal, porém com pagamentos dos juros mensais. As demais cláusulas seriam mantidas, inclusive a manutenção dos índices de correção e juros atualmente vigentes, não afetando, desta forma, o valor presente líquido global do referido contrato.

A Administração da Companhia e o Estado do Paraná formalizaram em 31.10.2017 o quinto termo aditivo.

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 rigorosamente os pagamentos nas condições contratadas, restando 76 parcelas mensais.

### 8.1 Mutação do CRC

| Saldo em 1º.01.2017 | Juros | Variação monetária | Recebimentos | Saldo em 31.12.2017 | Juros | Variação monetária | Recebimentos | Saldo em 31.12.2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1.522.735 | 97.085 | (6.373) | (97.085) | 1.516.362 | 93.009 | 95.788 | (260.117) | 1.445.042 |
| **Circulante** | | | | **167.109** | | | | **190.876** |
| **Não circulante** | | | | **1.349.253** | | | | **1.254.166** |

### 8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

| | |
|---|---|
| 2020 | 203.570 |
| 2021 | 217.108 |
| 2022 | 231.547 |
| 2023 | 246.946 |
| 2024 | 263.369 |
| Após 2024 | 91.626 |
| | **1.254.166** |

## 9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

Os valores que compõem os Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos são: a) Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A - CVA, composta pela variação entre os custos previstos e realizados de aquisição de energia elétrica, de transmissão de energia e de 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 / passivos constituídos.

Desta forma, o saldo em 31.12.2018 é composto pelo: i) ciclo anterior (reajuste tarifário 2018), em amortização, que representa o saldo homologado pela Aneel já contemplado na tarifa; e ii) pelo ciclo em constituição (reajuste tarifário 2019 e revisão tarifária periódica 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 | 31.12.2018 | | 31.12.2017 | |
|---|---|---|---|---|
| | Circulante | Não circulante | Circulante | Não circulante |
| **Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2018** | | | | |
| Parcela A | | | | |
| Energia elétrica para revenda - CVA Energ | 274.495 | - | 333.412 | 333.412 |
| Energia elétrica para revenda - Itaipu | 278.072 | - | 250.851 | 250.851 |
| Transporte de energia pela rede básica | 28.100 | - | 18.056 | 18.056 |
| Transporte de energia de Itaipu | 8.312 | - | 5.063 | 5.063 |
| Encargos de Serviços do Sistema - ESS | (240.248) | - | (211.735) | (211.735) |
| Conta de Desenvolvimento Energético - CDE | 16.434 | - | (28.800) | (28.800) |
| Proinfa | 3.007 | - | (33) | (33) |
| Outros componentes financeiros | | | | |
| Neutralidade | 42.605 | - | 33.319 | 33.319 |
| Sobrecontratação | (46.972) | - | (112.137) | (112.137) |
| Risco hidrológico | (175.117) | - | (93.964) | (93.964) |
| Devoluções tarifárias | (36.840) | - | (21.302) | (21.302) |
| Ajuste CVA Angra III | 6.272 | - | (1.121) | (1.121) |
| Outros | 5.429 | - | - | - |
| | **163.549** | **-** | **171.609** | **171.609** |
| **Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2019** | | | | |
| Parcela A | | | | |
| Energia elétrica para revenda - CVA Energ | 176.198 | 176.198 | - | - |
| Energia elétrica para revenda - Itaipu | 304.085 | 304.086 | - | - |
| Transporte de energia pela rede básica | (29.307) | (29.307) | - | - |
| Transporte de energia de Itaipu | 7.469 | 7.469 | - | - |
| Encargos de Serviços do Sistema - ESS | (120.862) | (120.862) | - | - |
| Conta de Desenvolvimento Energético - CDE | 71.325 | 71.325 | - | - |
| Proinfa | (9) | (9) | - | - |
| Outros componentes financeiros | | | | |
| Neutralidade | 40.212 | 40.211 | - | - |
| Sobrecontratação | (95.722) | (95.722) | - | - |
| Risco hidrológico | (71.958) | (71.958) | - | - |
| Devoluções tarifárias | (23.796) | (23.796) | - | - |
| | **257.635** | **257.635** | **-** | **-** |
| | **421.184** | **257.635** | **171.609** | **171.609** |

| Consolidado | 31.12.2018 | | 31.12.2017 | |
|---|---|---|---|---|
| | Circulante | Não circulante | Circulante | Não circulante |
| **Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2017** | | | | |
| Parcela A | | | | |
| Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ | - | - | (168.939) | - |
| ESS | - | - | (167.938) | - |
| CDE | - | - | (84.293) | - |
| Proinfa | - | - | (5.122) | - |
| Energia elétrica para revenda - Itaipu | - | - | 36.002 | - |
| Transporte de energia pela rede básica | - | - | 11.127 | - |
| Transporte de energia comprada de Itaipu | - | - | 2.797 | - |
| Outros componentes financeiros | | | | |
| Devoluções tarifárias | - | - | (12.470) | - |
| Sobrecontratação | - | - | 87.949 | - |
| Neutralidade | - | - | 54.609 | - |
| Ajuste CVA Angra III | - | - | 50.435 | - |
| Outros | - | - | 3.024 | - |
| | **-** | **-** | **(192.819)** | **-** |
| **Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021** | | | | |
| Componentes financeiros | | | | |
| Devoluções tarifárias | - | (96.531) | - | (90.700) |
| | **-** | **(96.531)** | **-** | **(90.700)** |
| | **-** | **(96.531)** | **(192.819)** | **(90.700)** |

## 9.2 Mutação dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

| Consolidado | Saldo em | Receita Operacional | | Resultado financeiro | Bandeiras | Saldo em |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 31.12.2017 | Constituição | Amortização | Atualização | tarifárias | 31.12.2018 |
| **Parcela A** | | | | | | |
| Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu (9.2.1) | 537.704 | 661.144 | (348.586) | 35.981 | - | 886.243 |
| Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ (9.2.2) | 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 (9.2.3) | (591.408) | (302.226) | 443.817 | (32.155) | - | (481.972) |
| CDE (9.2.4) | (141.893) | 231.308 | 69.851 | (182) | - | 159.084 |
| Proinfa | (5.188) | 6.111 | 2.024 | 42 | - | 2.989 |
| **Outros componentes financeiros** | | | | | | |
| Neutralidade (9.2.5) | 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 (9.2.6) | (187.928) | (310.975) | 189.289 | (9.419) | - | (319.033) |
| Devoluções tarifárias (9.2.7) | (145.774) | (80.493) | 52.290 | (6.986) | - | (180.963) |
| Sobrecontratação (9.2.8) | (136.325) | (54.421) | (37.176) | (10.494) | - | (238.416) |
| Outros | 3.024 | 11.193 | (8.892) | 104 | - | 5.429 |
| | **59.699** | **965.452** | **19.892** | **20.219** | **(482.974)** | **582.288** |
| **Ativo circulante** | **171.609** | | | | | **421.184** |
| **Ativo não circulante** | **171.609** | | | | | **257.635** |
| **Passivo circulante** | **(192.819)** | | | | | **-** |
| **Passivo não circulante** | **(90.700)** | | | | | **(96.531)** |

| Consolidado | Saldo em 1º.01.2017 | Receita Operacional | | Resultado financeiro | Bandeiras tarifárias | Saldo em 31.12.2017 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Constituição | Amortização | Atualização | | |
| **Parcela A** | | | | | | |
| Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu (9.2.1) | 424.085 | 495.889 | (420.054) | 37.784 | - | 537.704 |
| Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ (9.2.2) | (536.125) | 937.324 | 517.751 | (1.845) | (419.220) | 497.885 |
| Transporte de energia pela rede básica | 8.411 | 50.426 | (12.275) | 677 | - | 47.239 |
| Transporte de energia comprada de Itaipu | 7.703 | 11.067 | (7.155) | 1.308 | - | 12.923 |
| ESS (9.2.3) | (273.418) | (529.932) | 262.568 | (50.626) | - | (591.408) |
| CDE (9.2.4) | 70.611 | (158.514) | (60.149) | 6.159 | - | (141.893) |
| Proinfa | 17.293 | (14.677) | (10.423) | 2.619 | - | (5.188) |
| **Outros componentes financeiros** | | | | | | |
| Neutralidade (9.2.5) | 190.976 | 28.694 | (99.593) | 1.170 | - | 121.247 |
| Ajuste CVA Angra III | - | 97.426 | (54.516) | 5.283 | - | 48.193 |
| Risco hidrológico (9.2.6) | - | (183.728) | - | (4.200) | - | (187.928) |
| Devoluções tarifárias (9.2.7) | (71.244) | (78.254) | 13.479 | (9.755) | - | (145.774) |
| Sobrecontratação (9.2.8) | 156.170 | (203.797) | (90.272) | 1.574 | - | (136.325) |
| Revisão tarifária extraordinária | (257.353) | - | 257.353 | | - | - |
| Exposição financeira | (16.250) | - | 16.250 | | - | - |
| Outros | 149 | 5.570 | (3.418) | 723 | - | 3.024 |
| | **(278.992)** | **457.494** | **309.546** | **(9.129)** | **(419.220)** | **59.699** |
| **Ativo circulante** | **-** | | | | | **171.609** |
| **Ativo não circulante** | **-** | | | | | **171.609** |
| **Passivo circulante** | **(155.261)** | | | | | **(192.819)** |
| **Passivo não circulante** | **(123.731)** | | | | | **(90.700)** |

### 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.

O valor constituído em 2018 refere-se à variação do custo de aquisição de energia elétrica e à variação cambial, em relação ao previsto no último reajuste tarifário, onde a tarifa de repasse da UHE Itaipu fixada para o exercício de 2018, foi de US$ 27,87/kW (Resolução Homologatória 2.363/2017). O dólar utilizado nos pagamentos mensais foi superior à cobertura tarifária, gerando, portanto, um ativo financeiro setorial, que será revertido no próximo reajuste tarifário em junho de 2019.

### 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.

A conta de CVA Energ foi compensada pelos recursos recebidos da Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT ou Conta Bandeiras, que no ano resultou na dedução de R$ 482.974 do custo de energia.

9.2.3 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 2018 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.

9.2.4 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

O saldo constituído de CDE em 2018 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 31.2.1), em relação à cota regulatória prevista na tarifa de energia.

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 2018 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

A Aneel, pela Resolução Normativa nº 255/2007, estabeleceu os critérios para repasse, às tarifas do consumidor final. 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. A Companhia encerrou o ano de 2018 dentro dos limites regulatórios de contratação de 100% a 105%, garantindo assim o repasse integral da sobrecontratação.

# 10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

| Consolidado | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|
| Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1) | 783.023 | 684.206 |
| Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (10.2) | 322.259 | 303.668 |
| Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (10.3) | 625.772 | 606.479 |
| Contratos de concessão de transmissão (10.4) | - | 1.497.399 |
| Remensuração do ativo financeiro RBSE (10.5) | 753.826 | 1.418.370 |
| Contrato de concessão de geração de energia elétrica (10.6) | 65.811 | 68.859 |
| | **2.550.691** | **4.578.981** |
| **Circulante** | **53.177** | **149.744** |
| **Não circulante** | **2.497.514** | **4.429.237** |

## 10.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

| | |
|---|---|
| **Em 1º.01.2017** | **614.806** |
| Doações e subvenções recebidas | 76 |
| Transferências do intangível (NE nº 19.1) | 56.853 |
| Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação) | (3.711) |
| Reconhecimento do valor justo | 16.199 |
| Baixas | (17) |
| **Em 31.12.2017** | **684.206** |
| 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) |
| **Em 31.12.2018** | **783.023** |

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

| | |
|---|---|
| **Em 1º.01.2017** | **83.378** |
| Reclassificações do intangível (NE nº 2.1.1) | 154.800 |
| Transferências do intangível (NE nº 19.3) | 24.609 |
| Reconhecimento do valor justo | 40.881 |
| **Em 31.12.2017** | **303.668** |
| Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2) | 6.399 |
| Reconhecimento do valor justo | 12.193 |
| Baixas | (1) |
| **Em 31.12.2018** | **322.259** |

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

| | |
|---|---|
| **Em 1º.01.2017** | **586.706** |
| Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes | (62.387) |
| Juros efetivos (NE nº 31) | 82.160 |
| **Em 31.12.2017** | **606.479** |
| Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes | (66.693) |
| Juros efetivos (NE nº 31) | 85.986 |
| **Em 31.12.2018** | **625.772** |

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 n° 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 Contratos de concessão de transmissão

| | |
|---|---|
| **Em 1º.01.2017** | **1.342.055** |
| Transferências para encargos do uso da rede - clientes | (81.497) |
| Transferências para o imobilizado | (29.264) |
| Remuneração | 129.769 |
| Receita de construção | 136.336 |
| **Em 31.12.2017** | **1.497.399** |
| Transferências para ativos de contrato (NE nº 11.3) | (1.497.399) |
| **Em 31.12.2018** | **-** |

### 10.5 Remensuração dos ativos RBSE

| | |
|---|---|
| **Em 1º.01.2017** | **1.186.985** |
| Remuneração do fluxo de caixa dos ativos RBSE | 178.141 |
| Acréscimo ao valor estimado pela homologação do laudo dos ativos RBSE | 183.015 |
| Transferências para encargos do uso da rede - clientes | (129.771) |
| **Em 31.12.2017** | **1.418.370** |
| 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) |
| **Em 31.12.2018** | **753.826** |

A Copel GeT prorrogou o contrato de concessão 060/2001 nos termos da Lei nº 12.783/2013, constituindo valores a receber referentes aos ativos de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE e das instalações de conexão e Demais Instalações de Transmissão - RPC existentes em maio de 2000 e ainda não depreciados e/ou amortizados.

Em 20.04.2016, foi publicada a Portaria nº 120 pelo MME, determinando que os valores dos ativos ainda não depreciados e/ou amortizados passem a compor a Base de Remuneração Regulatória - BRR das concessionárias de transmissão de energia elétrica, a partir do processo tarifário de 2017, com incremento na RAP. A Portaria abordou aspectos relacionados à atualização, à remuneração e ao prazo de recebimento dos valores envolvidos, os quais foram regulamentados pela Resolução Normativa Aneel nº 762/2017 após a Audiência Pública 068/2016.

Em 12.04.2017, a Aneel publicou a Nota Técnica nº 61/2017 - SFF, que resultou na conclusão da fiscalização do laudo de avaliação dos ativos, reconhecendo o montante de R$ 667.637 como o valor líquido dos bens na data-base de 31.12.2012. O resultado da fiscalização foi homologado em 09.05.2017 pela diretoria da Aneel, com o não reconhecimento de R$ 214.663 em relação ao montante originalmente solicitado de R$ 882.300, sendo que a principal glosa está relacionada aos ativos da Subestação SF6 de Salto Caxias.

Adicionalmente, 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 liminar de 11.04.2017, relativa à ação movida por três 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 o atual ciclo 2018-2019, conforme Resolução Homologatória Aneel n° 2.408 de 26.06.2018.

A remuneração, em discussão judicial, concernente ao custo de capital próprio apurada dos ativos RBSE de janeiro de 2013 a junho de 2017 reduziu provisoriamente a RAP deste ciclo, de R$ 136.790 para R$ 102.514, sendo o montante retirado pela Aneel da RAP nos oito ciclos tarifários 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 relativos à remuneração pelo custo de capital próprio considerados no fluxo de recebimento desse ativo estão registrados no ativo não circulante.

Até 31.12.2017, a totalidade do contrato de concessão referente aos ativos RBSE era classificada como ativo financeiro sob o escopo do CPC 38/IAS 39 e do ICPC 01/IFRIC 12.

Com a entrada em vigor, em 1º.01.2018, do CPC 47/IFRS 15, que trouxe o conceito do direito ao recebimento condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho de operar e manter a infraestrutura e não mais somente pela passagem do tempo, a Companhia alterou a classificação para ativos de contrato da parte referente aos ativos RBSE homologados para recebimento após o primeiro ciclo de RAP que iniciou em julho de 2017. Com isso, o saldo em 1º.01.2018 passou a ser classificado como ativos de contrato juntamente com os demais contratos de concessão de transmissão (NE nº 11.3), sem efeito em sua mensuração.

A parte da RAP repactuada pelo Poder Concedente, referente ao período de janeiro de 2013 a junho de 2017, homologada para recebimento em 8 anos a partir do ciclo que iniciou em julho de 2017, foi mantida com a classificação de ativo financeiro em função do direito incondicional de receber o valor pago com atualização pelo IPCA e juros remuneratórios durante o período acordado.

### 10.6 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

| | |
|---|---|
| **Em 1º.01.2017** | **67.401** |
| Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa | 341 |
| Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável (NE nº 32.4) | 1.117 |
| **Em 31.12.2017** | **68.859** |
| Transferências para outros créditos - alienação de bens | (9.053) |
| Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa | 1.247 |
| Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável (NE nº 32.4) | 4.758 |
| **Em 31.12.2018** | **65.811** |

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.

Em 11.12.2018, a Companhia assinou o instrumento de promessa de compra e venda dos ativos remanescentes da extinta usina Rio dos Patos, conforme recomendado na Resolução Autorizativa n° 7050 de 05.06.2018 da Aneel. O preço da negociação foi de R$ 9.053.

## 11 Ativos de contrato

| **Consolidado** | **31.12.2018** | **31.12.2017** |
|---|---|---|
| Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (11.1) | 640.500 | - |
| Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (11.2) | 25.718 | - |
| Contratos de concessão de transmissão (11.3) | 2.767.012 | - |
| | **3.433.230** | **-** |
| **Circulante** | **85.019** | **-** |
| **Não circulante** | **3.348.211** | **-** |

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

| Consolidado | Ativo | Obrigações especiais | Total |
|---|---|---|---|
| **Em 31.12.2017** | **-** | **-** | **-** |
| 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) |
| **Em 31.12.2018** | **664.755** | **(24.255)** | **640.500** |

Estes ativos são compostos por obras em andamento relacionadas principalmente com a construção e ampliação de subestações, linhas e redes de distribuição, mensurados ao custo histórico, líquidos das Obrigações Especiais.

Durante a fase de construção são capitalizados os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures. No exercício de 2018 esses custos totalizaram R$ 5.435, à taxa média de 0,26% a.a. (R$ 4.497, à taxa média de 0,25% a.a. em 2017, capitalizado no intangível em curso).

Até 31.12.2017, eram classificadas como ativo intangível sob o escopo do ICPC 01/IFRIC 12. Com a entrada em vigor, em 1º.01.2018, do CPC 47/IFRS 15 e a revisão do ICPC 01/IFRIC 12 a Companhia passou a classificar as obras de distribuição de energia elétrica durante o período de construção como ativos de contrato. A adoção do CPC foi feita de forma prospectiva (NE nº 4.18.2).

### 11.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

| | |
|---|---|
| **Em 31.12.2017** | **-** |
| 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) |
| **Em 31.12.2018** | **25.718** |

Até 31.12.2017, as obras em curso de distribuição de gás canalizado eram classificadas como ativo intangível sob o escopo do ICPC 01/IFRIC 12. Com a entrada em vigor, em 1º.01.2018, do CPC 47/IFRS 15 e a revisão do ICPC 01/IFRIC 12 a Companhia passou a classificar as obras de distribuição de gás canalizado durante o período de construção como ativos de contrato. A adoção do CPC foi feita de forma prospectiva (NE nº 4.18.2).

### 11.3 Contratos de concessão de transmissão

| | |
|---|---|
| **Em 31.12.2017** | **-** |
| Transferências do contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.4) | 1.497.399 |
| Transferências do contas a receber vinculadas à concessão - RBSE (NE nº 10.5) | 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 | 341.980 |
| **Em 31.12.2018** | **2.767.012** |

Até 31.12.2017, os 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.

Com a entrada em vigor, em 1º.01.2018, do CPC 47/IFRS 15, que trouxe o conceito do direito ao recebimento da infraestrutura construída condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho de operar e manter a infraestrutura e não mais somente pela passagem do tempo, a Companhia alterou a classificação dos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica de acordo com a nova norma. Com isso, o saldo passou a ser classificado como ativos contrato, a partir de 1º.01.2018, sem efeito em sua mensuração. A adoção do CPC foi feita de forma prospectiva (NE nº 4.18.2).

## 12 Outros Créditos

| | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|
| | **31.12.2018** | **31.12.2017** | **31.12.2018** | **31.12.2017** |
| Serviços em curso (a) | 7.444 | 7.444 | 165.973 | 141.959 |
| Créditos nas operações de aquisição de gás (12.1) | - | - | 112.003 | 77.279 |
| Repasse CDE (12.2) | - | - | 107.472 | 136.559 |
| Bandeira tarifária - CCRTB | - | - | 28.725 | 14.536 |
| Adiantamento a fornecedores (b) | 319 | - | 22.096 | 29.016 |
| Adiantamento a empregados | 453 | 660 | 21.201 | 25.928 |
| Adiantamento para indenizações imobiliárias | - | - | 19.591 | 19.230 |
| Alienações e desativações em curso | - | - | 19.457 | 53.348 |
| Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 35.2.12) | - | - | 14.793 | - |
| Outros créditos | 6.255 | 183 | 80.833 | 60.912 |
| | **14.471** | **8.287** | **592.144** | **558.767** |
| **Circulante** | **7.027** | **8.287** | **363.250** | **409.351** |
| **Não circulante** | **7.444** | **-** | **228.894** | **149.416** |

CCRTB - 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

Saldo a ser repassado pela CDE referente aos descontos tarifários incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários definidos conforme art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013. O valor repassado à Copel DIS referente ao período de junho de 2017 a maio de 2018, conforme Resolução Homologatória nº 2.255/2017, foi de R$ 49.304 mensais. A partir de junho de 2018 esse valor foi alterado para R$ 62.699 mensais, pela Resolução Homologatória nº 2.402, de 19.06.2018, que homologou o resultado do último Reajuste Tarifário Anual.

## 13 Tributos

### 13.1 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.

### 13.2 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.

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 base tributável positiva, para a 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.

### 13.2.1 Mutação do imposto de renda e contribuição social diferidos

| Controladora | Saldo em 1º.01.2017 | Reconhecido no resultado | Reconhecido no resultado abrangente | Saldo em 31.12.2017 | Reconhecido no resultado | Reconhecido no resultado abrangente | Saldo em 31.12.2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Ativo não circulante** | | | | | | | |
| Provisões para litígios | 52.000 | 34.732 | - | 86.732 | 13.391 | - | 100.123 |
| Amortização do direito de concessão | 19.299 | 381 | - | 19.680 | 383 | - | 20.063 |
| Provisão Finam | 3.457 | - | - | 3.457 | (2) | - | 3.455 |
| Benefícios pós-emprego | 1.222 | 159 | (7) | 1.374 | 169 | 139 | 1.682 |
| Outros | 22.694 | (7.475) | - | 15.219 | 35.955 | - | 51.174 |
| | **98.672** | **27.797** | **(7)** | **126.462** | **49.896** | **139** | **176.497** |
| **(-) Passivo não circulante** | | | | | | | |
| Atualização de depósitos judiciais | 24.699 | (6.350) | - | 18.349 | 3.910 | - | 22.259 |
| Custo de transação sobre empréstimos e debêntures | 1.715 | 1.900 | - | 3.615 | 726 | - | 4.341 |
| Instrumentos financeiros | 7.079 | (3.963) | (854) | 2.262 | 267 | - | 2.529 |
| Resultado da alteração de método de avaliação de investimento | 17.717 | (17.717) | - | - | - | - | - |
| | **51.210** | **(26.130)** | **(854)** | **24.226** | **4.903** | **-** | **29.129** |
| **Líquido** | **47.462** | **53.927** | **847** | **102.236** | **44.993** | **139** | **147.368** |

| Consolidado | Saldo em 1º.01.2017 | Reconhecido no resultado | Reconhecido no resultado abrangente | Saldo em 31.12.2017 | Reconhecido no resultado | Efeito da aplicação dos novos CPCs | Efeitos de combinação de negócios | Reconhecido no resultado abrangente | Saldo em 31.12.2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Ativo não circulante** | | | | | | | | | |
| Provisões para litígios | 438.538 | 75.820 | - | 514.358 | 55.123 | - | 3.696 | - | 573.177 |
| Benefícios pós-emprego | 260.068 | 16.716 | 16.827 | 293.611 | 15.080 | - | - | 19.994 | 328.685 |
| Provisão para redução ao valor recuperável de ativos | 289.617 | 20.944 | - | 310.561 | 17.450 | - | - | - | 328.011 |
| Provisão para P&D e PEE | 142.279 | 14.046 | - | 156.325 | (1.834) | - | - | - | 154.491 |
| Provisão para compra de energia | 115.257 | 14.620 | - | 129.877 | 25.693 | - | - | - | 155.570 |
| Perdas de créditos esperadas | 129.638 | (16.258) | - | 113.380 | (6.838) | 7.468 | - | - | 114.010 |
| Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa | 51.113 | 59.545 | - | 110.658 | (39.518) | - | - | - | 71.140 |
| INSS - liminar sobre depósito judicial | 54.750 | 6.106 | - | 60.856 | 6.154 | - | - | - | 67.010 |
| Amortização do direito de concessão | 44.131 | 4.591 | - | 48.722 | 4.617 | - | - | - | 53.339 |
| Provisão para perdas tributárias | 23.176 | 739 | - | 23.915 | 11.518 | - | - | - | 35.433 |
| Provisão para participação nos lucros | 21.331 | 939 | - | 22.270 | 8.278 | - | - | - | 30.548 |
| Contratos de concessão | 26.206 | (1.300) | - | 24.906 | (1.300) | - | - | - | 23.606 |
| Instrumentos financeiros | 12.923 | 2.795 | - | 15.718 | (3.486) | - | - | - | 12.232 |
| Outros | 91.337 | (33.878) | - | 57.459 | 41.641 | 1.006 | - | - | 100.106 |
| | **1.700.364** | **165.425** | **16.827** | **1.882.616** | **132.578** | **8.474** | **3.696** | **19.994** | **2.047.358** |
| **(-) Passivo não circulante** | | | | | | | | | |
| Contratos de concessão | 440.522 | 95.204 | - | 535.726 | 68.475 | - | 9.457 | - | 613.658 |
| Custo atribuído ao imobilizado | 486.795 | (36.911) | - | 449.884 | (34.559) | - | - | - | 415.325 |
| Atualização de depósitos judiciais | 62.538 | (7.210) | - | 55.328 | 8.839 | - | - | - | 64.167 |
| Custo de transação sobre empréstimos e debêntures | 9.642 | 11.896 | - | 21.538 | 9.589 | - | - | - | 31.127 |
| Diferimento de ganho de capital | 11.320 | - | - | 11.320 | - | - | - | - | 11.320 |
| Capitalização de encargos financeiros | 5.357 | - | - | 5.357 | (3.459) | - | - | - | 1.898 |
| Outros | 48.265 | (2.811) | (853) | 44.601 | 15.621 | - | - | - | 60.222 |
| | **1.064.439** | **60.168** | **(853)** | **1.123.754** | **64.506** | **-** | **9.457** | **-** | **1.197.717** |
| **Líquido** | **635.925** | **105.257** | **17.680** | **758.862** | **68.072** | **8.474** | **(5.761)** | **19.994** | **849.641** |
| Ativo apresentado no Balanço Patrimonial | 814.355 | | | 915.492 | | | | | 1.007.061 |
| Passivo apresentado no Balanço Patrimonial | (178.430) | | | (156.630) | | | | | (157.420) |

### 13.2.2 Realização dos créditos fiscais diferidos

A projeção da realização dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo e passivo não circulantes, decorrentes de diferenças temporais, 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 e aprovadas pelo Conselho de Administração em 28.03.2019. A composição dos principais créditos é como segue:

- Valores constituídos sobre as provisões dos benefícios pós-emprego serão realizados conforme os pagamentos sejam efetuados a Fundação Copel ou revertidos conforme novas estimativas atuariais;

- Valores constituídos sobre as provisões para litígios serão realizados conforme ocorram as decisões judiciais;

- Valores constituídos sobre a provisão para redução ao valor recuperável de ativos serão realizados pela amortização e/ou depreciação do ativo reduzido;

- Valores constituídos sobre as provisões de compra de energia serão realizados no período imediatamente posterior pelo registro do documento fiscal da compra;

- Valores constituídos sobre as provisões de P&D e PEE serão realizados pelos gastos incorridos nos projetos realizados;

- Valores constituídos sobre o custo atribuído serão realizados pela amortização e/ou depreciação do ativo valorado;

- Valores constituídos sobre contrato de concessão serão realizados no decorrer do prazo do contrato;

- Os demais valores constituídos serão 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** |
| 2019 | 39.521 | (1.446) | 528.769 | (82.554) |
| 2020 | 168 | (1.446) | 263.907 | (82.937) |
| 2021 | 168 | (1.446) | 164.724 | (83.423) |
| 2022 | 168 | - | 131.876 | (100.484) |
| 2023 | 168 | - | 103.979 | (68.853) |
| 2024 a 2026 | 504 | - | 216.854 | (188.881) |
| 2027 a 2029 | 135.800 | (24.791) | 637.249 | (590.585) |
| | **176.497** | **(29.129)** | **2.047.358** | **(1.197.717)** |

13.2.3 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.12.2018, a UEG Araucária não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R$ 34.567 por não haver, naquele momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

## 13.3 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

| | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|
| | 31.12.2018 | 31.12.2017 | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
| **Ativo circulante** | | | | |
| ICMS a recuperar | - | 7 | 96.072 | 68.773 |
| PIS/Pasep e Cofins a compensar | 321 | 269 | 64.200 | 128.888 |
| Outros tributos a compensar | - | - | 570 | 571 |
| | **321** | **276** | **160.842** | **198.232** |
| **Ativo não circulante** | | | | |
| ICMS a recuperar | - | - | 50.306 | 36.740 |
| PIS/Pasep e Cofins | 86.097 | - | 147.380 | 46.858 |
| Outros tributos a compensar | 13 | 15 | 33.714 | 33.376 |
| | **86.110** | **15** | **231.400** | **116.974** |
| **Passivo circulante** | | | | |
| ICMS a recolher | - | 3 | 185.634 | 151.928 |
| PIS/Pasep e Cofins a recolher | - | - | 115.345 | 17.632 |
| IRRF sobre JSCP | - | - | 23.687 | 54.047 |
| Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (13.3.1) | - | - | 46.777 | 45.108 |
| Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil | - | - | 64.974 | 63.791 |
| Outros tributos | 152 | 473 | 15.016 | 12.981 |
| | **152** | **476** | **451.433** | **345.487** |
| **Passivo não circulante** | | | | |
| INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial | 2.602 | 2.365 | 197.413 | 179.373 |
| Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (13.3.1) | - | - | 471.665 | 488.563 |
| Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil | - | - | 21.658 | 85.054 |
| TCFRH (a) | - | - | 101.821 | 53.349 |
| Outros tributos | - | - | 4.175 | 3.237 |
| | **2.602** | **2.365** | **796.732** | **809.576** |

(a) Taxa de Controle, Acompanhamento e Fiscalização das Atividades de Exploração e do Aproveitamento de Recursos Hídricos - pagamento suspenso por liminar.

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.

13.3.1 Programa Especial de Regularização Tributária - Pert

A Copel DIS aderiu ao Pert em 2017, considerando os benefícios oferecidos pelo programa face à 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.

### 13.4 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

| | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|
| | **31.12.2018** | **31.12.2017** | **31.12.2018** | **31.12.2017** |
| **Lucro antes do IRPJ e CSLL** | **1.364.153** | **1.016.502** | **1.955.997** | **1.392.941** |
| **IRPJ e CSLL (34%)** | **(463.812)** | **(345.611)** | **(665.039)** | **(473.600)** |
| **Efeitos fiscais sobre:** | | | | |
| Equivalência patrimonial | 411.195 | 278.013 | 46.203 | 36.555 |
| Juros sobre o capital próprio | 95.200 | 90.440 | 98.917 | 90.440 |
| Dividendos | 280 | 497 | 280 | 497 |
| Despesas indedutíveis | (30) | (5.533) | (9.322) | (26.292) |
| Incentivos fiscais | 68 | 178 | 16.465 | 14.973 |
| Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos | - | - | (15.383) | (5.645) |
| Constituição e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores | - | - | 5.037 | 90.804 |
| Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido | - | - | 11.076 | (19.680) |
| Outros | 9 | (860) | (227) | 17.262 |
| **IRPJ e CSLL correntes** | **(2.083)** | **(36.803)** | **(580.065)** | **(379.943)** |
| **IRPJ e CSLL diferidos** | **44.993** | **53.927** | **68.072** | **105.257** |
| Alíquota efetiva - % | -3,1% | -1,7% | 26,2% | 19,7% |

## 14 Despesas Antecipadas

| **Consolidado** | **31.12.2018** | **31.12.2017** |
|---|---|---|
| Prêmio de risco - Repactuação do Risco Hidrológico (GSF) (14.1) | 12.574 | 28.033 |
| Outros | 31.535 | 24.518 |
| | **44.109** | **52.551** |
| **Circulante** | **40.819** | **39.867** |
| **Não circulante** | **3.290** | **12.684** |

### 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 Fundão | 135,400 | 134,323 | 1º.01.2016 a 22.04.2019 | 25.10.2036 a 28.05.2037 | 39.369 | 30.326 | 9.043 |
| | | **458,419** | | | **134.620** | **76.171** | **58.449** |

A composição dos registros em 31.12.2018 é apresentada a seguir:

| Consolidado | Saldo em 1º.01.2017 | Amor-tização | Transfe-rências | Saldo em 31.12.2017 | Amor-tização | Transfe-rências | Saldo em 31.12.2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Prêmio de risco - ativo circulante | 15.459 | (12.876) | 12.876 | 15.459 | (15.459) | 9.394 | 9.394 |
| Prêmio de risco - ativo não circulante | 25.450 | - | (12.876) | 12.574 | - | (9.394) | 3.180 |
| Intangível | 53.186 | (7.441) | - | 45.745 | (7.038) | - | 38.707 |
| | **94.095** | **(20.317)** | **-** | **73.778** | **(22.497)** | **-** | **51.281** |
| **Prêmio de risco a amortizar - despesa antecipada** | **40.909** | | | **28.033** | | | **12.574** |
| **Extensão de prazo da outorga - intangível** | **53.186** | | | **45.745** | | | **38.707** |

# 15 Partes Relacionadas

| | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|
| | 31.12.2018 | 31.12.2017 | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
| **Controlador** | | | | |
| Estado do Paraná (15.1) | - | 130.156 | - | 130.417 |
| **Controladas** | | | | |
| Copel DIS (15.2) | 104.751 | 89.270 | - | - |
| Eólicas (15.3) | - | 221.327 | - | - |
| Compartilhamento de estrutura | 8.134 | 27.273 | - | - |
| Reembolso de gastos | - | 5.215 | - | - |
| **Empreendimento controlado em conjunto** | | | | |
| Voltalia São Miguel do Gostoso (15.4) | - | 38.169 | - | 38.169 |
| Compartilhamento de estrutura | - | 67 | - | 405 |
| | **112.885** | **511.477** | **-** | **168.991** |
| **Circulante** | **8.134** | **292.051** | **-** | **38.835** |
| **Não circulante** | **104.751** | **219.426** | **-** | **130.156** |

## 15.1 Estado do Paraná

### 15.1.1 Programa Luz Fraterna

O crédito de R$ 115.890 referente ao Programa Luz Fraterna, pendente em 31.12.2017, foi integralmente quitado em março de 2018. Quanto aos juros, multa e atualização monetária incidentes sobre as faturas de consumo de energia elétrica do período de setembro de 2010 a junho de 2015, em 05.11.2018, a Copel ajuizou Ação Monitória em face do Estado do Paraná, tendo por objetivo o recebimento desses valores (NE nº 36.a).

15.1.2 Obras da Copa do Mundo de 2014

Com relação ao crédito relativo às obras da Copa do Mundo de 2014, de R$ 14.266 (R$ 14.266, em 31.12.2017), através da 2.119ª Reunião de Diretoria ocorrida em 28.07.2014, foi aprovada a transferência dos direitos creditórios dos custos relativos aos projetos de mobilidade para a Copa do Mundo de Futebol da Federação Internacional de Futebol - FIFA 2014 realizados pela Copel DIS e de responsabilidade do Estado do Paraná. A Aneel, por meio do Despacho n° 3.483/2015, anuiu a transação, e foi celebrado, portanto, Instrumento de Cessão de Crédito transferindo os direitos da Copel DIS para a Copel.

A Lei nº 18.875 de 27.09.2016 autorizou o Estado do Paraná a parcelar os débitos vencidos e não pagos junto à Copel, relativos a serviços prestados até a data da publicação da referida lei.

Após a emissão da referida lei, foram diversas as tratativas administrativas buscando equacionar esse débito junto aos órgãos competentes. Porém, face aos ritos administrativos adotados à época das referidas obras e outros entraves documentais, a Administração reavaliou o tema e decidiu por constituir provisão para eventual não recebimento deste ativo. A Administração reforça que continuará envidando todos os esforços necessários e tomando todas as medidas cabíveis para preservação dos interesses da Companhia.

## 15.2 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.

## 15.3 Eólicas - Contratos de mútuo

Em 21.08.2017, foram assinados contratos de mútuo entre a Copel (mutuante) e as usinas eólicas (mutuárias), com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de 117% do CDI, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios. Do valor limite aprovado, de R$ 408.800, foram utilizados R$ 406.051. Os contratos foram liquidados em 30.11.2018 e 04.12.2018.

| Mutuárias | Limite aprovado | Receita financeira | | Saldo a receber | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | 31.12.2018 | 31.12.2017 | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
| Usina de Energia Eólica Guajiru S.A. | 49.300 | 3.059 | 817 | - | 31.584 |
| Usina de Energia Eólica Jangada S.A. | 88.800 | 5.666 | 517 | - | 31.078 |
| Usina de Energia Eólica Potiguar S.A. | 91.400 | 5.894 | 1.626 | - | 73.702 |
| Usina de Energia Eólica Cutia S.A. | 40.100 | 2.409 | 518 | - | 20.181 |
| Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A. | 102.800 | 6.619 | 1.345 | - | 61.963 |
| Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A. | 16.500 | 762 | 8 | - | 490 |
| Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A. | 19.900 | 812 | 56 | - | 2.329 |
| | **408.800** | **25.221** | **4.887** | **-** | **221.327** |

### 15.4 Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A. - Contrato de mútuo

Em 14.05.2015, foi assinado contrato de mútuo entre Copel (mutuante) e a Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A. (mutuária), com o objetivo de proporcionar capital de giro para o financiamento das atividades e negócios. Foi estabelecido o limite de R$ 29.400, acrescido de IOF e juros remuneratórios de 111,5% do CDI. Do valor limite aprovado, a mutuária utilizou R$ 27.950. A vigência inicial de dois anos foi alterada para até 06.02.2018, data que ocorreu a liquidação do contrato, com receita financeira registrada em 2018 no valor de R$ 294 (R$ 3.513 em 2017).

## 16 Depósitos Judiciais

| | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|
| | 31.12.2018 | 31.12.2017 | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
| **Fiscais** | **131.791** | **119.156** | **369.423** | **337.909** |
| **Trabalhistas** | **49** | **11** | **84.908** | **120.463** |
| **Cíveis** | | | | |
| Cíveis | - | - | 63.484 | 110.495 |
| Servidões de passagem | - | - | 3.280 | 6.114 |
| Consumidores | - | - | 1.861 | 2.522 |
| | **-** | **-** | **68.625** | **119.131** |
| **Outros** | **-** | **-** | **5.334** | **5.026** |
| | **131.840** | **119.167** | **528.290** | **582.529** |

# 17 Investimentos

## 17.1 Mutação dos investimentos

| 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 novos CPCs (NE nº 4.18.3) | Outros | Saldo em 31.12.2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Controladas** | | | | | | | | | | |
| 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 |
| | **14.856.425** | **1.349.661** | **(38.245)** | **605.615** | **(45.000)** | **(754)** | **(658.189)** | **(164.924)** | **13.799** | **15.918.388** |
| **Empreendimentos controlados em conjunto** | | | | | | | | | | |
| Voltalia São Miguel do Gostoso I (17.3) | 74.998 | (3.964) | - | 39.534 | - | - | - | - | - | 110.568 |
| Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização | 10.773 | - | - | - | - | (368) | - | - | - | 10.405 |
| Paraná Gás | 3 | (3) | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | **85.774** | **(3.967)** | **-** | **39.534** | **-** | **(368)** | **-** | **-** | **-** | **120.973** |
| **Coligadas** | | | | | | | | | | |
| 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 |
| | **45.408** | **10.681** | **-** | **9** | **-** | **-** | **(10.666)** | **-** | **(14.226)** | **31.206** |
| | **14.987.607** | **1.356.375** | **(38.245)** | **645.158** | **(45.000)** | **(1.122)** | **(668.855)** | **(164.924)** | **(427)** | **16.070.567** |

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

| Controladora | Saldo em 1º.01.2017 | Equivalência patrimonial | Ajustes de avaliação patrimonial | Aporte e/ou Afac | Amorti-zação | Dividendos e JSCP propostos | Redução de Capital | Saldo em 31.12.2017 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Controladas** | | | | | | | | |
| Copel GeT | 7.966.750 | 739.023 | (1.932) | 105.029 | - | (399.500) | - | 8.409.370 |
| Copel DIS | 4.805.981 | 347.255 | (29.761) | 445.212 | - | (115.984) | - | 5.452.703 |
| Copel TEL | 446.155 | 54.052 | (60) | - | - | (16.952) | - | 483.195 |
| Copel REN | 28.778 | (2.268) | 2.069 | - | - | - | - | 28.579 |
| Copel Energia | 269.870 | 13.041 | 247 | 24.070 | - | (3.717) | (170.000) | 133.511 |
| UEG Araucária (17.2) | 89.314 | (74) | - | - | - | - | - | 89.240 |
| Compagás (17.2) | 152.811 | 58.116 | (128) | - | - | (7.942) | - | 202.857 |
| Elejor (17.2) | 55.790 | 67.354 | - | - | - | (79.936) | - | 43.208 |
| Elejor - direito de concessão | 14.516 | - | - | - | (754) | - | - | 13.762 |
| | **13.829.965** | **1.276.499** | **(29.565)** | **574.311** | **(754)** | **(624.031)** | **(170.000)** | **14.856.425** |
| **Empreendimentos controlados em conjunto** | | | | | | | | |
| Voltalia São Miguel do Gostoso I (17.3) | 75.563 | (565) | - | - | - | - | - | 74.998 |
| Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização | 11.140 | - | - | - | (367) | - | - | 10.773 |
| Paraná Gás | 37 | (34) | - | - | - | - | - | 3 |
| | **86.740** | **(599)** | **-** | **-** | **(367)** | **-** | **-** | **85.774** |
| **Coligadas** | | | | | | | | |
| Dona Francisca Energética (17.4) | 32.766 | 8.876 | - | - | - | (11.821) | - | 29.821 |
| Foz do Chopim Energética (17.4) | 13.967 | 6.645 | - | - | - | (7.528) | - | 13.084 |
| Outras | 2.454 | 13 | - | 36 | - | - | - | 2.503 |
| | **49.187** | **15.534** | **-** | **36** | **-** | **(19.349)** | **-** | **45.408** |
| | **13.965.892** | **1.291.434** | **(29.565)** | **574.347** | **(1.121)** | **(643.380)** | **(170.000)** | **14.987.607** |

| Consolidado | Saldo em 1º.01.2018 | Equivalência patrimonial | Aporte e/ou Afac | Redução de capital | Amorti-zação | Dividendos e JSCP propostos | Efeito novos CPCs (NE nº 4.18.3) | Outros (a) | Saldo em 31.12.2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)** | | | | | | | | | |
| Voltalia São Miguel do Gostoso I | 74.998 | (3.964) | 39.534 | - | - | - | - | - | 110.568 |
| Voltalia 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 |
| Matrinchã | 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 |
| | **2.514.363** | **112.723** | **87.630** | **(35.280)** | **(368)** | **(17.978)** | **(148.748)** | **(194.520)** | **2.317.822** |
| **Coligadas** | | | | | | | | | |
| 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 |
| | **54.918** | **23.165** | **9** | **-** | **-** | **(28.737)** | **-** | **(427)** | **48.928** |
| **Propriedades para investimento** | **1.362** | **-** | **-** | **-** | **(5)** | **-** | **-** | **(15)** | **1.342** |
| **Outros investimentos** | **-** | **-** | **142** | **-** | **-** | **-** | **-** | **-** | **142** |
| | **2.570.643** | **135.888** | **87.781** | **(35.280)** | **(373)** | **(46.715)** | **(148.748)** | **(194.962)** | **2.368.234** |

(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.

| Consolidado | Saldo em 1º.01.2017 | Equivalência patrimonial | Aporte e/ou Afac | Amorti-zação | Dividendos e JSCP propostos | Outros (a) | Saldo em 31.12.2017 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)** | | | | | | | |
| Dominó Holdings (a) | 81.526 | (568) | - | - | (5.144) | (75.814) | - |
| Voltalia São Miguel do Gostoso I | 75.563 | (565) | - | - | - | - | 74.998 |
| Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização | 11.140 | - | - | (367) | - | - | 10.773 |
| Paraná Gás | 37 | (34) | - | - | - | - | 3 |
| Costa Oeste | 37.232 | (2.566) | - | - | (1.020) | - | 33.646 |
| Marumbi | 94.878 | (9.537) | - | - | - | - | 85.341 |
| Transmissora Sul Brasileira | 69.369 | (5.009) | - | - | - | - | 64.360 |
| Caiuá | 60.057 | (4.020) | - | - | - | - | 56.037 |
| Integração Maranhense | 122.253 | (8.852) | - | - | - | - | 113.401 |
| Matrinchã | 792.069 | 57.376 | - | - | (13.626) | - | 835.819 |
| Guaraciaba | 398.969 | 25.377 | - | - | (6.026) | - | 418.320 |
| Paranaíba | 147.213 | 17.020 | 2.082 | - | (4.042) | - | 162.273 |
| Mata de Santa Genebra | 232.240 | 19.477 | 210.920 | - | (3.263) | - | 459.374 |
| Cantareira | 161.855 | 3.879 | 35.205 | - | (921) | - | 200.018 |
| | **2.284.401** | **91.978** | **248.207** | **(367)** | **(34.042)** | **(75.814)** | **2.514.363** |
| **Coligadas** | | | | | | | |
| Dona Francisca Energética (17.4) | 32.766 | 8.876 | - | - | (11.821) | - | 29.821 |
| Foz do Chopim Energética (17.4) | 13.967 | 6.645 | - | - | (7.528) | - | 13.084 |
| Dominó Holdings | - | 4 | - | - | - | 2.453 | 2.457 |
| Outras | 12.016 | (5.764) | 36 | 2.872 | - | 396 | 9.556 |
| | **58.749** | **9.761** | **36** | **2.872** | **(19.349)** | **2.849** | **54.918** |
| **Outros investimentos** | **1.362** | **-** | **-** | **-** | **-** | **-** | **1.362** |
| | **2.344.512** | **101.739** | **248.243** | **2.505** | **(53.391)** | **(72.965)** | **2.570.643** |

(a) Do total de R$ 75.814, R$ 73.361 referem-se a redução de capital e R$ 2.453 referem-se a alteração do investimento de empreendimento controlado em conjunto para coligada.

## 17.2 Controladas com participação de não controladores

### 17.2.1 Informações financeiras resumidas

| | Compagás | | Elejor | | UEG Araucária | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 31.12.2018 | 31.12.2017 | 31.12.2018 | 31.12.2017 | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
| **ATIVO** | **675.286** | **632.910** | **652.175** | **675.450** | **436.137** | **507.060** |
| Ativo circulante | 204.725 | 151.966 | 80.990 | 77.216 | 33.573 | 99.101 |
| Ativo não circulante | 470.561 | 480.944 | 571.185 | 598.234 | 402.564 | 407.959 |
| **PASSIVO** | **675.286** | **632.910** | **652.175** | **675.450** | **436.137** | **507.060** |
| Passivo circulante | 133.769 | 147.743 | 124.880 | 164.574 | 42.185 | 38.386 |
| Passivo não circulante | 106.900 | 87.409 | 473.318 | 449.149 | 23.290 | 22.470 |
| Patrimônio líquido | 434.617 | 397.758 | 53.977 | 61.727 | 370.662 | 446.204 |
| **DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO** | | | | | | |
| Receita operacional líquida | 588.532 | 515.563 | 293.942 | 291.597 | 524 | 129.084 |
| Custos e despesas operacionais | (515.594) | (309.213) | (89.931) | (93.230) | (94.970) | (121.883) |
| Resultado financeiro | (2.411) | (25.612) | (89.301) | (54.254) | 2.275 | 5.302 |
| Equivalência patrimonial | - | | - | | - | (5.777) |
| Tributos | (10.909) | (66.785) | (38.379) | (47.893) | 16.316 | (7.098) |
| **Lucro (prejuízo) do exercício** | **59.618** | **113.953** | **76.331** | **96.220** | **(75.855)** | **(372)** |
| Outros resultados abrangentes | 187 | (251) | - | - | - | - |
| **Resultado abrangente total** | **59.805** | **113.702** | **76.331** | **96.220** | **(75.855)** | **(372)** |
| **DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA** | | | | | | |
| Fluxo de caixa das atividades operacionais | 66.017 | 83.661 | 127.108 | 143.911 | (26.980) | (86.840) |
| Fluxo de caixa das atividades de investimento | (15.961) | (14.268) | (2.659) | (1.461) | (2.768) | 118.460 |
| Fluxo de caixa das atividades de financiamento | (43.980) | (20.623) | (119.468) | (143.028) | - | - |
| **TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA** | **6.076** | **48.770** | **4.981** | **(578)** | **(29.748)** | **31.620** |
| Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa | 84.079 | 35.309 | 37.905 | 38.483 | 51.264 | 19.644 |
| Saldo final de caixa e equivalentes de caixa | 90.155 | 84.079 | 42.886 | 37.905 | 21.516 | 51.264 |
| **VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA** | **6.076** | **48.770** | **4.981** | **(578)** | **(29.748)** | **31.620** |

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

| Participação no capital social | Compagás: 49% | Elejor: 30% | UEG Araucária: 20% | Consolidado |
|---|---|---|---|---|
| **Em 1º.01.2017** | **146.818** | **23.910** | **89.316** | **260.044** |
| Lucro líquido (prejuízo) do exercício | 55.837 | 28.866 | (74) | 84.629 |
| Outros resultados abrangentes | (123) | - | - | (123) |
| Deliberação do dividendo adicional proposto | - | (11.053) | - | (11.053) |
| Dividendos propostos | (7.631) | (23.205) | - | (30.836) |
| **Em 31.12.2017** | **194.901** | **18.518** | **89.242** | **302.661** |
| Lucro líquido (prejuízo) do exercício | 29.213 | 22.899 | (15.171) | 36.941 |
| Outros resultados abrangentes | 91 | - | 63 | 154 |
| Dividendos | (11.243) | (25.224) | - | (36.467) |
| **Em 31.12.2018** | **212.962** | **16.193** | **74.134** | **303.289** |

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

| Saldos em 31.12.2018 | Voltalia | Caiuá | Integração Maranhense | Matrinchã | Guaraciaba | Paranaíba | Mata de Santa Genebra | Cantareira |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **ATIVO** | **227.867** | **261.951** | **465.801** | **2.199.434** | **1.295.670** | **1.574.846** | **2.365.160** | **1.443.693** |
| **Ativo circulante** | **2.344** | **26.471** | **47.347** | **326.557** | **229.693** | **165.072** | **202.253** | **161.328** |
| 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 |
| **Ativo não circulante** | **225.523** | **235.480** | **418.454** | **1.872.877** | **1.065.977** | **1.409.774** | **2.162.907** | **1.282.365** |
| | | | | | | | | |
| **PASSIVO** | **227.867** | **261.951** | **465.801** | **2.199.434** | **1.295.670** | **1.574.846** | **2.365.160** | **1.443.693** |
| **Passivo circulante** | **2.216** | **24.955** | **73.856** | **137.627** | **79.701** | **104.599** | **124.606** | **60.964** |
| 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 |
| **Passivo não circulante** | **-** | **84.672** | **127.284** | **687.897** | **487.520** | **814.798** | **1.273.962** | **734.724** |
| 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 |
| **Patrimônio líquido** | **225.651** | **152.324** | **264.661** | **1.373.910** | **728.449** | **655.449** | **966.592** | **648.005** |
| | | | | | | | | |
| **DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO** | | | | | | | | |
| 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) |
| **Lucro (prejuízo) do exercício** | **(8.088)** | **10.274** | **18.856** | **102.878** | **72.083** | **(67.389)** | **(5.070)** | **50.131** |
| Outros resultados abrangentes | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Resultado abrangente total** | **(8.088)** | **10.274** | **18.856** | **102.878** | **72.083** | **(67.389)** | **(5.070)** | **50.131** |
| 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 |

| 31.12.2017 | Voltalia | Transmis-sora Sul Brasileira | Caiuá | Integração Maranhense | Matrinchã | Guaraciaba | Paranaíba | Mata de Santa Genebra | Cantareira |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **ATIVO** | **155.272** | **659.464** | **230.743** | **466.783** | **2.774.973** | **1.428.247** | **1.698.213** | **1.722.063** | **952.670** |
| **Ativo circulante** | **2.141** | **56.604** | **22.895** | **44.594** | **297.331** | **139.920** | **233.065** | **107.568** | **6.046** |
| Caixa e equivalentes de caixa | 3 | 25.547 | 1.626 | 2.224 | 116.256 | 34.364 | 29.066 | 96.244 | 5.169 |
| Outros ativos circulantes | 2.138 | 31.057 | 21.269 | 42.370 | 181.075 | 105.556 | 203.999 | 11.324 | 877 |
| **Ativo não circulante** | **153.131** | **602.860** | **207.848** | **422.189** | **2.477.642** | **1.288.327** | **1.465.148** | **1.614.495** | **946.624** |
| | | | | | | | | | |
| **PASSIVO** | **155.272** | **659.464** | **230.743** | **466.783** | **2.774.973** | **1.428.247** | **1.698.213** | **1.722.063** | **952.670** |
| **Passivo circulante** | **2.214** | **220.845** | **23.608** | **71.563** | **140.515** | **71.818** | **124.764** | **12.630** | **9.706** |
| Passivos financeiros | - | 212.618 | 7.427 | 13.240 | 48.686 | 32.627 | 53.317 | - | - |
| Outros passivos circulantes | 2.214 | 8.227 | 16.181 | 58.323 | 91.829 | 39.191 | 71.447 | 12.630 | 9.706 |
| **Passivo não circulante** | **-** | **116.818** | **92.774** | **163.790** | **928.706** | **502.713** | **911.107** | **792.519** | **534.764** |
| Passivos financeiros | - | 106.174 | 64.081 | 103.755 | 712.198 | 388.806 | 638.779 | 703.897 | 439.192 |
| Outros passivos não circulantes | - | 10.644 | 28.693 | 60.035 | 216.508 | 113.907 | 272.328 | 88.622 | 95.572 |
| **Patrimônio líquido** | **153.058** | **321.801** | **114.361** | **231.430** | **1.705.752** | **853.716** | **662.342** | **916.914** | **408.200** |
| | | | | | | | | | |
| **DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO** | | | | | | | | | |
| Receita operacional líquida | - | 53.374 | (2.904) | (14.460) | 403.891 | 208.444 | 320.302 | 588.123 | 392.766 |
| Custos e despesas operacionais | (113) | (63.752) | (5.194) | (4.245) | (183.660) | (93.369) | (150.984) | (434.779) | (347.771) |
| Resultado financeiro | 9 | (26.994) | (6.017) | (9.070) | (47.331) | (36.981) | (59.132) | (94.512) | (35.207) |
| Equivalência patrimonial | (1.048) | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Provisão para IR e CSLL | - | 12.330 | 5.908 | 9.709 | (55.808) | (26.303) | (40.717) | (19.955) | (1.871) |
| **Lucro (prejuízo) do exercício** | **(1.152)** | **(25.042)** | **(8.207)** | **(18.066)** | **117.092** | **51.791** | **69.469** | **38.877** | **7.917** |
| Outros resultados abrangentes | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Resultado abrangente total** | **(1.152)** | **(25.042)** | **(8.207)** | **(18.066)** | **117.092** | **51.791** | **69.469** | **38.877** | **7.917** |
| Participação no empreendimento - % | 49,0 | 20,0 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 24,5 | 50,1 | 49,0 |
| Valor contábil do investimento | 74.998 | 64.360 | 56.037 | 113.401 | 835.819 | 418.320 | 162.273 | 459.374 | 200.018 |

Em 31.12.2018, a participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R$ 81.263 (R$ 141.744 em 31.12.2017) e nos passivos contingentes equivale a R$ 40.324 (R$ 38.218 em 31.12.2017).

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

| | Dona Francisca | | Foz do Chopim | |
|---|---|---|---|---|
| | 31.12.2018 | 31.12.2017 | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
| **ATIVO** | **134.141** | **138.079** | **106.736** | **61.163** |
| Ativo circulante | 12.493 | 10.304 | 73.786 | 21.553 |
| Ativo não circulante | 121.648 | 127.775 | 32.950 | 39.610 |
| **PASSIVO** | **134.141** | **138.079** | **106.736** | **61.163** |
| Passivo circulante | 4.231 | 4.144 | 57.603 | 1.808 |
| Passivo não circulante | 3.361 | 4.443 | 26.133 | 22.776 |
| Patrimônio líquido | 126.549 | 129.492 | 23.000 | 36.579 |
| **DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO** | | | | |
| Receita operacional líquida | 70.716 | 70.716 | 46.479 | 40.441 |
| Custos e despesas operacionais | (25.268) | (30.379) | (2.020) | (21.124) |
| Resultado financeiro | 366 | 835 | (638) | 809 |
| Provisão para IR e CSLL | (2.446) | (2.632) | (6.880) | (1.547) |
| **Lucro líquido do exercício** | **43.368** | **38.540** | **36.941** | **18.579** |
| Outros resultados abrangentes | - | - | - | - |
| **Resultado abrangente total** | **43.368** | **38.540** | **36.941** | **18.579** |
| Participação na coligada - % | 23,0303 | 23,0303 | 35,77 | 35,77 |
| Valor contábil do investimento | 29.144 | 29.821 | 8.227 | 13.084 |

Em 31.12.2018, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R$ 61.341 (R$ 58.194 em 31.12.2017).

## 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$^{os}$ 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 nº 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 | Custo | Depreciação acumulada | 31.12.2018 | Custo | Depreciação acumulada | 31.12.2017 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Em serviço** | | | | | | |
| Reservatórios, barragens, adutoras | 6.643.087 | (4.216.613) | 2.426.474 | 6.638.348 | (4.071.621) | 2.566.727 |
| Máquinas e equipamentos | 5.648.292 | (2.674.150) | 2.974.142 | 5.320.736 | (2.654.801) | 2.665.935 |
| Edificações | 1.500.990 | (1.021.783) | 479.207 | 1.500.144 | (989.221) | 510.923 |
| Terrenos | 375.286 | (18.184) | 357.102 | 277.665 | (15.287) | 262.378 |
| Veículos e aeronaves | 47.744 | (41.978) | 5.766 | 59.101 | (48.759) | 10.342 |
| Móveis e utensílios | 22.057 | (12.642) | 9.415 | 16.990 | (11.476) | 5.514 |
| (-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7) | (3.489) | - | (3.489) | (4.986) | - | (4.986) |
| (-) Obrigações especiais | (68) | 27 | (41) | (56) | 18 | (38) |
| | **14.233.899** | **(7.985.323)** | **6.248.576** | **13.807.942** | **(7.791.147)** | **6.016.795** |
| **Em curso** | | | | | | |
| Custo | 5.789.780 | - | 5.789.780 | 5.023.013 | - | 5.023.013 |
| (-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7) | (1.197.693) | - | (1.197.693) | (1.210.358) | - | (1.210.358) |
| | **4.592.087** | **-** | **4.592.087** | **3.812.655** | **-** | **3.812.655** |
| | **18.825.986** | **(7.985.323)** | **10.840.663** | **17.620.597** | **(7.791.147)** | **9.829.450** |

## 18.2 Mutação do imobilizado

| Consolidado | Saldo em 1º.01.2018 | Aquisições/ *Impairment* | Depreciação | Baixas | Capitalizações | Transferências | Saldo em 31.12.2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Em serviço** | | | | | | | |
| Reservatórios, barragens, adutoras | 2.566.727 | - | (144.991) | (1) | 4.739 | - | 2.426.474 |
| Máquinas e equipamentos | 2.665.935 | - | (199.846) | (61.959) | 760.887 | (190.875) | 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) | 5.047 | 49 | 9.415 |
| (-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7) | (4.986) | 1.497 | - | - | - | - | (3.489) |
| (-) Obrigações especiais | (38) | - | 9 | - | (12) | - | (41) |
| | **6.016.795** | **1.497** | **(389.312)** | **(62.959)** | **873.381** | **(190.826)** | **6.248.576** |
| **Em curso** | | | | | | | |
| Custo | 5.023.013 | 1.455.318 | - | (5.491) | (873.381) | 190.321 | 5.789.780 |
| (-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7) | (1.210.358) | 12.665 | - | - | - | - | (1.197.693) |
| | **3.812.655** | **1.467.983** | **-** | **(5.491)** | **(873.381)** | **190.321** | **4.592.087** |
| | **9.829.450** | **1.469.480** | **(389.312)** | **(68.450)** | **-** | **(505)** | **10.840.663** |

| Consolidado | Saldo em 1º.01.2017 | Aquisições/ Impairment | Depreciação | Baixas | Capitalizações/ Transferências | Saldo em 31.12.2017 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Em serviço** | | | | | | |
| Reservatórios, barragens, adutoras | 2.683.512 | - | (144.484) | (2.160) | 29.859 | 2.566.727 |
| Máquinas e equipamentos | 2.663.971 | - | (188.988) | (37.685) | 228.637 | 2.665.935 |
| Edificações | 544.372 | - | (36.347) | (773) | 3.671 | 510.923 |
| Terrenos | 264.761 | - | (2.935) | (3) | 555 | 262.378 |
| Veículos e aeronaves | 15.671 | - | (5.492) | (6) | 169 | 10.342 |
| Móveis e utensílios | 5.782 | - | (803) | (12) | 547 | 5.514 |
| (-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7) | (77.318) | 72.332 | - | - | - | (4.986) |
| (-) Obrigações especiais | (46) | - | 8 | - | - | (38) |
| | **6.100.705** | **72.332** | **(379.041)** | **(40.639)** | **263.438** | **6.016.795** |
| **Em curso** | | | | | | |
| Custo | 3.969.703 | 1.318.336 | - | (23.869) | (241.157) | 5.023.013 |
| (-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7) | (1.136.105) | (74.253) | - | - | - | (1.210.358) |
| | **2.833.598** | **1.244.083** | **-** | **(23.869)** | **(241.157)** | **3.812.655** |
| | **8.934.303** | **1.316.415** | **(379.041)** | **(64.508)** | **22.281** | **9.829.450** |

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

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no imobilizado durante o exercício de 2018 totalizaram R$ 4.229, à taxa média de 0,11% a.a. (R$ 2.297, à taxa média de 0,09% a.a., durante 2017).

### 18.4 UHE Colíder

Em 30.07.2010, por meio do Leilão de Energia Nova nº 003/2010 Aneel, a Copel GeT conquistou a concessão para exploração da UHE Colíder, com prazo de 35 anos, a partir de 17.01.2011, data da assinatura do Contrato de Concessão nº 001/11-MME-UHE Colíder.

O empreendimento será constituído por casa de força principal de 300 MW de potência instalada, suficientes para atender cerca de 1 milhão de habitantes, a partir do aproveitamento energético inventariado no rio Teles Pires, na divisa dos municípios de Nova Canaã do Norte e Itaúba, na região norte do Estado de Mato Grosso.

O BNDES aprovou o enquadramento do projeto da UHE Colíder para apoio financeiro no montante total de R$ 1.041.155 (NE nº 22). Os montantes liberados até 31.12.2018 totalizam R$ 1.005.108.

Devido a questões de caso fortuito ou de força maior, tais como incêndio no canteiro de obras, atos do poder público, atrasos relacionados ao licenciamento ambiental, entre outros contratempos, como atrasos na entrega de equipamentos, nos serviços de montagem eletromecânica e na construção da linha de transmissão associada à usina, o empreendimento sofreu impactos no seu cronograma, de modo que a geração comercial da usina foi postergada, sendo que a primeira unidade geradora iniciou a operação comercial em março de 2019, e as demais estão previstas para iniciarem até maio de 2019. Em decorrência desses eventos, consta registrado para este empreendimento saldo de perdas estimadas por redução ao valor recuperável do ativo, conforme demonstrado na NE nº 18.7.

A energia da UHE Colíder foi comercializada em leilão da Aneel, à tarifa final de R$ 103,40/MWh, na data base de 1º.07.2010, atualizada pela variação do IPCA para R$ 169,52 em 31.12.2018. Foram negociados 125 MW médios, com fornecimento a partir de janeiro de 2015, por 30 anos. A Copel GeT protocolou na Aneel pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia vendida seja postergado. Em primeiro julgamento, o pedido não foi aceito, no entanto, exercendo seu direito ao contraditório, a Copel GeT solicitou tempestivamente reconsideração da decisão, a qual também foi negada em 14.03.2017. Não concordando com a decisão, a Copel GeT tornou a solicitar a reconsideração, que foi definitivamente negada em 04.07.2017. A Copel GeT 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 Copel GeT vem cumprindo seus compromissos de suprimento de energia da seguinte forma:

- de janeiro de 2015 a maio de 2016 - com sobras de energia descontratada em suas demais usinas;
- em junho de 2016 - com redução parcial por meio de acordo bilateral; e
- 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 participação no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova - MCSD-EN.

Em 14.07.2017, a garantia física do empreendimento foi revisada pela Portaria MME nº 213/SPE, passando para 178,1 MW médios, após sua completa motorização.

### 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 (%) | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|---|---|
| **Em serviço** | | | | |
| UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá) - Consórcio Energético Cruzeiro do Sul | 51,0 | | 859.917 | 859.917 |
| (-) Depreciação Acumulada | | 3,43 | (176.546) | (147.086) |
| | | | **683.371** | **712.831** |
| **Em curso** | | | | |
| UHE Baixo Iguaçu (18.5.1) | 30,0 | | 717.599 | 640.178 |
| | | | **717.599** | **640.178** |
| | | | **1.400.970** | **1.353.009** |

#### 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. Com investimento total estimado de R$ 2.477.000, o início da geração comercial das unidades 1 e 2 aconteceu em fevereiro de 2019 e da unidade 3 está previsto para março de 2019.

Os trabalhos no canteiro de obras foram iniciados em julho de 2013 sendo que o cronograma original sofreu alterações em função da suspensão da Licença de Instalação, conforme a decisão do Tribunal Regional Federal da 4ª Região (TRF-RS), ocorrida em 16.06.2014, que paralisou as obras a partir de julho daquele ano. Após as providências tomadas a obra teve sua plena retomada em 1º.02.2016.

Em agosto de 2016, a Aneel publicou o 2º Termo Aditivo do Contrato de Concessão que teve por objetivo formalizar a redefinição do cronograma da UHE Baixo Iguaçu bem como de sua data final de encerramento, reconhecendo a favor do Cebi excludente de responsabilidade pelo atraso na implantação do empreendimento de um período correspondente a 756 dias, recomendando ao MME a prorrogação do prazo da outorga e determinando à CCEE que promova a postergação do início do período de suprimento dos CCEARs pelo período do excludente de responsabilidade reconhecido.

Em 07.11.2017, a Aneel reconheceu um adicional de 46 dias de excludente de responsabilidade pelo atraso na implantação da UHE Baixo Iguaçu, afastando a aplicação de quaisquer penalidades e obrigações contratuais, comerciais ou regulatórias advindas do atraso. Com isso, o empreendimento, que já contava com um excludente de responsabilidade de 756 dias, passou a ter o vencimento da sua concessão em 30.10.2049 e o início de suprimento dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em 12.11.2018.

Em 18.12.2018 finalizou o enchimento do reservatório, o que possibilitou o inicio da operação comercial das duas primeiras unidades geradoras em fevereiro de 2019.

### 18.6 Construção do empreendimento eólico Cutia

Está em fase de construção o maior empreendimento eólico da Copel. Denominado Cutia, 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, 71,4 MW médios de garantia física, todos localizados no Estado do Rio Grande do Norte. A energia que será gerada pelos parques foi comercializada no 6º Leilão de Reserva que ocorreu em 31.10.2014, ao preço médio histórico de R$ 144,00/MWh, atualizado pela variação do IPCA para R$ 183,26 em 31.12.2018. A partir da última quinzena de dezembro de 2018 os parques eólicos iniciaram a entrada em operação comercial de forma escalonada por aerogerador; e
- 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, todos localizados no Estado do Rio Grande do Norte. A energia que será gerada pelos parques eólicos foi comercializada no 20º Leilão de Energia Nova que ocorreu em 28.11.2014, ao preço médio histórico de R$ 142,03 /MWh, atualizado pela variação do IPCA para R$ 179,84 em 31.12.2018. A partir de 29.01.2019 os parques eólicos iniciaram a entrada em operação comercial de forma escalonada por aerogerador.

Para esses empreendimentos consta registrado um saldo de perdas estimadas por redução ao valor recuperável do ativo demonstrado na NE nº 18.7.

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

Durante o exercício, a Companhia revisou o valor recuperável dos ativos de geração em decorrência das mudanças dos cronogramas de implementação dos empreendimentos, dos orçamentos, das estimativas de preços de venda de energia futura e taxa de desconto. A partir destes indicativos prévios foram testadas diversas usinas ou 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 os segmentos testados, 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 31.12.2018, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

| Consolidado | | | Imobilizado | |
|---|---|---|---|---|
| | Custo | Depreciação | *Impairment* | Valor em uso |
| UHE Colíder | 2.334.223 | (2.497) | (731.265) | 1.600.461 |
| Complexo Eólico Cutia | 1.217.079 | - | (167.875) | 1.049.204 |
| Complexo Eólico Bento Miguel | 823.045 | - | (84.621) | 738.424 |
| Consórcio Tapajós (a) | 14.464 | - | (14.464) | - |
| Usinas no Paraná | 961.887 | (46.607) | (202.957) | 712.323 |
| | **5.350.698** | **(49.104)** | **(1.201.182)** | **4.100.412** |

(a) Projeto em desenvolvimento

A Companhia efetuou a revisão do valor recuperável do imobilizado e como resultado dessas análises, o saldo de *impairment* sofreu as seguintes movimentações:

| Consolidado | Saldo em 1º.01.2017 | *Impairment* no ano | Saldo em 31.12.2017 | *Impairment* no ano | Saldo em 31.12.2018 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Em serviço** | | | | | |
| UEG Araucária | (69.073) | 69.073 | - | - | - |
| Usinas no Paraná | (8.245) | 3.259 | (4.986) | 1.497 | (3.489) |
| | **(77.318)** | **72.332** | **(4.986)** | **1.497** | **(3.489)** |
| **Em curso** | | | | | |
| UHE Colíder (18.7.1) | (595.489) | (87.532) | (683.021) | (48.244) | (731.265) |
| Complexo Eólico Cutia (18.7.2) | (232.827) | 8.317 | (224.510) | 56.635 | (167.875) |
| Complexo Eólico Bento Miguel (18.7.2) | (81.637) | (16.594) | (98.231) | 13.610 | (84.621) |
| Consórcio Tapajós | (14.464) | - | (14.464) | - | (14.464) |
| Usinas no Paraná (18.7.3) | (211.688) | 21.556 | (190.132) | (9.336) | (199.468) |
| | **(1.136.105)** | **(74.253)** | **(1.210.358)** | **12.665** | **(1.197.693)** |
| | **(1.213.423)** | **(1.921)** | **(1.215.344)** | **14.162** | **(1.201.182)** |

### 18.7.1 UHE Colíder

Em dezembro de 2018, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia e taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante de 5,36% a.a. (em 2017, 5,35% 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 31.12.2017 considerava maio de 2018), e de alterações no orçamento da obra, foi reconhecida provisão adicional.

### 18.7.2 Complexos Eólico Cutia e Bento Miguel

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

A reversão observada em ambos os complexos se justifica pelo aumento na expectativa de geração alterada para 100% da garantia física do P-50 (em 2017, 95% do P-50) e pelas variações da projeção de longo prazo do PLD e do preço de venda no ACL.

18.7.3 Usinas no Paraná

Em dezembro de 2018, para as usinas do Paraná com indicativo de *impairment*, 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 5,36% a.a. (em 2017, 5,35% a.a.), que derivam da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. Foi registrado *impairment* adicional em função da: (i) postergação da entrada em operação de usina hidrelétrica para fevereiro de 2019 e de usina térmica para março de 2019 (em 2017, ambas eram para outubro de 2018); e (ii) alterações no orçamento da obra.

18.7.4 Unidades geradoras de caixa que não apresentam *impairment*

A tabela abaixo apresenta as unidades geradores de caixa que não apresentaram *impairment* em 31.12.2018. A Companhia realizou análise de sensibilidade, aumentando em 5% e 10% a taxa de desconto demonstrada abaixo para avaliação do risco de cada usina, e verificou-se que nenhum dos empreendimentos apresentou risco de *impairment,* tendo em vista que o valor recuperável (VR) excedeu o valor contábil (VC) dos ativos fixos. conforme demonstrado a seguir:

| Unidade geradora de caixa | Taxa de desconto | VR/VC-1 | VR/VC-1 (5% Variação) | VR/VC-1 (10% Variação) | Risco de *Impairment* |
|---|---|---|---|---|---|
| **Ativos Eólicos** | | | | | |
| Complexo Eólico São Bento | 7,13% | 60,49% | 55,82% | 51,36% | - |
| Complexo Eólico Brisa I | 7,13% | 22,47% | 18,97% | 15,64% | - |
| Complexo Eólico Brisa II | 7,13% | 18,77% | 14,74% | 10,93% | - |
| **Ativos Térmicos** | | | | | |
| UEG Araucária | 7,67% | 70,74% | 67,36% | 64,08% | |
| **Ativos Hídricos** | | | | | |
| Foz do Areia | 5,36% | 232,59% | 230,48% | 228,39% | - |
| Segredo | 5,36% | 168,12% | 164,07% | 160,11% | - |
| Caxias | 5,36% | 131,38% | 127,72% | 124,14% | - |
| Guaricana | 5,36% | 22,57% | 21,25% | 19,96% | - |
| Chaminé | 5,36% | 59,22% | 57,54% | 55,89% | - |
| Apucaraninha | 5,36% | 15,44% | 14,07% | 12,72% | |
| Chopim I | 5,36% | 99,24% | 95,35% | 91,58% | - |
| São Jorge | 5,36% | 3,22% | 2,24% | 1,27% | - |
| Melissa | 5,36% | 23,18% | 21,15% | 19,20% | - |
| Mauá | 5,36% | 56,90% | 53,26% | 49,75% | - |
| Cavernoso II | 5,36% | 7,60% | 4,92% | 2,35% | - |
| Elejor | 7,00% | 66,64% | 62,63% | 58,78% | - |

(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 Taxas médias de depreciação

| Taxas médias de depreciação (%) | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|
| **Geração** | | |
| Equipamento geral | 6,25 | 6,33 |
| Máquinas e equipamentos | 3,56 | 3,59 |
| Geradores | 3,34 | 3,21 |
| Reservatórios, barragens e adutoras | 2,21 | 2,11 |
| Turbina hidráulica | 2,60 | 2,61 |
| Turbinas a gás e a vapor | 2,00 | 2,30 |
| Resfriamento e tratamento de água | 4,00 | 4,00 |
| Condicionador de gás | 4,00 | 4,00 |
| Unidade de geração eólica | 3,71 | 3,85 |
| **Administração central** | | |
| Edificações | 3,35 | 3,33 |
| Máquinas e equipamentos de escritório | 6,25 | 6,25 |
| Móveis e utensílios | 6,25 | 6,25 |
| Veículos | 14,29 | 14,29 |
| **Telecomunicações** | | |
| Equipamentos de transmissão | 4,77 | 6,36 |
| Equipamentos terminais | 9,96 | 12,09 |
| Infraestrutura | 10,37 | 7,45 |

Em 2018, a Administração da Companhia julgou necessário reavaliar a estimativa de vida útil dos ativos relacionados ao negócio de telecomunicações. Com isso, foram alteradas algumas taxas de depreciação, as quais foram aplicadas no exercício de 2018 e de forma prospectiva, sem impacto significativo no resultado.

**Depreciação de ativos que integram o projeto original das Usinas de Mauá, Colíder, Cavernoso II, Santa Clara e Fundão**

Os ativos do projeto original das usinas de Mauá, Colíder e Cavernoso II, 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.

# 19 Intangível

| Consolidado | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|
| Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (19.1) | 5.390.063 | 5.750.873 |
| Contratos de concessão/autorização de geração (19.2) | 593.852 | 619.221 |
| Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (19.3) | 3.619 | 43.888 |
| Outros intangíveis (19.4) | 41.563 | 38.842 |
| | **6.029.097** | **6.452.824** |

## 19.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

| Consolidado | | | Obrigações especiais | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | em serviço | em curso | em serviço | em curso | Total |
| **Em 1º.01.2017** | **7.537.158** | **849.715** | **(2.845.024)** | **(28.468)** | **5.513.381** |
| Aquisições | - | 757.709 | - | - | 757.709 |
| Participação financeira do consumidor | 628 | - | (579) | (125.983) | (125.934) |
| Provisão para litígios adicionada ao custo das obras | - | (1.587) | - | - | (1.587) |
| Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1) | - | (56.853) | - | - | (56.853) |
| Capitalizações para intangível em serviço | 822.472 | (822.472) | (128.351) | 128.351 | - |
| Quotas de amortização - concessão (a) | (411.575) | - | 125.740 | - | (285.835) |
| Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins | (11.014) | - | - | - | (11.014) |
| Baixas | (29.704) | (12.066) | 2.776 | - | (38.994) |
| **Em 31.12.2017** | **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) |
| **Em 31.12.2018** | **8.212.792** | **-** | **(2.822.729)** | **-** | **5.390.063** |

(a) Amortização durante o período de concessão a partir da capitalização 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

A amortização do Intangível é iniciada quando da sua transferência para o Intangível em Serviço, por método linear baseado na vida útil estimada do ativo, e será totalmente amortizado durante o prazo da concessão.

Em razão da adoção inicial do CPC 47/IFRS 15, em 1º.01.2018, o saldo de obras em andamento foi transferido para ativos de contrato (NE nº 11.1).

## 19.2 Contratos de concessão de geração

| Consolidado | Contrato de concessão (a) | | Direito de concessão | |
|---|---|---|---|---|
| | em serviço | em curso | e autorização | Total |
| **Em 1º.01.2017** | **254.280** | **6.299** | **403.133** | **663.712** |
| Outorga Aneel - uso do bem público | - | 678 | - | 678 |
| Quotas de amortização - concessão e autorização (b) | (17.837) | - | (13.139) | (30.976) |
| Transferência para imobilizado | - | - | (14.193) | (14.193) |
| **Em 31.12.2017** | **236.443** | **6.977** | **375.801** | **619.221** |
| Outorga Aneel - uso do bem público | - | 302 | - | 302 |
| Combinação de negócios (NE nº 1.2) | - | - | 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) | - | - |
| **Em 31.12.2018** | **226.411** | **-** | **367.441** | **593.852** |

(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 |
|---|---|---|---|
| **Em 1º.01.2017** | **198.271** | **40.238** | **238.509** |
| Aquisições | - | 13.745 | 13.745 |
| Transferências para contas a receber vinculadas à concessão | (154.908) | (24.501) | (179.409) |
| Capitalizações para intangível em serviço | 10.011 | (10.011) | - |
| Quotas de amortização - concessão (a) | (28.753) | - | (28.753) |
| Baixas | (204) | - | (204) |
| **Em 31.12.2017** | **24.417** | **19.471** | **43.888** |
| 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 (a) | (22.759) | - | (22.759) |
| Baixas | (81) | - | (81) |
| **Em 31.12.2018** | **3.619** | **-** | **3.619** |

(a) Amortização durante o período de concessão a partir do início da operação comercial do empreendimento ou da vida útil dos ativos, dos dois o menor.

Em razão da adoção inicial do CPC 47/IFRS 15, em 1º.01.2018, o saldo de obras em andamento foi transferido para ativos de contrato (NE nº 11.2).

### 19.4 Outros intangíveis

| Consolidado | em serviço | em curso | Total |
|---|---|---|---|
| **Em 1º.01.2017** | **25.725** | **18.485** | **44.210** |
| Aquisições | - | 6.932 | 6.932 |
| Transferências do imobilizado | 105 | - | 105 |
| Capitalizações para intangível em serviço | 5.744 | (5.744) | - |
| Quotas de amortização (a) | (8.809) | - | (8.809) |
| Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins | (54) | - | (54) |
| Baixas | (18) | (3.524) | (3.542) |
| **Em 31.12.2017** | **22.693** | **16.149** | **38.842** |
| 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) |
| **Em 31.12.2018** | **25.630** | **15.933** | **41.563** |

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

## 20 Obrigações Sociais e Trabalhistas

| | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|
| | 31.12.2018 | 31.12.2017 | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
| **Obrigações sociais** | | | | |
| Impostos e contribuições sociais | 1.529 | 1.778 | 54.653 | 49.748 |
| Encargos sociais sobre férias e 13º salário | 731 | 768 | 30.010 | 32.686 |
| | **2.260** | **2.546** | **84.663** | **82.434** |
| **Obrigações trabalhistas** | | | | |
| Folha de pagamento, líquida | - | 157 | 1.308 | 1.796 |
| Férias | 2.480 | 2.511 | 101.327 | 106.450 |
| Provisão para participação nos lucros e/ou resultados | 863 | 586 | 91.526 | 68.817 |
| Programa de desligamentos voluntários | 1.144 | 877 | 5.349 | 38.642 |
| Outros | - | 300 | 6 | 15.828 |
| | **4.487** | **4.431** | **199.516** | **231.533** |
| | **6.747** | **6.977** | **284.179** | **313.967** |

## 21 Fornecedores

| Consolidado | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|
| Energia elétrica | 819.792 | 986.689 |
| Materiais e serviços | 384.300 | 521.969 |
| Gás para revenda | 95.478 | 101.026 |
| Encargos de uso da rede elétrica | 169.629 | 117.362 |
| | **1.469.199** | **1.727.046** |
| **Circulante** | **1.419.243** | **1.683.577** |
| **Não circulante** | **49.956** | **43.469** |

# 22 Empréstimos e Financiamentos

| Contrato | Empresa | Data da emissão | Nº de parcelas | Vencimento final | Encargos financeiros a.a. (juros + comissão) | Pagamento de encargos | Valor do contrato | Consolidado 31.12.2018 | Consolidado 31.12.2017 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Moeda estrangeira** | | | | | | | | | |
| **Secretaria do Tesouro Nacional - STN** | | | | | | | | | |
| (1) *Par Bond* | Copel | 20.05.1998 | 1 | 11.04.2024 | 6,0% + 0,20% | Semestral | 17.315 | 42.914 | 52.768 |
| (1) *Discount Bond* | Copel | 20.05.1998 | 1 | 11.04.2024 | 3,3125% + 0,20% | Semestral | 12.082 | 61.837 | 36.502 |
| **Total moeda estrangeira** | | | | | | | | **104.751** | **89.270** |
| **Moeda nacional** | | | | | | | | | |
| **Banco do Brasil** | | | | | | | | | |
| (2) 21/02155-4 | Copel DIS | 10.09.2010 | 2 | 15.08.2018 | 109,0% do DI | Semestral | 116.667 | - | 60.049 |
| (3) 21/02248-8 | Copel DIS | 22.06.2011 | 2 | 16.05.2018 | 109,0% do DI | Semestral | 150.000 | - | 75.601 |
| (4) CCB 21/11062X | Copel DIS | 26.08.2013 | 3 | 27.07.2018 | 106,0% do DI | Semestral | 151.000 | - | 51.932 |
| (5) CCB 330.600.773 | Copel DIS | 11.07.2014 | 3 | 11.07.2019 | 111,8% do DI | Semestral | 116.667 | 40.023 | 80.699 |
| (6) CFX 17/35959-7 | Copel DIS | 16.05.2017 | 2 | 06.05.2019 | 12,0% | Trimestral | 75.000 | 37.973 | 75.291 |
| (7) CCB 21/00851-5 | Copel DIS | 30.06.2017 | 2 | 13.06.2019 | 11,0% | Trimestral | 38.889 | 19.340 | 38.241 |
| (8) CCB 17/35960-0 | Copel DIS | 27.07.2017 | 2 | 17.07.2019 | 11,0% | Trimestral | 50.333 | 51.473 | 51.073 |
| (9) CFX 17/35958-9 | Copel DIS | 15.08.2017 | 2 | 05.08.2019 | 11,0% | Trimestral | 58.333 | 59.102 | 58.636 |
| (10) NCI 330.600.132 | Copel HOL | 28.02.2007 | 3 | 28.02.2019 | 107,8% do DI | Semestral | 231.000 | 78.669 | 157.707 |
| (11) CCB 306.401.381 | Copel HOL | 21.06.2018 | 4 | 21.07.2021 | 120,00% do DI | Trimestral | 640.005 | 641.530 | 660.949 |
| (12) NCI 306.401.445 | Copel HOL | 24.02.2017 | 2 | 15.02.2020 | 124,5% do DI | Semestral | 77.000 | 78.435 | 78.186 |
| | | | | | | | | **1.006.545** | **1.388.364** |
| **Eletrobras** | | | | | | | | | |
| (13) 980/95 | Copel DIS | 22.12.1994 | 80 | 15.11.2018 | 8,0% | Trimestral | 11 | - | 3 |
| (13) 981/95 | Copel DIS | 22.12.1994 | 80 | 15.08.2019 | 8,0% | Trimestral | 1.169 | 49 | 115 |
| (13) 982/95 | Copel DIS | 22.12.1994 | 80 | 15.11.2019 | 8,0% | Trimestral | 1.283 | 24 | 48 |
| (13) 983/95 | Copel DIS | 22.12.1994 | 80 | 15.11.2020 | 8,0% | Trimestral | 11 | 51 | 77 |
| (13) 984/95 | Copel DIS | 22.12.1994 | 80 | 15.11.2020 | 8,0% | Trimestral | 14 | 22 | 33 |
| (13) 985/95 | Copel DIS | 22.12.1994 | 80 | 15.08.2021 | 8,0% | Trimestral | 61 | 17 | 23 |
| (14) 142/06 | Copel DIS | 11.05.2006 | 120 | 30.09.2018 | 5,0%+ 1,0% | Mensal | 74.340 | - | 2.730 |
| (14) 206/07 | Copel DIS | 03.03.2008 | 120 | 30.08.2020 | 5,0%+ 1,0% | Mensal | 109.642 | 14.839 | 23.746 |
| (14) 273/09 | Copel DIS | 18.02.2010 | 120 | 30.12.2022 | 5,0%+ 1,0% | Mensal | 63.944 | 6.577 | 8.222 |
| | | | | | | | | **21.579** | **34.997** |
| **Caixa Econômica Federal** | | | | | | | | | |
| (14) 415.855-22/14 | Copel DIS | 31.03.2015 | 120 | 08.12.2026 | Fixa: 6% | Mensal | 16.984 | 15.298 | 5.087 |
| (15) 3153-352 | Copel DIS | 01.11.2016 | 36 | 15.12.2021 | 5,5 % acima da TJLP | Trimestral | 489 | 496 | 498 |
| | | | | | | | | **15.794** | **5.585** |
| **Finep** | | | | | | | | | |
| (16) 21120105-00 | Copel Tel | 17.07.2012 | 81 | 15.10.2020 | 4% | Mensal | 35.095 | 5.730 | 8.855 |
| (16) 21120105-00 | Copel Tel | 17.07.2012 | 81 | 15.10.2020 | 3,5% + TR | Mensal | 17.103 | 4.842 | 7.482 |
| | | | | | | | | **10.572** | **16.337** |
| **BNDES** | | | | | | | | | |
| (17) 820989.1 | Copel GeT | 17.03.2009 | 179 | 15.01.2028 | 1,63% acima da TJLP | Mensal | 169.500 | 107.326 | 118.370 |
| (18) 1120952.1-A | Copel GeT | 16.12.2011 | 168 | 15.04.2026 | 1,82% acima da TJLP | Mensal | 42.433 | 23.098 | 26.078 |
| (19) 1120952.1-B | Copel GeT | 16.12.2011 | 168 | 15.04.2026 | 1,42% acima da TJLP | Mensal | 2.290 | 1.246 | 1.407 |
| (20) 1220768.1 | Copel GeT | 28.09.2012 | 192 | 15.07.2029 | 1,36% acima da TJLP | Mensal | 73.122 | 50.908 | 55.357 |
| (21) 13211061 | Copel GeT | 04.12.2013 | 192 | 15.10.2031 | 0% e 1,49% acima da TJLP | Mensal | 1.041.155 | 841.871 | 871.022 |
| (22) 13210331 | Copel GeT | 03.12.2013 | 168 | 15.08.2028 | 1,49% e 1,89% acima da TJLP | Mensal | 17.644 | 12.659 | 13.878 |
| (23) 15206041 | Copel GeT | 28.12.2015 | 168 | 15.06.2030 | 2,42% acima da TJLP | Mensal | 34.265 | 23.984 | 25.899 |
| (24) 15205921 | Copel GeT | 28.12.2015 | 168 | 15.12.2029 | 2,32% acima da TJLP | Mensal | 21.584 | 14.518 | 15.734 |
| (25) 18205101 | Copel GeT | 22.11.2018 | 192 | 15.06.2035 | 1,94% a.a acima da TJLP | Mensal | 194.000 | 158.659 | - |
| (26) 14205611-A | Copel DIS | 15.12.2014 | 72 | 15.01.2021 | 2,09% acima da TJLP | Mensal | 41.583 | 14.450 | 21.267 |
| (26) 14205611-B | Copel DIS | 15.12.2014 | 6 | 15.02.2021 | 2,09 acima da TR BNDES | Anual | 17.821 | 11.992 | 15.384 |
| (27) 14205611-C | Copel DIS | 15.12.2014 | 113 | 15.06.2024 | 6,0% | Mensal | 78.921 | 43.097 | 50.949 |
| (28) 14205611-D | Copel DIS | 15.12.2014 | 57 | 15.02.2021 | TJLP | Mensal | 750 | 20 | 29 |
| (29) 14.2.1271.1 | Santa Maria | 01.06.2015 | 192 | 15.08.2031 | 1,66% acima da TJLP | Mensal | 59.462 | 48.125 | 51.578 |
| (29) 14.2.1272.1 | Santa Helena | 01.06.2015 | 192 | 15.08.2031 | 1,66% acima da TJLP | Mensal | 64.520 | 52.188 | 55.932 |
| (30) 11211521 | GE Farol | 19.03.2012 | 192 | 15.06.2030 | 2,34% acima da TJLP | Mensal | 54.100 | 45.158 | 48.741 |
| (30) 11211531 | GE Boa Vista | 19.03.2012 | 192 | 15.06.2030 | 2,34% acima da TJLP | Mensal | 40.050 | 33.385 | 36.034 |
| (30) 11211541 | GE S.B. do Norte | 19.03.2012 | 192 | 15.06.2030 | 2,34% acima da TJLP | Mensal | 90.900 | 75.715 | 81.723 |
| (30) 11211551 | GE Olho D'Água | 19.03.2012 | 192 | 15.06.2030 | 2,34% acima da TJLP | Mensal | 97.000 | 80.863 | 87.278 |
| (31) 18204611 | Cutia | 25.10.2018 | 192 | 15.07.2035 | 2,04% acima da TJLP | Mensal | 619.405 | 505.368 | - |
| (32) 13212221 - A | Costa Oeste | 03.12.2013 | 168 | 30.11.2028 | 1,95% + TJLP | Mensal | 23.634 | 21.291 | - |
| (33) 13212221 - B | Costa Oeste | 03.12.2013 | 106 | 30.09.2023 | 3,5% | Mensal | 9.086 | 3.789 | - |
| (34) 14205851 - A | Marumbi | 08.07.2014 | 168 | 30.06.2029 | 2,00% + TJLP | Mensal | 33.460 | 27.134 | - |
| (35) 14205851 - B | Marumbi | 08.07.2014 | 106 | 30.04.2024 | 6,0% | Mensal | 21.577 | 12.076 | - |
| | | | | | | | | **2.208.920** | **1.576.660** |
| (36) Notas Promissórias | Copel GeT | 12.05.2017 | 1 | 12.05.2019 | 117% do DI | Parcela única | 500.000 | 571.822 | 529.919 |
| | | | | | | | | **571.822** | **529.919** |
| **Banco do Brasil Repasse BNDES** | | | | | | | | | |
| (37) 21/02000-0 | Copel GeT | 16.04.2009 | 179 | 15.01.2028 | 2,13% acima da TJLP | Mensal | 169.500 | 107.324 | 118.373 |
| | | | | | | | | **107.324** | **118.373** |
| **Total moeda nacional** | | | | | | | | **3.942.556** | **3.670.235** |
| | | | | | | | | **4.047.307** | **3.759.505** |
| | | | | | | | **Circulante** | **1.113.047** | **784.666** |
| | | | | | | | **Não circulante** | **2.934.260** | **2.974.839** |

**Destinação**

(1) Reestruturação da dívida da Controladora referente aos financiamentos sob amparo da Lei nº 4.131/62.

(2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) Capital de giro.

(13) Programa Nacional de Irrigação - Proni.

(14) Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.

(15) Operação para aquisição de máquinas e/ou equipamentos e também bens de informática e automação.

(16) Projeto BEL - serviço de internet banda ultra larga (*Ultra Wide Band* - UWB).

(17) (37) Implementação da UHE Mauá e sistema de transmissão associado, em consórcio com a Eletrosul.

(18) Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.

(19) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para a implantação da linha de transmissão descrita acima.

(20) Implantação da PCH Cavernoso II.

(21) Implantação da UHE Colíder e sistema de transmissão associado.

(22) Implantação da Subestação Cerquilho III em 230/138kV.

(23) Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.

(24) Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim C2.

(25) Implantação da UHE Baixo Iguaçu e sistema de transmissão associado.

(26) Investimento em preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão.

(27) Máquinas e equipamentos nacionais credenciados no BNDES.

(28) Implantação, expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE).

(29) (30) (31) Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.

(32) Implantação de Linha de Transmissão 230 kV entre a SE Cascavel Oeste e a SE Umuarama Sul e implantação da SE Umuarama Sul 230/138 kV.

(33) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para implantação do empreendimento descrito acima.

(34) Implantação de Linha de Transmissão 525 kV entre a SE Curitiba e a SE Curitiba Leste e implantação da SE Curitiba Leste 525/230 kV.

(35) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para implantação do empreendimento descrito acima.

(36) Pagamento da primeira parcela de debêntures e reforço de caixa da Copel Get.

**Garantias**

(1) Conta corrente bancária centralizadora da arrecadação das receitas. Garantias depositadas (23.1).

(2) (3) Penhor de duplicatas mercantis de até 360 dias.

(2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (19) Cessão de créditos.

(13) (14) Receita própria, suportada por procuração outorgada por instrumento público, e na emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil em igual número das parcelas a vencer.

(15) Cessão fiduciária de duplicatas.

(16) Bloqueio de recebimentos na conta corrente da arrecadação.

(17) (20) (37) Totalidade da receita proveniente da venda e/ou comercialização de energia dos CCEARs relativos ao projeto, através de Contrato de Cessão de Vinculação de Receitas, Administração de Contas e Outras Avenças.

(18) (19) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 027/2009-Aneel, do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão nº 09/2010-ONS e dos contratos de uso do Sistema de Transmissão, celebrados entre o ONS, as Concessionárias e as Usuárias do Sistema de Transmissão, inclusive a totalidade da receita proveniente da prestação dos serviços de transmissão.

(21) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 01/2011MME-UHE Colíder e cessão fiduciária em decorrência do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) celebrado entre Copel e BRF - Brasil Foods S.A.

(22) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 015/2010, celebrado entre Copel e União Federal.

(23) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 002/2013-Aneel.

(24) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 022/2012-Aneel.

(25) Cessão fiduciária, nos termos do § 3º do artigo 66-B da Lei nº 4.728, de 14.07.65, (i) de sua quota de participação nos direitos emergentes da concessão de que é titular em decorrência do Contrato de Concessão de Uso de Bem Público para geração de Energia Elétrica nº 02/2012-MME-UHE Baixo Iguaçu, de 20 de agosto de 2012.

(26) (27) (28) Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.

(29) Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Energia Reserva nº 153/2011; cessão fiduciária de receitas decorrentes do projeto.

(30) Penhor de ações (GE Farol, GE Boa Vista, GE S.B.Norte and GE Olho D'Água); cessão fiduciária de recebíveis provenientes da receita de venda de energia elétrica produzidas pelo projeto; cessão fiduciária das máquinas e equipamentos montados ou construídos com os recursos a eles vinculados.

(31) Penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios.

(32) (33) Cessão Fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão 001/2012 e 100% das ações penhoradas em favor do BNDES até a quitação do empréstimo.

(34) (35) Cessão Fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão 008/2012 e 100% das ações penhoradas em favor do BNDES até a quitação do empréstimo.

(36) Aval da Copel.

### 22.1 Cauções e depósitos vinculados - STN

Constituição de garantias, sob a forma de caução em dinheiro, *Par Bond*, no valor de R$ 52.717 (R$ 44.548 em 31.12.2017), e *Discount Bond*, no valor de R$ 36.838 (R$ 31.117 em 31.12.2017), 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 | | 31.12.2018 | % | 31.12.2017 | % |
|---|---|---|---|---|---|
| **Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)** | | | | | |
| Dólar norte-americano | 17,13 | 104.751 | 2,59 | 89.270 | 2,37 |
| | | **104.751** | **2,59** | **89.270** | **2,37** |
| **Moeda nacional - indexadores acumulados no período (%)** | | | | | |
| CDI | 6,40 | 1.410.479 | 34,85 | 1.695.042 | 45,09 |
| TJLP | 7,03 | 2.245.786 | 55,49 | 1.629.198 | 43,34 |
| TR | 0,00 | 4.842 | 0,12 | 7.482 | 0,20 |
| IPCA | 3,75 | 11.992 | 0,30 | 15.384 | 0,41 |
| Sem indexador (taxa fixa anual) | - | 269.457 | 6,65 | 323.129 | 8,59 |
| | | **3.942.556** | **97,41** | **3.670.235** | **97,63** |
| | | **4.047.307** | **100,00** | **3.759.505** | **100,00** |

## 22.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

| | Controladora | | | Consolidado | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 31.12.2018 | Moeda estrangeira | Moeda nacional | Total | Moeda estrangeira | Moeda nacional | Total |
| 2020 | - | 354.047 | 354.047 | - | 558.069 | 558.069 |
| 2021 | - | 316.291 | 316.291 | - | 503.246 | 503.246 |
| 2022 | - | - | - | - | 190.244 | 190.244 |
| 2023 | - | - | - | - | 188.586 | 188.586 |
| 2024 | 103.646 | - | 103.646 | 103.646 | 184.691 | 288.337 |
| Após 2024 | - | - | - | - | 1.205.778 | 1.205.778 |
| | **103.646** | **670.338** | **773.984** | **103.646** | **2.830.614** | **2.934.260** |

## 22.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

| Controladora | Moeda estrangeira | Moeda nacional | Total |
|---|---|---|---|
| **Em 1º.01.2017** | **90.505** | **924.855** | **1.015.360** |
| Ingressos | - | 77.000 | 77.000 |
| Encargos | 3.868 | 101.575 | 105.443 |
| Variação monetária e cambial | (1.184) | - | (1.184) |
| Amortização - principal | - | (83.000) | (83.000) |
| Pagamento - encargos | (3.919) | (123.588) | (127.507) |
| **Em 31.12.2017** | **89.270** | **896.842** | **986.112** |
| 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) |
| **Em 31.12.2018** | **104.751** | **798.634** | **903.385** |

| Consolidado | Moeda estrangeira | Moeda nacional | Total |
|---|---|---|---|
| **Em 1º.01.2017** | **90.505** | **3.955.788** | **4.046.293** |
| Ingressos | - | 800.044 | 800.044 |
| Encargos | 3.868 | 395.081 | 398.949 |
| Variação monetária e cambial | (1.184) | 18.623 | 17.439 |
| Amortização - principal | - | (971.187) | (971.187) |
| Pagamento - encargos | (3.919) | (528.114) | (532.033) |
| **Em 31.12.2017** | **89.270** | **3.670.235** | **3.759.505** |
| 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) |
| **Em 31.12.2018** | **104.751** | **3.942.556** | **4.047.307** |

### 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.

Até 31.12.2018, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

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

| Empresa | Instrumento Contratual | Indicadores financeiros anuais | Limite |
|---|---|---|---|
| Copel GeT | BNDES Finem nº 820989.1 - Mauá<br>Banco do Brasil nº 21/02000-0 - Mauá | Ebitda / Resultado Financeiro Líquido | ≥ 1,3 |
| | 3ª Emissão de Notas promissórias | Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado | ≤ 3,5 |
| 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 | ≥ 1,2 |
| Costa Oeste | BNDES Finem nº 14205851 - A | Índice de cobertura do serviço da dívida | ≥ 1,3 |
| Marumbi | BNDES Finem nº 14205851 - B | Índice de cobertura do serviço da dívida | ≥ 1,3 |

Financiamento a empreendimentos - Finem

# 23 Debêntures

| Emissão | | Empresa | Data da emissão | Nº de parcelas | Vencimento inicial | Vencimento final | Encargos financeiros a.a. (juros) | Valor do contrato | Consolidado 31.12.2018 | Consolidado 31.12.2017 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (1) | 5ª | Copel | 13.05.2014 | 3 | 13.05.2017 | 13.05.2019 | 111,5% da taxa DI | 1.000.000 | 336.139 | 672.537 |
| (2) | 6ª | Copel | 28.06.2017 | 1 | - | 28.06.2019 | 117,0% da taxa DI | 520.000 | 585.540 | 542.944 |
| (3) | 7ª | Copel | 19.01.2018 | 2 | 19.01.2020 | 19.01.2021 | 119,0% da taxa DI | 600.000 | 616.401 | - |
| (4) | 1ª | Copel GeT | 15.05.2015 | 3 | 15.05.2018 | 15.05.2020 | 113,0% da taxa DI | 1.000.000 | 695.328 | 1.059.822 |
| (5) | 2ª | Copel GeT | 13.07.2016 | 2 | 13.07.2018 | 13.07.2019 | 121,0% da taxa DI | 1.000.000 | 514.993 | 1.037.570 |
| (6) | 3ª | Copel GeT | 20.10.2017 | 3 | 20.10.2020 | 20.10.2022 | 126,0% da taxa DI | 1.000.000 | 1.003.715 | 999.442 |
| (7) | 4ª | Copel GeT | 23.07.2018 | 3 | 23.07.2021 | 23.07.2023 | 126,0% da taxa DI | 1.000.000 | 1.017.858 | - |
| (8) | 5ª | Copel GeT | 25.09.2018 | 5 | 15.09.2021 | 15.09.2025 | IPCA + 7,6475% | 290.000 | 286.199 | - |
| (9) | 2ª | Copel DIS | 27.10.2016 | 2 | 27.10.2018 | 27.10.2019 | 124,0% da taxa DI | 500.000 | 250.943 | 502.179 |
| (10) | 3ª | Copel DIS | 20.10.2017 | 2 | 20.10.2021 | 20.10.2022 | 126,0% da taxa DI | 500.000 | 502.640 | 501.810 |
| (11) | 4ª | Copel DIS | 27.09.2018 | 3 | 27.09.2021 | 27.09.2023 | DI + spread 2,70% | 1.000.000 | 1.003.524 | - |
| (12) | 1ª | Copel TEL | 15.10.2015 | 5 | 15.10.2020 | 15.10.2024 | IPCA + 7,9633% | 160.000 | 186.783 | 184.506 |
| (13) | 2ª | Copel TEL | 15.07.2017 | 1 | - | 15.07.2022 | IPCA + 5,4329% | 220.000 | 232.131 | 215.675 |
| (14) | 2ª | (a) | 24.03.2016 | 192 | 15.08.2016 | 15.07.2032 | TJLP + 2,02% | 147.575 | 128.243 | 135.662 |
| (15) | 2ª | (a) | 24.03.2016 | 192 | 15.08.2016 | 15.07.2032 | IPCA + 9,87% | 153.258 | 140.043 | 145.786 |
| (16) | 2ª | Elejor | 26.09.2013 | 60 | 26.10.2013 | 26.09.2018 | DI + Spread 1,00% | 203.000 | - | 30.370 |
| (17) | 1ª | Compagás | 16.12.2013 | 40 | 15.09.2015 | 15.12.2018 | TJLP + 1,7% a.a.+1,0% | 66.626 | - | 19.214 |
| (18) | 2ª | Compagás | 15.04.2016 | 54 | 15.07.2017 | 15.12.2021 | TJLP/Selic + 2,17% | 33.620 | 17.651 | 23.461 |
| | | | | | | | | | **7.518.131** | **6.070.978** |
| | | | | | | | | **Circulante** | **2.184.881** | **1.632.062** |
| | | | | | | | | **Não circulante** | **5.333.250** | **4.438.916** |

(a) Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel.

**Características**
(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (16) 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.
(14) Debêntures simples, 1ª série, não conversíveis em ações, emissão privada.
(15) Debêntures simples, 2ª série, não conversíveis em ações, emissão privada.
(17) (18) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie flutuante, emissão privada.

**Pagamento de encargos financeiros**
(1) Juros semestrais - maio e novembro.
(2) Parcela única no fim do contrato - junho.
(3) (7) (13) Juros semestrais - janeiro e julho.
(4) Juros anuais - maio.
(5) Juros anuais - julho.
(6) (10) (12) Juros semestrais - abril e outubro.
(8) (11) Juros semestrais - março e setembro.
(9) Juros anuais - outubro.
(14) (15) (16) Juros mensais.
(17) (18) Juros trimestrais - março, junho, setembro e dezembro.

**Destinação**
(1) (2) (3) (4) (5) (6) (9) (10) Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.
(7) Resgate antecipado total da 4ª emissão de notas promissórias comerciais da Companhia e pagamento parcial da 1ª primeira parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.
(8) Reembolso de gastos relacionados ao Projeto de construção das Linhas de Transmissão Araraquara II - Taubaté, Assis - Londrina e Foz do Chopim.
(11) Capital de giro e pagamento da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.
(12) (13) Implantação, ampliação e modernização de rede de telecomunicações.
(14) (15) Implantação de centrais eólicas e sistemas de transmissão associados.
(16) Liquidação total do contrato de mútuo com a Copel.
(17) (18) Financiar plano de investimentos da emissora.

**Garantias**
(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (16) Fidejussória.
(14) (15) Real e fidejussória e penhor de ações da Copel Geração e Transmissão.
(17) (18) Flutuante.

**Interveniente garantidora**
(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (14) (15) Copel.
(16) Copel, na proporção de 70% e Paineira Participações S.A., na proporção de 30%.
(17) (18) Compagás.

**Agente fiduciário**
(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (16) Pentágono S.A. DTVM.
(14) (15) Não há.
(17) (18) BNDES Participações S.A. - BNDESPAR.

### 23.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

| 31.12.2018 | Controladora | Consolidado |
|---|---|---|
| 2020 | 298.202 | 995.390 |
| 2021 | 298.201 | 1.631.912 |
| 2022 | - | 1.588.014 |
| 2023 | - | 784.214 |
| 2024 | - | 128.112 |
| Após 2024 | - | 205.608 |
| | **596.403** | **5.333.250** |

### 23.2 Mutação das debêntures

| | Controladora | Consolidado |
|---|---|---|
| **Em 1º.01.2017** | **1.017.099** | **4.790.809** |
| Ingressos | 520.000 | 2.242.521 |
| Encargos | 125.969 | 575.468 |
| Amortização - principal | (333.300) | (915.005) |
| Pagamento - encargos | (114.287) | (622.815) |
| **Em 31.12.2017** | **1.215.481** | **6.070.978** |
| 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) |
| **Em 31.12.2018** | **1.538.080** | **7.518.131** |

### 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 31.12.2018, as controladas Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A, Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A, Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A, Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A e Ventos de Santo Uriel não atenderam ao Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD de 1,3, ao calcular o índice sem considerar o valor do ressarcimento junto a fornecedores de bens (NE 32.6 - b). A Companhia preventivamente solicitou e recebeu, em 28.12.2018, carta do BNDES, com a referência AE/DEENE2 nº 101/2018, não declarando o vencimento antecipado da escritura de debêntures para o ano de 2018. Exceto pelo exposto anteriormente, em 31.12.2018, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

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

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

## 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 | |
|---|---|---|---|---|
| | **31.12.2018** | **31.12.2017** | **31.12.2018** | **31.12.2017** |
| Planos previdenciários | 7 | 12 | 1.149 | 1.069 |
| Planos assistenciais | 4.947 | 4.040 | 967.614 | 865.034 |
| | **4.954** | **4.052** | **968.763** | **866.103** |
| **Circulante** | **87** | **57** | **58.478** | **53.225** |
| **Não circulante** | **4.867** | **3.995** | **910.285** | **812.878** |

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

| | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|
| | **31.12.2018** | **31.12.2017** | **31.12.2018** | **31.12.2017** |
| **Empregados** | | | | |
| Planos previdenciários | 523 | 606 | 78.209 | 78.680 |
| Plano assistencial - pós-emprego | 563 | 519 | 97.866 | 97.511 |
| Plano assistencial - funcionários ativos | 816 | 341 | 86.580 | 81.617 |
| (-) Transferências para imobilizado e ativos de contrato | - | - | (20.630) | (21.901) |
| | **1.902** | **1.466** | **242.025** | **235.907** |
| **Administradores** | | | | |
| Planos previdenciários | 344 | 392 | 1.598 | 1.500 |
| Plano assistencial | 40 | 85 | 127 | 190 |
| | **384** | **477** | **1.725** | **1.690** |
| | **2.286** | **1.943** | **243.750** | **237.597** |

## 24.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

| | Controladora | Consolidado |
|---|---|---|
| **Em 1º.01.2017** | **3.705** | **769.865** |
| Apropriação do cálculo atuarial | 519 | 97.511 |
| Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais | 2.471 | 153.069 |
| Ajuste referente a (ganhos) perdas atuariais | (18) | 46.506 |
| Amortizações | (2.625) | (200.848) |
| **Em 31.12.2017** | **4.052** | **866.103** |
| Apropriação do cálculo atuarial | 563 | 97.900 |
| Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais | 5.860 | 151.215 |
| Ajuste referente a perdas atuariais | 408 | 58.354 |
| Amortizações | (5.929) | (204.809) |
| **Em 31.12.2018** | **4.954** | **968.763** |

## 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 2018 e 2017, estão demonstradas a seguir:

| **Consolidado** | **2018** | | **2017** | |
|---|---|---|---|---|
| | **Real** | **Nominal** | **Real** | **Nominal** |
| **Econômicas** | | | | |
| Inflação a.a. | - | 4,00% | - | 4,50% |
| **Taxa de desconto/retorno esperados a.a.** | | | | |
| Plano Unificado | 4,60% | 8,78% | 5,11% | 9,84% |
| Plano III | 4,60% | 8,78% | 5,24% | 9,97% |
| Plano Assistencial | 4,60% | 8,78% | 5,20% | 9,94% |
| **Crescimento salarial** | | | | |
| Plano Unificado a.a. | 2,00% | 6,08% | 2,00% | 6,59% |
| Plano III a.a. | 1,50% | 5,56% | 1,50% | 6,07% |
| **Demográficas** | | | | |
| 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** | |
| | **31.12.2018** | **31.12.2017** | **31.12.2018** | **31.12.2017** | **31.12.2018** | **31.12.2017** |
| Número de participantes ativos | 33 | 37 | 8.180 | 8.540 | 7.427 | 8.172 |
| Número de participantes inativos | 4.368 | 4.435 | 3.843 | 3.509 | 8.174 | 7.703 |
| Número de dependentes | - | - | - | - | 22.472 | 23.081 |
| **Total** | **4.401** | **4.472** | **12.023** | **12.049** | **38.073** | **38.956** |

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

| Consolidado | Plano Unificado | Plano III |
|---|---|---|
| **Em 31.12.2018** | | |
| Participantes aposentados | 14,37 | 22,74 |
| Participantes pensionistas | 15,68 | 27,21 |
| **Em 31.12.2017** | | |
| Participantes aposentados | 14,92 | 23,01 |
| Participantes pensionistas | 16,37 | 27,99 |

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica da Companhia e de suas controladas é, respectivamente, de 67,3 e 66,8 anos.

24.5.4 Avaliação atuarial

Com base na revisão das premissas, os valores do Plano Unificado e Plano III para 31.12.2018 totalizaram, respectivamente, superávit de R$ 376.077 e de R$ 32.732 enquanto que, em 31.12.2017, a posição era, respectivamente, de R$ 481.678 e de R$ 86.487. 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 de dezembro de 2018, refletindo qualquer direito de redução de contribuições ou restituição de superávit ou outros valores.

| Consolidado | Plano Unificado | Plano III | Plano Assistencial | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|---|---|---|
| Obrigações total ou parcialmente cobertas | 5.914.764 | 2.145.661 | 1.140.605 | 9.201.030 | 8.123.419 |
| Valor justo dos ativos do plano | (6.290.841) | (2.178.236) | (172.991) | (8.642.068) | (7.826.550) |
| **Estado de cobertura do plano** | **(376.077)** | **(32.575)** | **967.614** | **558.962** | **296.869** |
| Ativo não reconhecido | 376.077 | 32.575 | - | 408.652 | 568.165 |
| | **-** | **-** | **967.614** | **967.614** | **865.034** |

A Companhia e suas controladas procederam ajustes nos seus passivos assistenciais através de relatório atuarial, data base 31.12.2018, quando efetuaram os registros, em outros resultados abrangentes, do valor total de R$ 58.354, correspondente a um acréscimo apurado naquela data base.

24.5.5 Movimentação do passivo atuarial

| Consolidado | Plano Unificado | Plano III | Plano assistencial |
|---|---|---|---|
| **Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2017** | **4.951.078** | **1.565.121** | **933.914** |
| Custo de serviço | 329 | 10.502 | 9.225 |
| Custo dos juros | 563.257 | 176.878 | 105.987 |
| Benefícios pagos | (406.023) | (122.841) | (7) |
| (Ganhos) / perdas atuariais | 244.253 | 104.908 | (13.162) |
| **Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2017** | **5.352.894** | **1.734.568** | **1.035.957** |
| 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) |
| **Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2018** | **5.914.764** | **2.145.661** | **1.140.605** |

### 24.5.6 Movimentação do ativo atuarial

| Consolidado | Plano Unificado | Plano III | Plano assistencial |
|---|---|---|---|
| **Valor justo do ativo do plano em 1º.01.2017** | **5.478.802** | **1.793.516** | **165.301** |
| Retorno esperado dos ativos | 546.699 | 202.691 | 23.934 |
| Contribuições e aportes | 30.520 | 10.505 | - |
| Benefícios pagos | (406.023) | (122.841) | - |
| Ganhos / (perdas) atuariais | 184.574 | (62.816) | (18.312) |
| **Valor justo do ativo do plano em 31.12.2017** | **5.834.572** | **1.821.055** | **170.923** |
| 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) |
| **Valor justo do ativo do plano em 31.12.2018** | **6.290.841** | **2.178.236** | **172.991** |

### 24.5.7 Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2019 para cada plano estão demonstrados a seguir:

| Consolidado | Plano Unificado | Plano III | Plano Assistencial | 2019 |
|---|---|---|---|---|
| Custo do serviço corrente | 560 | 4.098 | 14.306 | 18.964 |
| Custo estimado dos juros | 477.731 | 128.060 | 106.004 | 711.795 |
| Rendimento esperado do ativo do plano | (584.972) | (180.750) | (20.733) | (786.455) |
| Contribuições estimadas dos empregados | (213) | (2.049) | - | (2.262) |
| **Custos (receitas)** | **(106.894)** | **(50.641)** | **99.577** | **(57.958)** |

### 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.

| | Cenários projetados | |
|---|---|---|
| | Aumento 1% | Redução 1% |
| **Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo** | | |
| Impactos nas obrigações do programa previdenciário | (382.458) | 587.106 |
| Impactos nas obrigações do programa de saúde | (182.573) | 182.573 |
| **Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos** | | |
| Impactos nas obrigações do programa de saúde | 79.801 | (74.557) |
| Impacto no custo do serviço do exercício seguinte do programa de saúde | 982 | (918) |
| **Sensibilidade ao custo do serviço** | | |
| Impactos nas obrigações do programa previdenciário | (64) | 98 |
| Impactos nas obrigações do programa de saúde | (2.260) | 2.260 |

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:

| Consolidado | Plano Unificado | Plano III | Plano Assistencial | Total |
|---|---|---|---|---|
| 2019 | 354.069 | 148.236 | 47.519 | 549.824 |
| 2020 | 340.372 | 192.004 | 52.063 | 584.439 |
| 2021 | 326.924 | 198.083 | 51.821 | 576.828 |
| 2022 | 313.390 | 199.913 | 51.146 | 564.449 |
| 2023 | 300.346 | 198.714 | 49.950 | 549.010 |
| 2024 a 2048 | 3.072.612 | 3.110.140 | 645.610 | 6.828.362 |

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 2018 e a alocação-meta para 2019, por categoria de ativos, são as seguintes:

| Consolidado | Meta para 2019 | 2018 |
|---|---|---|
| Renda fixa | 77,8% | 87,8% |
| Renda variável | 5,7% | 7,0% |
| Empréstimos | 2,0% | 1,6% |
| Investimentos imobiliários | 3,8% | 1,6% |
| Investimentos estruturados | 8,1% | 2,0% |
| Investimentos no exterior | 2,6% | 0,0% |
| | **100,0%** | **100,0%** |

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

| Consolidado | Plano Unificado | | Plano III | |
|---|---|---|---|---|
| | meta (%) (*) | mínimo (%) | meta (%) | mínimo (%) |
| Renda fixa | 91,0% | 57,0% | 60,0% | 33,0% |
| Renda variável | 2,5% | 1,0% | 10,0% | 7,0% |
| Empréstimos | 0,5% | 0,0% | 4,0% | 1,0% |
| Investimentos imobiliários | 3,0% | 1,0% | 5,0% | 0,0% |
| Investimentos estruturados | 3,0% | 0,0% | 15,0% | 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 31.12.2018 e 2017, os valores dos ativos do plano previdenciário incluíam os seguintes títulos mobiliários emitidos pela Copel:

| Consolidado | Planos Previdenciários | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Plano Unificado | | Plano III | |
| | 31.12.2018 | 31.12.2017 | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
| Debêntures | - | - | 4.166 | 6.729 |
| Ações | 5 | - | 13 | - |
| | **5** | **-** | **4.179** | **6.729** |

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 31.12.2018 e 31.12.2017 no valor de R$ 77.797 e R$ 80.727, respectivamente.

## 25 Encargos Setoriais a Recolher

| Consolidado | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|
| Conta de desenvolvimento energético - CDE | 73.549 | 121.912 |
| Bandeira tarifária | - | 22.427 |
| Reserva global de reversão - RGR | 6.323 | 5.686 |
| | **79.872** | **150.025** |

## 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

| Consolidado | Aplicado e não concluído | Saldo a recolher | Saldo a aplicar | Saldo em 31.12.2018 | Saldo em 31.12.2017 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Pesquisa e desenvolvimento - P&D** | | | | | |
| Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT | - | 4.725 | - | 4.725 | 5.232 |
| MME | - | 2.361 | - | 2.361 | 2.616 |
| P&D | 129.159 | - | 198.467 | 327.626 | 316.121 |
| | **129.159** | **7.086** | **198.467** | **334.712** | **323.969** |
| **Programa de eficiência energética - PEE** | | | | | |
| Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel | - | 15.792 | - | 15.792 | 6.041 |
| PEE | 22.326 | - | 219.905 | 242.231 | 202.465 |
| | **22.326** | **15.792** | **219.905** | **258.023** | **208.506** |
| | **151.485** | **22.878** | **418.372** | **592.735** | **532.475** |
| | | | **Circulante** | **270.429** | **282.766** |
| | | | **Não circulante** | **322.306** | **249.709** |

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

| Consolidado | FNDCT | MME | P&D | Procel | PEE | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Em 1º.01.2017** | **4.603** | **2.302** | **294.088** | **4.932** | **177.964** | **483.889** |
| Constituições | 29.956 | 14.978 | 29.956 | 8.500 | 34.000 | 117.390 |
| Contrato de desempenho | - | - | - | - | 1.363 | 1.363 |
| Juros Selic (NE nº 33) | - | - | 19.544 | (128) | 14.929 | 34.345 |
| Recolhimentos | (29.327) | (14.664) | - | (7.263) | - | (51.254) |
| Conclusões | - | - | (27.467) | - | (25.791) | (53.258) |
| **Em 31.12.2017** | **5.232** | **2.616** | **316.121** | **6.041** | **202.465** | **532.475** |
| 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 Selic (NE nº 33) | - | - | 12.627 | 684 | 12.096 | 25.407 |
| Recolhimentos | (31.716) | (15.859) | - | - | - | (47.575) |
| Conclusões | - | - | (32.777) | - | (10.663) | (43.440) |
| **Em 31.12.2018** | **4.725** | **2.361** | **327.626** | **15.792** | **242.231** | **592.735** |

## 27 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

| Consolidado | Empresa | Outorga | Assinatura | Final | Taxa de desconto | Correção Anual | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (1) UHE Mauá | Copel GeT | 29.06.2007 | 03.07.2007 | 07.2042 | 5,65% a.a. | IPCA | 16.709 | 16.384 |
| (2) UHE Colíder | Copel GeT | 29.12.2010 | 17.01.2011 | 01.2046 | 7,74% a.a. | IPCA | 23.864 | 23.188 |
| (3) UHE Baixo Iguaçu | Copel GeT | 19.07.2012 | 20.08.2012 | 01.2047 | 7,74% a.a. | IPCA | 7.412 | 6.977 |
| (4) PCH Cavernoso | Copel GeT | 11.07.2013 | 11.07.2013 | 07.2018 | 7,74% a.a. | IPCA | - | 27 |
| (5) UHE Apucaraninha | Copel GeT | 11.07.2013 | 11.07.2013 | 07.2018 | 7,74% a.a. | IPCA | - | 185 |
| (6) UHE Chaminé | Copel GeT | 11.07.2013 | 11.07.2013 | 07.2018 | 7,74% a.a. | IPCA | - | 320 |
| (7) UHE Derivação Rio Jordão | Copel GeT | 11.07.2013 | 24.02.2014 | 02.2019 | 7,74% a.a. | IPCA | 47 | 313 |
| (8) UHEs Fundão e Santa Clara | Elejor | 23.10.2001 | 25.10.2001 | 10.2036 | 11,00% a.a. | IGPM | 536.131 | 507.560 |
| | | | | | | | **584.163** | **554.954** |
| | | | | | | **Circulante** | **67.858** | **62.624** |
| | | | | | | **Não circulante** | **516.305** | **492.330** |

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

| Consolidado | Valor nominal | Valor presente |
|---|---|---|
| 2019 | 68.001 | 67.858 |
| 2020 | 66.754 | 60.138 |
| 2021 | 66.754 | 54.296 |
| 2022 | 66.754 | 49.025 |
| Após 2022 | 1.027.917 | 352.846 |
| | **1.296.180** | **584.163** |

### 27.2 Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

| | |
|---|---|
| **Em 1º.01.2017** | **565.542** |
| Adição | 678 |
| Ajuste a valor presente | 1.432 |
| Variação monetária | 53.173 |
| Pagamentos | (65.871) |
| **Em 31.12.2017** | **554.954** |
| Adição | 302 |
| Ajuste a valor presente | (114) |
| Variação monetária | 93.386 |
| Pagamentos | (64.365) |
| **Em 31.12.2018** | **584.163** |

## 28 Outras Contas a Pagar

| **Consolidado** | **31.12.2018** | **31.12.2017** |
|---|---|---|
| Consumidores (a) | 70.713 | 33.380 |
| Obrigações junto a clientes nas operações de venda de gás | 55.048 | 33.221 |
| Aquisição de investimentos | 32.200 | 12.307 |
| Taxa de iluminação pública arrecadada | 28.337 | 24.101 |
| Provisão Despacho Aneel nº 084/2017 | 24.314 | 22.132 |
| Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos | 20.820 | 21.467 |
| Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 35.2.12) | 11.007 | - |
| Cauções em garantia | 10.026 | 8.837 |
| Devolução ao consumidor | 5.036 | 5.481 |
| Outras obrigações | 51.523 | 33.328 |
| | **309.024** | **194.254** |
| **Circulante** | **192.070** | **121.405** |
| **Não circulante** | **116.954** | **72.849** |

(a) Do saldo de Consumidores, R$ 32.639 referem-se a valores repassados pela União à Copel, 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.

## 29 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.

## 29.1 Provisões para litígios

### 29.1.1 Mutação das provisões para litígios das ações consideradas como de perda provável

| Consolidado | | Resultado | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Provisões para litígios | | Custo de construção | Adições | | Transferências/ | |
| | Saldo em 1º.01.2018 | Adições | Reversões | Adições/(Rev.) | no ativo | Quitações | Outros | Saldo em 31.12.2018 |
| **Fiscais** | | | | | | | | |
| Cofins (a) | 79.748 | 22.855 | - | - | - | - | - | 102.603 |
| Outras (b) | 58.793 | 7.722 | (26.695) | - | - | (6.325) | 20.999 | 54.494 |
| | **138.541** | **30.577** | **(26.695)** | **-** | **-** | **(6.325)** | **20.999** | **157.097** |
| **Trabalhistas (c)** | **475.631** | **232.195** | **(2.400)** | **-** | **-** | **(92.644)** | **-** | **612.782** |
| **Benefícios a empregados (d)** | **89.439** | **11.089** | **(10.062)** | **-** | **-** | **(5.267)** | **-** | **85.199** |
| **Cíveis** | | | | | | | | |
| 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 |
| | **744.137** | **125.002** | **(122.338)** | **(568)** | **26.645** | **(39.935)** | **3.279** | **736.222** |
| **Regulatórias (j)** | **64.316** | **9.296** | **(139)** | **-** | **-** | **-** | **-** | **73.473** |
| | **1.512.064** | **408.159** | **(161.634)** | **(568)** | **26.645** | **(144.171)** | **24.278** | **1.664.773** |
| **Circulante** | **112.000** | | | | | | | **-** |
| **Não circulante** | **1.400.064** | | | | | | | **1.664.773** |

| Consolidado | | Resultado | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Provisões para litígios | | Custo de construção | Adições | | Transferências | |
| | Saldo em 1º.01.2017 | Adições | Reversões | Adições | no ativo | Quitações | | Saldo em 31.12.2017 |
| **Fiscais** | | | | | | | | |
| Cofins (a) | 93.892 | 8.888 | (23.032) | - | - | - | - | 79.748 |
| Outras (b) | 142.985 | 21.890 | (113.739) | - | - | (433) | 8.090 | 58.793 |
| | **236.877** | **30.778** | **(136.771)** | **-** | **-** | **(433)** | **8.090** | **138.541** |
| **Trabalhistas (c)** | **458.901** | **122.992** | **(18.518)** | **-** | **-** | **(87.744)** | **-** | **475.631** |
| **Benefícios a empregados (d)** | **42.366** | **61.765** | **(7.194)** | **-** | **-** | **(7.498)** | **-** | **89.439** |
| **Cíveis** | | | | | | | | |
| Cíveis e direito administrativo (e) | 295.484 | 255.280 | (3.240) | - | - | (28.074) | 8.163 | 527.613 |
| Servidões de passagem (f) | 99.380 | 4.593 | - | 4.503 | 2.641 | (181) | - | 110.936 |
| Desapropriações e patrimoniais (g) | 65.712 | 848 | (701) | 24.285 | 5.499 | (16) | - | 95.627 |
| Consumidores (h) | 5.228 | 3.884 | (286) | - | - | (449) | - | 8.377 |
| Ambientais (i) | 1.432 | 960 | (808) | - | - | - | - | 1.584 |
| | **467.236** | **265.565** | **(5.035)** | **28.788** | **8.140** | **(28.720)** | **8.163** | **744.137** |
| **Regulatórias (j)** | **67.958** | **1.648** | **(5.290)** | **-** | **-** | **-** | **-** | **64.316** |
| | **1.273.338** | **482.748** | **(172.808)** | **28.788** | **8.140** | **(124.395)** | **16.253** | **1.512.064** |
| | | | | | | | **Circulante** | **112.000** |
| | | | | | | | **Não circulante** | **1.400.064** |

| Controladora | Saldo em 1º.01.2018 | Resultado | | Quitações | Saldo em 31.12.2018 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Adições | Reversões | | |
| **Fiscais** | | | | | |
| Cofins (a) | 79.748 | 22.855 | - | - | 102.603 |
| Outras (b) | 24.365 | 5.768 | - | (93) | 30.040 |
| | **104.113** | **28.623** | **-** | **(93)** | **132.643** |
| **Trabalhistas (c)** | **518** | **141** | **(70)** | **(1)** | **588** |
| **Cíveis (e)** | **135.422** | **30.768** | **(23.409)** | **(8)** | **142.773** |
| **Regulatórias (j)** | **15.042** | **1.134** | **-** | **-** | **16.176** |
| | **255.095** | **60.666** | **(23.479)** | **(102)** | **292.180** |
| **Circulante** | **112.000** | | | | **-** |
| **Não circulante** | **143.095** | | | | **292.180** |

| Controladora | Saldo em Saldo em | Resultado | | Quitações | Saldo em 31.12.2017 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Adições | Reversões | | |
| **Fiscais** | | | | | |
| Cofins (a) | 93.892 | 8.888 | (23.032) | - | 79.748 |
| Outras (b) | 23.335 | 1.283 | - | (253) | 24.365 |
| | **117.227** | **10.171** | **(23.032)** | **(253)** | **104.113** |
| **Trabalhistas (c)** | **18** | **511** | **(4)** | **(7)** | **518** |
| **Cíveis (e)** | **20.578** | **114.844** | **-** | **-** | **135.422** |
| **Regulatórias (j)** | **15.121** | **-** | **(79)** | **-** | **15.042** |
| | **152.944** | **125.526** | **(23.115)** | **(260)** | **255.095** |
| | | | | **Circulante** | **112.000** |
| | | | | **Não circulante** | **143.095** |

29.1.2 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, relativos aos períodos 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.

**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 reclamatórias trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados da Copel e de suas controladas contra a Fundação Copel, que causarão, consequentemente, 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, procedimento irregular, 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

A principal ação está descrita a seguir:

**Autor:** Tradener Ltda. **Valor estimado:** R$ 128.481

A ação popular nº 588/2006 já transitou em julgado e a decisão reconheceu como válida as comissões 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:** processo nº 0005990.22.2012.8.16.0004 - a Companhia foi condenada ao pagamento das comissões no valor atualizado de R$ 107.955, atualizado pelo INPC/IBGE a partir do vencimento das comissões, acrescido de juros de 1% ao mês, contados da citação (31.10.2012) e honorários. A Companhia recorreu, porém, em 08.11.2016, o Tribunal negou provimento à apelação. A Copel opôs recurso de Embargos de Declaração que foi conhecido e parcialmente provido para sanar obscuridade, porém sem alterar o resultado da apelação. A Copel interpôs Recurso Especial, cujo seguimento foi negado. A Copel interpôs Agravo ao Superior Tribunal de Justiça, que se encontra pendente de julgamento.

**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$ 39.399

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.

**Aut**or: proprietário de imóvel **Valor estimado:** R$ 22.449

Ação de desapropriação de área utilizada para o reservatório da Usina Mauá proposta pelo Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, que a Copel GeT participa com o percentual de 51%, onde se discute o valor da indenização do imóvel que está em parte submerso.

**Situação atual:** Decisão de primeira instância, houve a interposição de embargos de declaração, os quais ainda não foram julgados.

**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 está discutindo, 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$ 53.120

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.

### 29.2 Passivo contingente

29.2.1 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 | |
|---|---|---|---|---|
| | **31.12.2018** | **31.12.2017** | **31.12.2018** | **31.12.2017** |
| Fiscais (a) | 160.139 | 513.803 | 568.512 | 858.082 |
| Trabalhistas (b) | 561 | 420 | 311.777 | 360.322 |
| Benefícios a empregados (c) | - | - | 19.099 | 20.262 |
| Cíveis (d) | 473.430 | 458.708 | 1.286.466 | 1.091.122 |
| Regulatórias (e) | - | - | 866.836 | 793.720 |
| | **634.130** | **972.931** | **3.052.690** | **3.123.508** |

29.2.2 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$ 108.493

Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.

**Situação atual:** aguardando julgamento no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF.

**Autor:** Secretaria de Estado da Fazenda **Valor estimado:** R$ 78.402

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 6.587.156-4.

**Autor:** Copel **Valor Estimado:** R$ 76.475

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$ 55.735

Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviço de construção civil prestado por terceiro.

**Situação atual**: aguardando julgamento de recurso.

**Autor:** Receita Federal do Brasil **Valor estimado:** R$ 116.086

Exigências e questionamentos administrativos referentes aos tributos federais, em sua maioria ainda pendentes de análise administrativa.

**b) 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.

**c) Benefícios a empregados**

Ações de reclamatórias trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados da Copel e de suas subsidiárias integrais contra a Fundação Copel, que causarão, consequentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.

**d) Cíveis**

Ações que envolvem faturamento, procedimento irregular, 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. **Valor estimado:** R$ 172.583

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%, em que se discute judicialmente a validade da autorização de lavra de mineração da Mineradora Tibagiana no local da UHE Mauá e efeitos indenizatórios dela decorrentes.

**Situação atual:** ação pendente de julgamento em 1º grau de jurisdição.

**Autores:** franqueados de Agência/loja Copel **Valor estimado:** R$ 44.717

Propositura de duas ações individuais em razão de contratos administrativos de franquia de Agência/loja Copel Distribuição, com pedido principal para reconhecer subconcessão e transferir serviços prestados, com repasse integral dos valores das tarifas, e pedido secundário de prorrogação do contrato e indenização, com repasse integral dos valores das tarifas, dentre outras verbas, atualmente com recursos pendentes de julgamento.

**Situação atual:** aguardando julgamento.

**Autor:** Copel Distribuição **Valor Estimado:** R$ 78.277

O Departamento de Estradas e Rodagens - DER lavrou auto de infração fiscal à Copel Distribuição, assim a Companhia impetrou ação com objeto de impugnar a cobrança pelo DER 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 aguarda decisão sobre produção de prova pericial.

**e) 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$ 729.609

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 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.

# 30 Patrimônio Líquido

## 30.1 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 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”.

O capital social integralizado monta a R$ 7.910.000. 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 | 19.186.634 | 13,23 | 76.763 | 23,36 | 69.782.600 | 54,39 | 89.045.997 | 32,54 |
| NYSE | 649.508 | 0,45 | - | - | 30.973.304 | 24,15 | 31.622.812 | 11,56 |
| Latibex | - | - | - | - | 208.846 | 0,16 | 208.846 | 0,08 |
| Prefeituras | 178.393 | 0,12 | 9.326 | 2,84 | 3.471 | - | 191.190 | 0,07 |
| Outros | 158.398 | 0,10 | 242.538 | 73,80 | 45.441 | 0,04 | 446.377 | 0,16 |
| | **145.031.080** | **100,00** | **328.627** | **100,00** | **128.295.668** | **100,00** | **273.655.375** | **100,00** |

## 30.2 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.

| | Controladora | Consolidado |
|---|---|---|
| **Em 1º.01.2017** | **998.466** | **998.466** |
| **Ativos financeiros disponíveis para venda** | | |
| Aplicações financeiras | 2 | 3 |
| Tributos sobre os ajustes | - | (1) |
| Investimentos em participações societárias | 11.659 | 26.135 |
| Tributos sobre os ajustes | (3.965) | (8.887) |
| Investimentos em participações societárias - equivalência patrimonial, líquida de tributos. | 9.554 | - |
| **Passivos atuariais** | | |
| Benefícios pós-emprego | 18 | (46.506) |
| Tributos sobre os ajustes | (7) | 16.827 |
| Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos. | (29.567) | - |
| **Realização dos ajustes de avaliação patrimonial** | | |
| Custo atribuído do imobilizado | - | (108.561) |
| Tributos sobre a realização dos ajustes | - | 36.911 |
| Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos. | (71.650) | - |
| Ganhos com investimentos em participações societárias | (14.174) | (28.650) |
| Tributos sobre a realização dos ajustes | 4.819 | 9.741 |
| Ganhos com investimentos em participações societárias - equivalência patrimonial, líquida de tributos. | (9.554) | - |
| **Atribuível aos acionistas não controladores** | **-** | **123** |
| **Em 31.12.2017** | **895.601** | **895.601** |
| **Passivos atuariais** | | |
| Benefícios pós-emprego | (408) | (58.354) |
| Tributos sobre os ajustes | 139 | 19.994 |
| Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos. | (38.245) | - |
| **Realização dos ajustes de avaliação patrimonial** | | |
| 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) | - |
| **Reclassificação pela adoção do CPC 48/IFRS 9** | | |
| Investimentos em participações societárias | (4.391) | (4.391) |
| **Atribuível aos acionistas não controladores** | **-** | **(154)** |
| **Em 31.12.2018** | **785.610** | **785.610** |

### 30.3 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.

### 30.4 Proposta de distribuição de dividendos

| Controladora | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|
| **(1) Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios (25%)** | | |
| Lucro líquido do exercício | 1.407.063 | 1.033.626 |
| Reserva legal (5%) | (70.353) | (51.681) |
| Realização dos ajustes de avaliação patrimonial | 67.086 | 71.650 |
| Base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios | 1.403.796 | 1.053.595 |
| | **350.949** | **263.399** |
| **(2) Distribuição total proposta (3+5)** | **378.542** | **289.401** |
| **(3) Juros sobre o capital próprio, brutos** | 280.000 | 266.000 |
| Imposto de renda retido na fonte | (27.593) | (26.002) |
| **(4) Juros sobre o capital próprio, líquidos** | **252.407** | **239.998** |
| **(5) Dividendos propostos** | **98.542** | **23.401** |
| **(6) Distribuição total proposta, líquida (4+5)** | **350.949** | **263.399** |
| **Valor bruto dos dividendos por ação:** | | |
| Ações ordinárias | 1,31950 | 1,00801 |
| Ações preferenciais classe "A" | 2,89050 | 2,89050 |
| Ações preferenciais classe "B" | 1,45151 | 1,10883 |
| **Valor bruto dos dividendos por classes de ações:** | | |
| Ações ordinárias | 191.369 | 146.193 |
| Ações preferenciais classe "A" | 950 | 950 |
| Ações preferenciais classe "B" | 186.223 | 142.258 |

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 remuneração aos acionistas 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.

## 30.5 Lucro por ação - básico e diluído

| Controladora | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|
| **Numerador básico e diluído** | | |
| Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores: | | |
| Ações ordinárias | 712.234 | 523.206 |
| Ações preferenciais classe "A" | 1.775 | 1.304 |
| Ações preferenciais classe "B" | 693.054 | 509.116 |
| | **1.407.063** | **1.033.626** |
| **Denominador básico e diluído** | | |
| Média ponderada das ações (em milhares): | | |
| Ações ordinárias | 145.031.080 | 145.031.080 |
| Ações preferenciais classe "A" | 328.627 | 328.627 |
| Ações preferenciais classe "B" | 128.295.668 | 128.295.668 |
| | **273.655.375** | **273.655.375** |
| **Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora** | | |
| Ações ordinárias | 4,91091 | 3,60754 |
| Ações preferenciais classe "A" | 5,40201 | 3,96830 |
| Ações preferenciais classe "B" | 5,40201 | 3,96830 |

# 31 Receita Operacional Líquida

| Consolidado | Receita bruta | PIS/Pasep e Cofins | ICMS | Encargos setoriais (31.2) | ISSQN | Receita líquida 31.12.2018 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Fornecimento de energia elétrica** | **10.104.045** | **(931.771)** | **(2.315.030)** | **(1.308.660)** | **-** | **5.548.584** |
| Residencial | 3.262.212 | (301.885) | (892.053) | (471.575) | - | 1.596.699 |
| Industrial | 2.863.086 | (261.692) | (486.614) | (260.416) | - | 1.854.364 |
| Comercial, serviços e outras atividades | 2.172.540 | (201.047) | (625.123) | (313.744) | - | 1.032.626 |
| Rural | 897.606 | (83.064) | (71.665) | (131.494) | - | 611.383 |
| Poder público | 263.827 | (24.415) | (52.208) | (38.337) | - | 148.867 |
| Iluminação pública | 279.767 | (25.890) | (80.768) | (40.399) | - | 132.710 |
| Serviço público | 365.007 | (33.778) | (106.599) | (52.695) | - | 171.935 |
| **Suprimento de energia elétrica** | **3.136.244** | **(318.368)** | **-** | **(51.960)** | **-** | **2.765.916** |
| Contratos bilaterais | 2.002.077 | (242.828) | - | (34.759) | - | 1.724.490 |
| Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE | 663.024 | (23.448) | - | (11.511) | - | 628.065 |
| CCEAR (leilão) | 327.759 | (39.753) | - | (5.690) | - | 282.316 |
| Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.3) | 85.986 | - | - | - | - | 85.986 |
| Regime de cotas | 57.398 | (12.339) | - | - | - | 45.059 |
| **Disponibilidade da rede elétrica** | **6.867.274** | **(657.679)** | **(1.643.593)** | **(1.096.942)** | **-** | **3.469.060** |
| Residencial | 2.222.621 | (209.406) | (624.777) | (371.351) | - | 1.017.087 |
| Industrial | 1.179.534 | (104.588) | (436.421) | (184.179) | - | 454.346 |
| Comercial, serviços e outras atividades | 1.416.111 | (132.444) | (425.030) | (234.558) | - | 624.079 |
| Rural | 363.296 | (34.180) | (28.206) | (61.378) | - | 239.532 |
| Poder público | 185.383 | (17.466) | (35.497) | (31.146) | - | 101.274 |
| Iluminação pública | 184.530 | (17.386) | (53.502) | (30.814) | - | 82.828 |
| Serviço público | 141.556 | (13.337) | (40.160) | (23.647) | - | 64.412 |
| Consumidores livres | 795.105 | (74.912) | - | (135.166) | - | 585.027 |
| Rede básica, de fronteira e de conexão | 1.411 | (133) | - | (240) | - | 1.038 |
| Receita de operação e manutenção - O&M | 58.578 | (25.526) | - | (11.536) | - | 21.516 |
| Receita de juros efetivos | 319.149 | (28.301) | - | (12.927) | - | 277.921 |
| **Receita de construção** | **1.097.313** | **-** | **-** | **-** | **-** | **1.097.313** |
| **Valor justo do ativo indenizável da concessão** | **47.499** | **-** | **-** | **-** | **-** | **47.499** |
| **Telecomunicações** | **512.540** | **(19.248)** | **(125.229)** | **-** | **(1.884)** | **366.179** |
| **Distribuição de gás canalizado** | **753.222** | **(69.382)** | **(126.530)** | **-** | **(124)** | **557.186** |
| **Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais** | **985.344** | **(91.656)** | **-** | **-** | **-** | **893.688** |
| **Outras receitas operacionais** | **222.329** | **(29.696)** | **-** | **-** | **(3.278)** | **189.355** |
| Arrendamentos e aluguéis (31.1) | 132.682 | (17.722) | - | - | - | 114.960 |
| Renda da prestação de serviços | 59.280 | (7.918) | - | - | (3.278) | 48.084 |
| Serviço taxado | 18.475 | (2.468) | - | - | - | 16.007 |
| Outras receitas | 11.892 | (1.588) | - | - | - | 10.304 |
| | **23.725.810** | **(2.117.800)** | **(4.210.382)** | **(2.457.562)** | **(5.286)** | **14.934.780** |

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado

| Consolidado | Receita bruta | PIS/Pasep e Cofins | ICMS | Encargos setoriais (31.2) | ISSQN | Receita líquida 31.12.2017 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Fornecimento de energia elétrica** | **8.689.516** | **(749.683)** | **(2.039.245)** | **(1.219.055)** | **-** | **4.681.533** |
| Residencial | 2.829.626 | (242.916) | (771.902) | (433.080) | - | 1.381.728 |
| Industrial | 2.382.314 | (208.226) | (433.088) | (252.531) | - | 1.488.469 |
| Comercial, serviços e outras atividades | 1.908.426 | (163.834) | (548.328) | (291.798) | - | 904.466 |
| Rural | 772.465 | (66.314) | (75.137) | (119.645) | - | 511.369 |
| Poder público | 236.719 | (20.322) | (46.506) | (36.418) | - | 133.473 |
| Iluminação pública | 244.381 | (20.979) | (70.811) | (37.359) | - | 115.232 |
| Serviço público | 315.585 | (27.092) | (93.473) | (48.224) | - | 146.796 |
| **Suprimento de energia elétrica** | **3.529.770** | **(300.003)** | **-** | **(53.413)** | **-** | **3.176.354** |
| Contratos bilaterais | 1.947.862 | (203.994) | - | (30.656) | - | 1.713.212 |
| Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE | 1.077.943 | (45.889) | - | (16.966) | - | 1.015.088 |
| CCEAR (leilão) | 367.970 | (38.537) | - | (5.791) | - | 323.642 |
| Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.3) | 82.160 | - | - | - | - | 82.160 |
| Regime de cotas | 53.835 | (11.583) | - | - | - | 42.252 |
| **Disponibilidade da rede elétrica** | **6.442.761** | **(588.290)** | **(1.488.323)** | **(748.207)** | **-** | **3.617.941** |
| Residencial | 2.025.400 | (189.915) | (572.269) | (252.691) | - | 1.010.525 |
| Industrial | 1.076.613 | (96.059) | (385.725) | (126.842) | - | 467.987 |
| Comercial, serviços e outras atividades | 1.310.903 | (122.168) | (386.320) | (162.367) | - | 640.048 |
| Rural | 342.195 | (32.056) | (25.811) | (43.365) | - | 240.963 |
| Poder público | 174.427 | (16.355) | (33.384) | (21.922) | - | 102.766 |
| Iluminação pública | 167.907 | (15.744) | (48.668) | (20.935) | - | 82.560 |
| Serviço público | 126.795 | (11.889) | (36.146) | (15.816) | - | 62.944 |
| Consumidores livres | 663.248 | (62.190) | - | (84.633) | - | 516.425 |
| Rede básica, de fronteira e de conexão | 1.387 | (130) | - | (177) | - | 1.080 |
| Receita de operação e manutenção - O&M | 113.324 | (16.733) | - | (7.793) | - | 88.798 |
| Receita de juros efetivos | 440.562 | (25.051) | - | (11.666) | - | 403.845 |
| **Receita de construção** | **868.001** | **-** | **-** | **-** | **-** | **868.001** |
| **Valor justo do ativo indenizável da concessão** | **57.080** | **-** | **-** | **-** | **-** | **57.080** |
| **Telecomunicações** | **426.773** | **(15.854)** | **(99.460)** | **-** | **(2.507)** | **308.952** |
| **Distribuição de gás canalizado** | **621.992** | **(58.959)** | **(107.912)** | **-** | **(306)** | **454.815** |
| **Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais** | **767.040** | **(48.214)** | **-** | **-** | **-** | **718.826** |
| **Outras receitas operacionais** | **171.356** | **(27.710)** | **-** | **-** | **(2.575)** | **141.071** |
| Arrendamentos e aluguéis (31.1) | 109.230 | (10.956) | - | - | - | 98.274 |
| Renda da prestação de serviços | 30.247 | (5.789) | - | - | (2.575) | 21.883 |
| Serviço taxado | 15.981 | (5.758) | - | - | - | 10.223 |
| Outras receitas | 15.898 | (5.207) | - | - | - | 10.691 |
| | **21.574.289** | **(1.788.713)** | **(3.734.940)** | **(2.020.675)** | **(5.388)** | **14.024.573** |

## 31.1 Arrendamentos e aluguéis

### 31.1.1 Receita de arrendamento e aluguéis

| Consolidado | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|
| Equipamentos e estruturas | 131.409 | 106.790 |
| Compartilhamento de instalações | 1.003 | 2.159 |
| Imóveis | 270 | 281 |
| | **132.682** | **109.230** |

### 31.1.2 Recebíveis de arrendamentos não canceláveis

| Consolidado | Até 1 ano | 1 a 5 anos | Mais de 5 anos | Total 31.12.2018 |
|---|---|---|---|---|
| Compartilhamento de instalações | 1.142 | 5.710 | 16.811 | 23.663 |

## 31.2 Encargos setoriais

| Consolidado | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|
| Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (31.2.1) | 1.840.283 | 1.415.738 |
| Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária | 423.098 | 420.027 |
| Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE | 123.306 | 117.390 |
| Quota para reserva global de reversão - RGR | 48.512 | 46.825 |
| Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia | 12.211 | 10.971 |
| Taxa de fiscalização | 10.152 | 9.723 |
| | **2.457.562** | **2.020.674** |

### 31.2.1 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.

Atualmente, a Companhia realiza os pagamentos do encargo CDE Uso, destinada ao custeio dos objetivos da CDE previstos na lei, e a quota anual da CDE Energia, composta por:

a) Conta no Ambiente de Contratação Regulada - Conta ACR, que tem 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.

b) CDE Energia, destinada à devolução dos recursos recebidos pelas concessionárias de distribuição, no período de janeiro de 2013 a janeiro 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 termoelétricas 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. O saldo em 31.12.2018 é composto da seguinte forma:

| Resoluções | Período | 31.12.2018 |
|---|---|---|
| **CDE USO** | | |
| Resolução Homologatória nº 2.368/2018 | Janeiro a agosto | 594.972 |
| Resolução Homologatória nº 2.446/2018 | Setembro a dezembro | 445.075 |
| (-) Liminares | Janeiro a dezembro | (2) |
| | | **1.040.045** |
| **CONTA ACR** | | |
| Resolução Homologatória nº 2.231/2017 | Janeiro a dezembro | 557.981 |
| | | **557.981** |
| **CDE ENERGIA** | | |
| Resolução Homologatória nº 2.202/2017 | Janeiro a maio | 100.692 |
| Resolução Homologatória nº 2.358/2017 | Junho a a dezembro | 145.007 |
| (-) Liminares | Janeiro a dezembro | (3.442) |
| | | **242.257** |
| | | **1.840.283** |

**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.

Pelo Despacho nº 1.576/2016 é assegurado às distribuidoras associadas o direito do não repasse, deduzindo da parcela da CDE Uso e CDE Energia os valores não arrecadados. Os valores não faturados decorrentes dessas liminares, não impactam o resultado da distribuidora.

### 31.3 Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS

O reajuste tarifário anual, que ocorre entre as revisões tarifárias, é homologado pela Aneel com base em fórmula definida no contrato de concessão e nos normativos estabelecidos no Proret, que consideram para os custos não gerenciáveis (Parcela A) as variações incorridas no período e para os custos gerenciáveis (Parcela B), a variação do IPCA, ajustada pela aplicação do Fator X.

Em 2018, a Aneel homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS por meio da Resolução Homologatória nº 2.402, de 19.06.2018, que autorizou a aplicação do reajuste médio de 15,99% (5,85% em 2017) a ser percebido pelos consumidores, o qual é composto da seguinte forma: 6,52% relativos à inclusão dos componentes financeiros; 0,31% decorrentes da atualização da Parcela B; 7,49% relativos à atualização da Parcela A; e 1,67% que refletem a retirada dos componentes financeiros do processo tarifário anterior.

O reajuste foi aplicado integralmente às tarifas da Copel DIS a partir de 24.06.2018.

# 32 Custos e Despesas Operacionais

| Consolidado | Custos operacionais | Despesas com vendas | Despesas gerais e administrativas | Outras despesas operacionais, líquidas | 31.12.2018 |
|---|---|---|---|---|---|
| Energia elétrica comprada para revenda (32.1) | (6.361.178) | - | - | - | (6.361.178) |
| Encargos de uso da rede elétrica | (1.176.780) | - | - | - | (1.176.780) |
| Pessoal e administradores (32.2) | (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 (32.3) | (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 (32.4) | 18.920 | (81.936) | - | (243.681) | (306.697) |
| Custo de construção (32.5) | (1.052.208) | - | - | - | (1.052.208) |
| Outros custos e despesas operacionais, líquidos (32.6) | (171.751) | (21.930) | (103.597) | (45.435) | (342.713) |
| | **(11.501.688)** | **(148.709)** | **(723.534)** | **(302.690)** | **(12.676.621)** |

| Consolidado | Custos operacionais | Despesas com vendas | Despesas gerais e administrativas | Outras despesas operacionais, líquidas | 31.12.2017 |
|---|---|---|---|---|---|
| Energia elétrica comprada para revenda (32.1) | (6.165.450) | - | - | - | (6.165.450) |
| Encargos de uso da rede elétrica | (712.030) | - | - | - | (712.030) |
| Pessoal e administradores (32.2) | (984.011) | (20.435) | (338.898) | - | (1.343.344) |
| Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3) | (175.479) | (2.424) | (59.694) | - | (237.597) |
| Material | (71.535) | (968) | (10.621) | - | (83.124) |
| Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica | (97.360) | - | - | - | (97.360) |
| Gás natural e insumos para operação de gás | (309.542) | - | - | - | (309.542) |
| Serviços de terceiros (32.3) | (386.435) | (18.826) | (116.254) | - | (521.515) |
| Depreciação e amortização | (686.007) | (16) | (32.070) | (13.506) | (731.599) |
| Perdas de créditos, provisões e reversões (32.4) | 122.782 | (90.478) | - | (397.843) | (365.539) |
| Custo de construção (32.5) | (1.003.881) | - | - | - | (1.003.881) |
| Outros custos e despesas operacionais, líquidos (32.6) | (196.942) | (35.903) | (128.138) | (52.967) | (413.950) |
| | **(10.665.890)** | **(169.050)** | **(685.675)** | **(464.316)** | **(11.984.931)** |

| Controladora | Despesas gerais e administrativas | Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas | 31.12.2018 |
|---|---|---|---|
| Pessoal e administradores (32.2) | (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 (32.4) | - | (24.902) | (24.902) |
| Outras receitas (despesas) operacionais (a) | (17.590) | 37.720 | 20.130 |
| | **(67.292)** | **11.696** | **(55.596)** |

(a) Do saldo de R$ 37.721 na coluna de Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas, R$ 25.129 referem-se a reconhecimento de crédito tributário, conforme NE nº 33.1.

| Controladora | Despesas gerais e administrativas | Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas | 31.12.2017 |
|---|---|---|---|
| Pessoal e administradores (32.2) | (18.455) | - | (18.455) |
| Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3) | (1.943) | - | (1.943) |
| Material | (631) | - | (631) |
| Serviços de terceiros | (14.265) | - | (14.265) |
| Depreciação e amortização | (82) | (1.121) | (1.203) |
| Perdas de créditos, provisões e reversões (32.4) | - | (93.756) | (93.756) |
| Outras receitas (despesas) operacionais | (24.225) | 26.089 | 1.864 |
| | **(59.601)** | **(68.788)** | **(128.389)** |

## 32.1 Energia elétrica comprada para revenda

| Consolidado | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|
| Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR | 2.599.345 | 2.693.976 |
| Câmara de Comercialização de Energia - CCEE | 1.850.021 | 1.766.091 |
| Itaipu Binacional | 1.272.177 | 1.117.957 |
| Contratos bilaterais | 928.741 | 766.803 |
| Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa | 228.295 | 217.646 |
| Micro e mini geradores e recompra de clientes | 12.373 | 3.892 |
| (-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda | (529.774) | (400.915) |
| | **6.361.178** | **6.165.450** |

## 32.2 Pessoal e administradores

| | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|
| | 31.12.2018 | 31.12.2017 | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
| **Pessoal** | | | | |
| Remunerações | 5.122 | 5.913 | 794.966 | 806.119 |
| Encargos sociais | 1.757 | 2.038 | 261.459 | 266.183 |
| Auxílio alimentação e educação | 1.108 | 1.131 | 113.177 | 119.881 |
| Provisão para participação nos lucros e/ou resultados (a) | 863 | 586 | 91.526 | 68.817 |
| Programa de desligamentos voluntários | 1.656 | 2.890 | 69.289 | 53.468 |
| | **10.506** | **12.558** | **1.330.417** | **1.314.468** |
| **Administradores** | | | | |
| Honorários | 3.553 | 4.640 | 21.422 | 22.895 |
| Encargos sociais | 999 | 1.168 | 5.695 | 5.635 |
| Outros gastos | 86 | 89 | 251 | 346 |
| | **4.638** | **5.897** | **27.368** | **28.876** |
| | **15.144** | **18.455** | **1.357.785** | **1.343.344** |

(a) De acordo com a Lei Federal nº 10.101/2000, o Decreto Estadual n° 1.978/2007 e a Lei Estadual nº 16.560/2010.

## 32.3 Serviços de terceiros

| Consolidado | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|
| Manutenção do sistema elétrico | 144.211 | 135.265 |
| Comunicação, processamento e transmissão de dados | 115.397 | 94.230 |
| Manutenção de instalações | 91.872 | 95.176 |
| Leitura e entrega de faturas | 43.968 | 49.647 |
| Consultoria e auditoria | 41.615 | 21.589 |
| Atendimento a consumidor | 34.502 | 29.789 |
| Outros serviços | 100.662 | 95.819 |
| | **572.227** | **521.515** |

## 32.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

| | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|
| | 31.12.2018 | 31.12.2017 | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
| Provisão para litígios | 10.636 | 93.756 | 219.636 | 386.373 |
| Provisão (reversão) de perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos | | | | |
| Contas a receber vinculadas a indenização da concessão (NE nº 11.1) | - | - | (4.758) | (1.117) |
| Créditos nas operações de venda e aquisição de gás | - | - | - | (123.586) |
| Imobilizado (NE nº 18.7) | - | - | (14.162) | 1.921 |
| Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos) | 14.266 | - | 96.202 | 90.478 |
| Perdas estimadas em créditos tributários | - | - | 9.779 | 11.470 |
| | **24.902** | **93.756** | **306.697** | **365.539** |

## 32.5 Custo de construção

| Consolidado | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|
| Material | 507.899 | 387.278 |
| Serviços de terceiros | 400.680 | 437.788 |
| Pessoal | 124.469 | 143.266 |
| Outros | 19.160 | 35.549 |
| | **1.052.208** | **1.003.881** |

## 32.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

| Consolidado | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|
| Perdas na desativação e alienação de bens | 106.675 | 58.569 |
| Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos | 105.310 | 110.971 |
| Tributos | 84.492 | 87.759 |
| Arrendamentos e aluguéis (32.6.1) | 40.016 | 32.037 |
| Indenizações | 30.949 | 45.712 |
| Propaganda e publicidade | 22.135 | 27.768 |
| Perdas na combinação de negócios (NE nº 1.2.3) | 3.769 | - |
| Resultado da alienação de investimentos (a) | (8.174) | (28.650) |
| Outras receitas, custos e despesas, líquidos (b) | (42.459) | 79.784 |
| | **342.713** | **413.950** |

(a) Em 2018, R$ 11.000 de ganho na alienação da coligada Dois Saltos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Ltda. e R$ 2.826 de perda na alienação da controlada em conjunto Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (NE nº 1.2). Em 2017, R$ 28.650 de ganho na alienação das ações da Companhia de Saneamento do Paraná - Sanepar.

(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.

32.6.1 Arrendamentos e aluguéis

| Consolidado | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|
| Imóveis | 29.216 | 29.749 |
| Outros | 12.237 | 3.588 |
| (-) Créditos de PIS e Cofins | (1.437) | (1.300) |
| | **40.016** | **32.037** |

32.6.2 Compromissos de arrendamentos e aluguéis

| Consolidado | Até 1 ano | 1 a 5 anos | Mais de 5 anos | 31.12.2018 |
|---|---|---|---|---|
| Imóveis | 26.457 | 66.886 | 178.550 | 271.893 |
| Veículos | 17.003 | 50.241 | - | 67.244 |
| Equipamentos | 773 | 2.900 | - | 3.673 |
| | **44.233** | **120.027** | **178.550** | **342.810** |

No saldo estão contidos valores de arrendamento de terrenos para os quais, após a entrada em operação dos empreendimentos, os pagamentos são variáveis, aplicando um percentual sobre a receita bruta menos as deduções previstas em contrato (impostos, taxas e contribuições).

# 33 Resultado Financeiro

| | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|
| | 31.12.2018 | 31.12.2017 | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
| **Receitas financeiras** | | | | |
| Acréscimos moratórios sobre faturas | - | - | 226.050 | 191.554 |
| Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1) | 214.627 | 141.923 | 214.627 | 141.923 |
| Renda de aplicações financeiras | 13.589 | 15.164 | 98.841 | 114.523 |
| Reconhecimento de crédito tributário (33.1) | 55.096 | - | 55.096 | - |
| Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2) | - | - | 43.966 | 20.493 |
| Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu | - | - | 24.658 | 17.777 |
| Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.2) | - | - | 1.047 | 10.813 |
| Outras receitas financeiras | 18.417 | 24.225 | 149.630 | 202.227 |
| | **301.729** | **181.312** | **813.915** | **699.310** |
| **(-) Despesas financeiras** | | | | |
| Variação monetária, cambial e encargos da dívida | 184.979 | 227.543 | 871.397 | 993.970 |
| Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.2) | - | - | 94.319 | 65.418 |
| Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu | - | - | 50.203 | 12.264 |
| Variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1) | 25.830 | 51.211 | 25.830 | 51.211 |
| Juros sobre P&D e PEE (NE nº 26.2) | - | - | 25.407 | 34.345 |
| Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2) | - | - | 23.747 | 29.622 |
| PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio | 13.636 | 44.978 | 13.636 | 45.196 |
| Outras despesas financeiras | 13.910 | 4.123 | 147.426 | 215.724 |
| | **238.355** | **327.855** | **1.251.965** | **1.447.750** |
| **Líquido** | **63.374** | **(146.543)** | **(438.050)** | **(748.440)** |

### 33.1 Reconhecimento de crédito tributário

Em 14.02.2018, a Receita Federal do Brasil reconheceu crédito tributário no valor atualizado de R$ 80.225, a favor da Companhia, referente à discussão da tributação de Pasep, no período de julho de 1988 à julho de 1995, provenientes 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.

## 34 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.

### 34.1 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 exige diferentes tecnologias e estratégias.

Nos exercícios de 2018 e de 2017, 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 2018.

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.

### 34.2 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.

### 34.3 Ativo por segmento reportável

| ATIVO | Energia elétrica | | TEL | GÁS | COM | HOL | Operações inter-segmento | Consolidado |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 31.12.2018 | GET | DIS | | | | | | |
| **ATIVO TOTAL** | **18.573.953** | **12.331.603** | **1.264.748** | **675.286** | **227.287** | **3.359.407** | **(502.184)** | **35.930.100** |
| **ATIVO CIRCULANTE** | **1.722.519** | **3.971.915** | **88.239** | **204.725** | **181.077** | **1.214.523** | **(705.152)** | **6.677.846** |
| **ATIVO NÃO CIRCULANTE** | **16.851.434** | **8.359.688** | **1.176.509** | **470.561** | **46.210** | **2.144.884** | **202.968** | **29.252.254** |
| Realizável a Longo Prazo | 4.660.867 | 2.968.282 | 88.798 | 466.942 | 43.564 | 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 | - | 1.071.489 | - | 51 | 40.251 | - | 10.840.663 |
| Intangível | 249.424 | 5.390.063 | 16.222 | 3.619 | 153 | 2.175 | 367.441 | 6.029.097 |

| ATIVO | Energia elétrica | | TEL | GÁS | COM | HOL | Operações inter-segmento | Consolidado |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 31.12.2017 | GET | DIS | | | | | | |
| **ATIVO TOTAL** | **17.110.518** | **11.529.588** | **1.054.741** | **632.910** | **208.369** | **3.211.162** | **(584.911)** | **33.162.377** |
| **ATIVO CIRCULANTE** | **1.461.512** | **3.609.663** | **102.002** | **151.966** | **187.966** | **1.035.545** | **(846.820)** | **5.701.834** |
| **ATIVO NÃO CIRCULANTE** | **15.649.006** | **7.919.925** | **952.739** | **480.944** | **20.403** | **2.175.617** | **261.909** | **27.460.543** |
| Realizável a Longo Prazo | 4.037.312 | 2.167.690 | 69.543 | 437.056 | 17.703 | 2.019.192 | (140.870) | 8.607.626 |
| Investimentos | 2.424.081 | 1.362 | - | - | 2.457 | 115.765 | 26.978 | 2.570.643 |
| Imobilizado | 8.924.508 | - | 866.489 | - | 57 | 38.396 | - | 9.829.450 |
| Intangível | 263.105 | 5.750.873 | 16.707 | 43.888 | 186 | 2.264 | 375.801 | 6.452.824 |

## 34.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

| DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO | Energia Elétrica | | | TEL | GÁS | COM | HOL | Operações inter-segmento | Consolidado |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | GET | | DIS | | | | | | |
| 31.12.2018 | GER | TRA | | | | | | | |
| **RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA** | **3.007.565** | **904.826** | **9.972.442** | **421.408** | **588.532** | **1.341.162** | **-** | **(1.301.155)** | **14.934.780** |
| Receita operacional líquida com terceiros | 2.116.875 | 680.567 | 9.932.267 | 364.741 | 582.895 | 1.341.162 | - | (83.727) | 14.934.780 |
| Receita operacional líquida entre segmentos | 890.690 | 224.259 | 40.175 | 56.667 | 5.637 | - | - | (1.217.428) | - |
| **CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS** | **(1.619.431)** | **(561.850)** | **(9.474.473)** | **(369.201)** | **(515.594)** | **(1.354.578)** | **(57.993)** | **1.276.499** | **(12.676.621)** |
| 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) | (92.472) | (34.896) | (13.734) | (16.961) | - | (1.357.785) |
| Planos previdenciário e assistencial | (36.379) | (25.884) | (159.842) | (13.892) | (3.881) | (1.507) | (2.365) | - | (243.750) |
| Material | (11.637) | (5.054) | (60.379) | (1.763) | (2.110) | (65) | (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) | (91.127) | (17.034) | (1.700) | (32.311) | 62.501 | (572.227) |
| Depreciação e amortização | (353.916) | (11.386) | (301.581) | (58.209) | (22.759) | (16) | (1.312) | - | (749.179) |
| Provisão (reversão) para litígios | 18.059 | 7.879 | (222.057) | (12.844) | (154) | 9 | (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) | (12.749) | (6.017) | (935) | (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) | (86.145) | (2.647) | 1.843 | 18.851 | 16.455 | (342.713) |
| **RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL** | **5.514** | **123.676** | **-** | **-** | **-** | **(15)** | **6.713** | **-** | **135.888** |
| **LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS** | **1.393.648** | **466.652** | **497.969** | **52.207** | **72.938** | **(13.431)** | **(51.280)** | **(24.656)** | **2.394.047** |
| Receitas financeiras | 119.196 | 29.163 | 335.377 | 16.808 | 29.454 | 6.065 | 305.344 | (27.492) | 813.915 |
| Despesas financeiras | (517.832) | (136.455) | (308.319) | (41.713) | (31.865) | (104) | (243.169) | 27.492 | (1.251.965) |
| **LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL** | **995.012** | **359.360** | **525.027** | **27.302** | **70.527** | **(7.470)** | **10.895** | **(24.656)** | **1.955.997** |
| Imposto de renda e contribuição social | (327.598) | (75.361) | (148.244) | (2.853) | (10.909) | 2.632 | 41.957 | 8.383 | (511.993) |
| **LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO** | **667.414** | **283.999** | **376.783** | **24.449** | **59.618** | **(4.838)** | **52.852** | **(16.273)** | **1.444.004** |

| DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO | Energia Elétrica | | | TEL | GÁS | COM | HOL | Operações inter-segmento | Consolidado |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | GET | | DIS | | | | | | |
| 31.12.2017 | GER | TRA | | | | | | | |
| **RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA** | **3.176.811** | **819.623** | **9.358.664** | **380.550** | **515.563** | **664.495** | **-** | **(891.133)** | **14.024.573** |
| Receita operacional líquida com terceiros | 2.851.644 | 640.199 | 9.324.633 | 306.473 | 510.010 | 664.495 | - | (272.881) | 14.024.573 |
| Receita operacional líquida entre segmentos | 325.167 | 179.424 | 34.031 | 74.077 | 5.553 | - | - | (618.252) | - |
| **CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS** | **(1.868.390)** | **(546.510)** | **(9.071.359)** | **(286.363)** | **(309.213)** | **(654.445)** | **(139.784)** | **891.133** | **(11.984.931)** |
| Energia elétrica comprada para revenda | (390.019) | - | (5.717.970) | - | - | (654.026) | - | 596.565 | (6.165.450) |
| Encargos de uso da rede elétrica | (352.958) | - | (554.805) | - | - | - | - | 195.733 | (712.030) |
| Pessoal e administradores | (218.456) | (122.515) | (822.963) | (107.874) | (35.761) | (12.993) | (22.782) | - | (1.343.344) |
| Planos previdenciário e assistencial | (38.782) | (22.733) | (154.285) | (14.800) | (3.577) | (1.415) | (2.005) | - | (237.597) |
| Material | (12.463) | (4.732) | (60.320) | (2.978) | (1.936) | (27) | (668) | - | (83.124) |
| Matéria-prima e insumos para produção de energia | (102.719) | - | - | - | - | - | - | 5.359 | (97.360) |
| Gás natural e insumos para operação de gás | - | - | - | - | (309.542) | - | - | - | (309.542) |
| Serviços de terceiros | (120.993) | (24.609) | (347.393) | (67.612) | (22.670) | (1.280) | (15.089) | 78.131 | (521.515) |
| Depreciação e amortização | (368.987) | (7.201) | (285.835) | (39.553) | (28.753) | (9) | (1.261) | - | (731.599) |
| Provisão (reversão) para litígios | (39.733) | (81.210) | (168.600) | (3.648) | 854 | (156) | (93.880) | - | (386.373) |
| Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos | 3.886 | - | - | - | 123.586 | - | (4.690) | - | 122.782 |
| Outras perdas de créditos, provisões e reversões | (9.397) | 1.107 | (83.916) | (8.309) | (1.433) | - | - | - | (101.948) |
| Custo de construção | - | (272.216) | (717.351) | - | (14.314) | - | - | - | (1.003.881) |
| Outros custos e despesas operacionais, líquidos | (217.769) | (12.401) | (157.921) | (41.589) | (15.667) | 15.461 | 591 | 15.345 | (413.950) |
| **RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL** | **(5.777)** | **93.145** | **-** | **-** | **-** | **(564)** | **14.935** | **-** | **101.739** |
| **LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS** | **1.302.644** | **366.258** | **287.305** | **94.187** | **206.350** | **9.486** | **(124.849)** | **-** | **2.141.381** |
| Receitas financeiras | 73.433 | 13.313 | 380.597 | 11.828 | 38.821 | 6.515 | 186.660 | (11.857) | 699.310 |
| Despesas financeiras | (565.837) | (123.707) | (343.540) | (30.691) | (64.433) | (322) | (331.077) | 11.857 | (1.447.750) |
| **LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL** | **810.240** | **255.864** | **324.362** | **75.324** | **180.738** | **15.679** | **(269.266)** | **-** | **1.392.941** |
| Imposto de renda e contribuição social | (191.899) | (30.515) | 22.893 | (21.272) | (66.785) | (2.638) | 15.530 | - | (274.686) |
| **LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO** | **618.341** | **225.349** | **347.255** | **54.052** | **113.953** | **13.041** | **(253.736)** | **-** | **1.118.255** |

## 34.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

| | Energia elétrica | | TEL | GÁS | COM | HOL | Consolidado |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **31.12.2018** | **GET** | **DIS** | | | | | |
| Ativos de contrato | - | 797.832 | - | 15.618 | - | - | 813.450 |
| Imobilizado | 1.160.967 | - | 308.242 | - | 4 | 267 | 1.469.480 |
| Intangível | 6.351 | - | 1.235 | - | - | 3 | 7.589 |

| 31.12.2017 | Energia elétrica | | TEL | GÁS | COM | HOL | Consolidado |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | GET | DIS | | | | | |
| Imobilizado | 1.077.088 | - | 238.944 | - | 7 | 376 | 1.316.415 |
| Intangível | 3.996 | 757.709 | 2.200 | 13.745 | 101 | 635 | 778.386 |

# 35 Instrumentos Financeiros

## 35.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

| Consolidado | NE | | 31.12.2018 | | 31.12.2017 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | nº | Nível | Valor contábil | Valor justo | Valor contábil | Valor justo |
| **Ativos Financeiros** | | | | | | |
| **Valor justo por meio do resultado** | | | | | | |
| Caixa e equivalentes de caixa (a) | 5 | 1 | 1.948.409 | 1.948.409 | 1.040.075 | 1.040.075 |
| Títulos e valores mobiliários (b) | 6 | 1 | 696 | 696 | 687 | 687 |
| Títulos e valores mobiliários (b) | 6 | 2 | 343.600 | 343.600 | 218.976 | 218.976 |
| Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c) | 10.1 e 10.2 | 3 | 1.105.282 | 1.105.282 | 987.874 | 987.874 |
| Contas a receber vinculadas à concessão de transmissão (c) | 10.4 | 1 | - | - | 99.969 | 99.969 |
| Contas a receber vinculadas à concessão de geração (d) | 10.6 | 3 | 65.811 | 65.811 | 68.859 | 68.859 |
| Outros investimentos temporários (e) | | 1 | 11.557 | 11.557 | 8.958 | 8.958 |
| Outros investimentos temporários (e) | | 2 | 7.954 | 7.954 | 9.769 | 9.769 |
| | | | **3.483.309** | **3.483.309** | **2.435.167** | **2.435.167** |
| **Custo amortizado** | | | | | | |
| Cauções e depósitos vinculados (a) | | 1 | 203 | 203 | 59.372 | 59.372 |
| Caução STN (f) | 22.1 | 2 | 89.555 | 76.524 | 75.665 | 57.188 |
| Clientes (a) | 7 | 1 | 3.107.006 | 3.107.006 | 2.994.322 | 2.994.322 |
| Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (g) | 8 | 2 | 1.445.042 | 1.546.469 | 1.516.362 | 1.620.212 |
| Ativos financeiros setoriais (a) | 9 | 1 | 678.819 | 678.819 | 343.218 | 343.218 |
| Contas a receber vinculadas à concessão de transmissão (c) | 10.4 | 1 | - | - | 1.397.430 | 1.397.430 |
| Contas a receber vinculadas à concessão - RBSE (c) | 10.5 | 1 | 753.826 | 753.826 | 1.418.370 | 1.418.370 |
| Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (h) | 10.3 | 2 | 625.772 | 714.880 | 606.479 | 694.463 |
| Estado do Paraná - Programas do Governo (a) | 15.1 | 1 | - | - | 130.417 | 130.417 |
| | | | **6.700.223** | **6.877.727** | **8.541.635** | **8.714.992** |
| **Total dos ativos financeiros** | | | **10.183.532** | **10.361.036** | **10.976.802** | **11.150.159** |
| **Passivos Financeiros** | | | | | | |
| **Custo amortizado** | | | | | | |
| Passivos financeiros setoriais (a) | 9 | 1 | 96.531 | 96.531 | 283.519 | 283.519 |
| Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil (f) | 13.3 | 2 | 86.632 | 84.383 | 148.845 | 142.702 |
| Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (f) | 13.3 | 2 | 518.442 | 469.304 | 533.671 | 431.036 |
| Fornecedores (a) | 21 | 1 | 1.469.199 | 1.469.199 | 1.727.046 | 1.727.046 |
| Empréstimos e financiamentos (f) | 22 | 2 | 4.047.307 | 4.012.621 | 3.759.505 | 3.569.856 |
| Debêntures (i) | 23 | 1 | 7.518.131 | 7.518.133 | 6.070.978 | 6.070.978 |
| Contas a pagar vinculadas à concessão (j) | 27 | 3 | 584.163 | 687.869 | 554.954 | 645.904 |
| **Total dos passivos financeiros** | | | **14.320.405** | **14.338.040** | **13.078.518** | **12.871.041** |

Os três 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.

A mudança de classificação dos instrumentos financeiros, a partir da adoção do CPC48/IFRS 9, em 1º.01.2018, está descrita na NE nº 4.18.1.

### Apuração dos valores justos

**a)** Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e de seu prazo de realização.

**b)** Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.

**c)** Os critérios estão divulgados na NE nº 4.4 destas demonstrações financeiras.

**d)** Os ativos de geração têm valores justos similares aos valores contábeis, conforme NE nº 4.4 destas demonstrações financeiras.

**e)** 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.

**f)** Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, 1,94% a.a. acima da TJLP, para desconto do fluxo de pagamentos esperado.

**g)** 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 15.08.2024, que paga em torno de 4,29% a.a. mais IPCA.

**h)** 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%).

**i)** Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 31.12.2018, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar.

**j)** Utilizada a taxa de desconto real e líquida, de 8,13% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.

### 35.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

Os negócios da Companhia estão expostos aos seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

#### 35.2.1 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.

| Consolidado<br>Exposição ao risco de crédito | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|
| Caixa e equivalentes de caixa (a) | 1.948.409 | 1.040.075 |
| Títulos e valores mobiliários (a) | 344.296 | 219.663 |
| Cauções e depósitos vinculados (a) | 89.758 | 135.037 |
| Clientes (b) | 3.107.006 | 2.994.322 |
| Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c) | 1.445.042 | 1.516.362 |
| Ativos financeiros setoriais (d) | 678.819 | 343.218 |
| Contas a receber vinculadas à concessão (e) | 1.859.108 | 3.903.643 |
| Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (f) | 625.772 | 606.479 |
| Contas a receber vinculadas à concessão de geração (g) | 65.811 | 68.859 |
| Estado do Paraná - Programas do Governo | - | 130.417 |
| Mútuo - partes relacionadas | - | 38.169 |
| Outros investimentos temporários (h) | 19.511 | 18.727 |
| | **10.183.532** | **11.014.971** |

**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 intimamente relacionado a fatores internos e externos à Copel. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gerência de contas a receber, detectando os consumidores inadimplentes, implementando políticas específicas de cobrança e suspendendo o fornecimento e/ou o registro de energia e a prestação do serviço, conforme estabelecido em contrato.

**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 a 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.

A Administração também 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 10.5.

**f)** 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.

**g)** 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 10.6.

**h)** 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.

35.2.2 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 o ano seguinte. A partir de 2022, repetem-se os indicadores de 2021 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **31.12.2018** | | | | | | | |
| Empréstimos e financiamentos | NE nº 22 | 213.934 | 178.471 | 990.005 | 2.051.613 | 1.846.702 | 5.280.725 |
| Debêntures | NE nº 23 | 74.834 | 62.755 | 2.473.208 | 6.317.116 | 550.901 | 9.478.814 |
| Contas a pagar vinculadas à concessão | Tx. Retorno + IGP-M e IPCA | 5.924 | 11.825 | 53.605 | 312.422 | 1.347.527 | 1.731.303 |
| Fornecedores | - | 1.058.074 | 211.709 | 145.317 | 28.986 | 25.113 | 1.469.199 |
| Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil | Selic | 5.796 | 11.660 | 53.634 | 18.293 | - | 89.383 |
| Pert | Selic | 3.916 | 7.889 | 36.498 | 223.421 | 440.857 | 712.581 |
| Passivos Financeiros Setoriais | Selic | - | - | - | 106.796 | - | 106.796 |
| | | **1.362.478** | **484.309** | **3.752.267** | **9.058.647** | **4.211.100** | **18.868.801** |

(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.

Em 31.12.2018, a Copel apresentou um capital circulante líquido negativo de R$ 265.568 no balanço da Controladora (R$ 59.385 em 31.12.2017) e de R$ 17.268 no balanço consolidado (R$ 408.080 em 31.12.2017). A Administração vem monitorando a evolução da liquidez e adotando ações para equacionamento da capacidade financeira de curto prazo, preservando os programas de investimentos da Companhia, bem como buscando o alongamento da dívida.

35.2.3 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 Compagás 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 31.12.2018 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R$/US$ 3,70) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2019 do Relatório Focus do Bacen de 08.02.2019. 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.

| | | Base | Cenários projetados - dez.2019 | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Risco cambial** | **Risco** | **31.12.2018** | **Provável** | **Cenário 1** | **Cenário 2** |
| **Ativos financeiros** | | | | | |
| Caução STN (garantia de empréstimo STN) | Baixa do dólar | 89.555 | (4.040) | (25.419) | (46.798) |
| | | **89.555** | **(4.040)** | **(25.419)** | **(46.798)** |
| **Passivos financeiros** | | | | | |
| Empréstimos e financiamentos - STN | Alta do dólar | (104.751) | 4.726 | (20.281) | (45.287) |
| Fornecedores | | | | | |
| Eletrobras (Itaipu) | Alta do dólar | (145.098) | 6.546 | (28.092) | (62.731) |
| Aquisição de gás | Alta do dólar | (66.808) | 3.014 | (12.935) | (28.883) |
| | | **(316.657)** | **14.286** | **(61.308)** | **(136.901)** |

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 nocional dos instrumentos financeiros em aberto em 31.12.2018, 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 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 31.12.2018 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação dos indicadores: CDI/Selic - 6,50%, IPCA - 3,87%, IGP-DI - 4,04%, IGP-M - 3,90% e TJLP - 6,50%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2019 do Relatório Focus do Bacen de 08.02.2019, 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.

| | | Base | Cenários projetados - dez.2019 | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Risco de taxa de juros e variações monetárias** | **Risco** | **31.12.2018** | **Provável** | **Cenário 1** | **Cenário 2** |
| **Ativos financeiros** | | | | | |
| Títulos e valores mobiliários | Baixa CDI/Selic | 344.296 | 24.100 | 18.075 | 12.052 |
| Cauções e depósitos vinculados | Baixa CDI/Selic | 203 | 13 | 10 | 7 |
| Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná | Baixa IGP-DI | 1.445.042 | 58.380 | 43.785 | 29.190 |
| Ativos financeiros setoriais | Baixa Selic | 678.819 | 44.123 | 33.092 | 22.062 |
| Contas a receber vinculadas à concessão | Baixa IPCA | 2.484.880 | 96.165 | 72.124 | 48.082 |
| Contas a receber vinculadas à concessão de geração | Indefinido (a) | 65.811 | - | - | - |
| | | **5.019.051** | **222.781** | **167.086** | **111.393** |
| **Passivos financeiros** | | | | | |
| Empréstimos e financiamentos | | | | | |
| Banco do Brasil | Alta CDI | (838.657) | (54.513) | (68.141) | (81.769) |
| BNDES | Alta TJLP | (2.137.966) | (138.968) | (173.710) | (208.452) |
| BNDES | Alta IPCA | (11.992) | (464) | (580) | (696) |
| Notas promissórias | Alta CDI | (571.822) | (37.168) | (46.461) | (55.753) |
| Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES | Alta TJLP | (107.324) | (6.976) | (8.720) | (10.464) |
| Caixa Econômica Federal | Alta TJLP | (496) | (32) | (40) | (48) |
| Outros | Sem Risco | (274.299) | - | - | - |
| Debêntures | Alta CDI/Selic | (6.535.759) | (424.824) | (531.030) | (637.237) |
| Debêntures | Alta IPCA | (845.156) | (32.708) | (40.884) | (49.061) |
| Debêntures | Alta TJLP | (137.216) | (8.919) | (11.149) | (13.378) |
| Fornecedores - repactuação de gás | Alta IGP-M | (28.670) | (1.118) | (1.398) | (1.677) |
| Passivos financeiros setoriais | Alta Selic | (96.531) | (6.275) | (7.843) | (9.412) |
| Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil | Alta Selic | (86.632) | (5.631) | (7.039) | (8.447) |
| Pert | Alta Selic | (518.442) | (33.699) | (42.123) | (50.548) |
| Contas a pagar vinculadas à concessão | Alta IGP-M | (536.131) | (20.909) | (26.136) | (31.364) |
| Contas a pagar vinculadas à concessão | Alta IPCA | (48.032) | (1.859) | (2.324) | (2.788) |
| | | **(12.775.125)** | **(774.063)** | **(967.578)** | **(1.161.094)** |

(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 nocional dos instrumentos financeiros em aberto em 31.12.2018, 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.

35.2.4 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 2018-2022 - PEN 2018.

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.

35.2.5 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 afluências 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 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.

35.2.6 Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

O Decreto nº 9.187, de 1º.11.2017, regulamenta a prorrogação das concessões de geração de energia termelétrica de que trata a Lei nº 12.783/2013. Atualmente, existem dois projetos de lei em andamento que pretendem reduzir o prazo de manifestação de intenção de prorrogação de 60 para 36 meses e acabar com a possibilidade da prorrogação no regime de cotas de garantia física instituído pela citada lei.

Até 2023, duas usinas de geração terão suas concessões vencidas: a Usina Termelétrica de Figueira - UTE Figueira (20 MW), em março de 2019, e a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - UHE GBM (1676 MW), em setembro de 2023.

Em relação a concessão da UTE Figueira, a Companhia aguarda manifestação do Poder Concedente quanto ao pedido de prorrogação dessa Concessão, requerido em março de 2017. 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.

Já com relação a UHE GBM, a Companhia não manifestou interesse pela prorrogação dessa concessão. Segundo a Lei 12.783/2013, a opção pela prorrogação está condicionada a mudança do regime de exploração da usina que pode ocorrer com até 60 meses de antecedência do seu termo final. Estudos internos demonstraram que a prorrogação mediante alteração do regime de exploração antecipado é desvantajosa econômica e financeiramente em relação a exploração da usina no atual regime, até o seu termo final. A usina deverá ser licitada pelo poder concedente podendo a Companhia participar do leilão, caso reúna as condições de habilitação.

Conforme a lei, a Companhia poderá se manifestar sobre a intenção em prorrogar a concessão da UHE São Jorge em 2019, da UHE Apucaraninha em 2020, e das UHEs Guaricana e Chaminé em 2021. Caso a Companhia não manifeste interesse pela prorrogação no atual regime, a concessão da UHE São Jorge poderá, ao seu termo final, ser outorgada a Companhia na condição de registro, e as demais concessões, ao seu termo final, deverão ser licitadas pelo Poder Concedente.

A Copel GeT não tem nenhuma concessão de transmissão a vencer nos próximos dez anos.

35.2.7 Risco de não manter a concessão de distribuição de energia elétrica

Em 09.12.2015, no quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 46/1999 da Copel DIS, a concessão foi prorrogada, condicionada a parâmetros de qualidade e eficiência na prestação do serviço de distribuição, mensurados por indicadores que consideram a duração e a frequência das interrupções do serviço (DECi e FECi) e a eficiência na gestão econômica e financeira da empresa.

O quinto termo aditivo ao contrato de concessão impõe condicionantes de eficiência econômico-financeira e de qualidade. O descumprimento das condições, por dois anos consecutivos, ou de quaisquer dos limites, ao final dos primeiros cinco anos, acarretará na extinção da concessão (cláusula décima oitava, subcláusula primeira), respeitadas as disposições do contrato, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório.

O descumprimento dos parâmetros globais de indicadores de continuidade coletivos por dois anos consecutivos ou três vezes em cincos anos, a depender de regulação por parte da Aneel, poderá suscitar a limitação de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre capital próprio (cláusula segunda, subcláusula oitava), enquanto o descumprimento dos indicadores de sustentabilidade econômico-financeira refletirá na necessidade de aporte de capital dos acionistas controladores (cláusula décima terceira, subcláusula quarta).

A partir do sexto ano subsequente à celebração do contrato, o descumprimento dos critérios de qualidade por três anos consecutivos ou de gestão econômico-financeira por dois anos consecutivos implicará na abertura do processo de caducidade (cláusula décima segunda, subcláusula décima quarta), ocasionando a extinção da concessão.

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

| | | | | [a] | realizado | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Ano | Gestão Econômico-Financeira | Realizado | DECi [b] | FECi [b] | DECi | FECi |
| 2016 | | | 13,61 | 9,24 | 10,80 | 7,14 |
| 2017 | LAJIDA ≥ 0 [d] | 661,40 | 12,54 | 8,74 | 10,41 | 6,79 |
| 2018 | LAJIDA (-) QRR ≥ 0 [e] [f] | | 11,23 | 8,24 | 10,29[c] | 6,20[c] |
| 2019 | {Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} ≤ 1 / (0,8 * SELIC) [e] [g] | | 10,12 | 7,74 | - | - |
| 2020 | {Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} ≤ 1 / (1,11 * SELIC) [e] [g] | | 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) Dados preliminares.

(d) 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.

(e) 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.

(f) Dado será divulgado nas Demonstrações Contábeis Regulatórias da Copel DIS.

(g) Selic: limitada a 12,87% a.a.

### 35.2.8 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.

### 35.2.9 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 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 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 em massa de consumidores para o mercado livre, a Aneel e o MME implementaram uma série de medidas visando a mitigação da sobrecontratação, dentre as quais, podemos destacar:

• 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;

• Resolução Normativa nº 693/2015, que regulamentou o 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 de 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 direto 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 n° 824/2018 que regulamentou e estabeleceu os critérios para processamento do Mecanismo de Venda de Excedentes de energia elétrica pelas distribuidoras.

Em relação a contratação de 2018, preliminarmente, ainda em 2017, e longo do ano de 2018, 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:

a) 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;

b) Devolução integral no MCSD 4%, referentes às variações de mercado de até 4% dos montantes contratados de energia existente;

c) Devolução integral nos MCSDs Mensais, dos montantes disponíveis de energia existente no portfólio da Distribuidora, relacionadas a descontratação de consumidores potencialmente livres; e

d) Estabelecimento de tratativas com geradores para a redução de contratos, celebrando acordos bilaterais nos termos da Resolução Normativa nº 711/2016.

De acordo com os dados mais atualizados de mercado, a Copel Distribuição encerrou o ano de 2018 dentro dos limites regulatórios de contratação de 100% a 105%, garantindo assim a neutralidade dos custos associados a compra de energia.

35.2.10 Risco quanto à escassez de gás

Risco decorrente de eventual período de escassez no fornecimento de gás natural, para atender às atividades relacionadas à distribuição de gás e geração de energia termelétrica.

Um período prolongado de escassez de gás poderia resultar em perdas, em razão da redução de receitas das controladas Compagás e UEG Araucária.

O contrato de fornecimento de gás natural entre o Brasil e a Bolívia tem validade de 20 anos, com vencimento previsto para 2019. Devido a não utilização de todo o gás natural contratado nos últimos anos, o Ministério de Minas e Energia considera a ampliação do prazo deste contrato em dois anos em seu Planejamento Decenal. Em caso de não renovação desse contrato, atualmente centralizado na Petrobras, os consumidores diretos ou as distribuidoras estaduais deverão negociar diretamente o suprimento do combustível com produtores, importadores ou comercializadores de gás natural.

Por outro lado, o volume de gás natural produzido no pré-sal tem aumentado. A produção líquida brasileira atual é de 67 milhões m³/dia, com tendência ascendente.

Além do gás proveniente da Bolívia e do pré-sal, existe a alternativa de importação do Gás Natural Liquefeito (GNL). Atualmente a Petrobras possui três estações de regaseificação, com capacidade total de 41 milhões m³/dia.

Existem, ainda, projetos de novas estações de regaseificação em todas as regiões brasileiras, sendo que as estações localizadas no sul têm capacidade para atender o consumo dessa região do país sem necessidade de grandes investimentos em infraestrutura de transporte e reduzindo o nível de utilização da capacidade do ramal Sul do Gasbol, o que possibilitaria o aumento da oferta de gás natural no Paraná.

No mercado internacional, o preço do gás natural tem se mantido estável, apontando para o equilíbrio entre a oferta e a demanda.

Diante dessa conjuntura, o risco de escassez de gás natural pode ser considerado baixo.

35.2.11 Risco de não performance dos empreendimentos eólicos

Os contratos de autorização de geração de energia por fonte eólica estão sujeitos à 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 associadas às incertezas da velocidade de vento, e o não atendimento do que está disposto no contrato pode comprometer receitas futuras da Companhia.

35.2.12 Risco relacionado ao preço nas operações de compra e venda de energia em mercado ativo

A Companhia opera no mercado de compra e venda de energia em mercado ativo (NE nº 4.15), com objetivo 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 são reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, tendo como base a diferença entre o preço contratado e o preço de mercado das operações na data do balanço.

Baseado nos valores nocionais de R$ 222.928 para contratos de compra e de R$ 95.382 para contratos de venda de energia elétrica, em aberto em 31.12.2018, o valor justo foi estimado utilizando os preços definidos internamente pela Companhia na última semana de dezembro de 2018, 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 31.12.2018, ajustada pelo risco de crédito.

Os saldos patrimoniais, referentes à estas transações em aberto em 31.12.2018, estão abaixo apresentados.

| **Consolidado** | | | **31.12.2018** |
|---|---|---|---|
| | **Ativo** | **Passivo** | **Saldo líquido** |
| Circulante | 10.748 | (6.991) | 3.757 |
| Não circulante | 4.045 | (4.016) | 29 |
| | **14.793** | **(11.007)** | **3.786** |

**Análise de sensibilidade sobre as operações de compra e venda de energia em mercado ativo**

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, tendo em vista principalmente o horizonte de curto prazo para a liquidação dos contratos.

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 31.12.2018. Os resultados obtidos são estes:

| Consolidado | Variaçao no preço | Base 31.12.2018 | Cenários projetados | |
|---|---|---|---|---|
| | | | Cenário 1 | Cenário 2 |
| Ganhos (perdas) não realizados em operações compra e venda de energia em mercado ativo | Elevação | 3.786 | 31.356 | 58.926 |
| | Queda | 3.786 | (23.784) | (51.354) |

### 35.3 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 dozes meses. A meta corporativa estabelecida no planejamento estratégico 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 31.12.2018, o índice realizado está demonstrado a seguir:

| Consolidado | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|
| Empréstimos e financiamentos | 4.047.307 | 3.759.505 |
| Debêntures | 7.518.131 | 6.070.978 |
| (-) Caixa e equivalentes de caixa | (1.948.409) | (1.040.075) |
| (-) Títulos e valores mobiliários (circulante) | (124.862) | (1.341) |
| (-) Títulos e valores mobiliários (não circulante) | (119.574) | (112.604) |
| (-) Caução STN | (89.555) | (75.665) |
| **Dívida líquida ajustada** | **9.283.038** | **8.600.798** |
| Lucro líquido | 1.444.004 | 1.118.255 |
| Equivalência patrimonial | (135.888) | (101.739) |
| IRPJ e CSLL diferidos | (68.072) | (105.257) |
| Provisão para IRPJ e CSLL | 580.065 | 379.943 |
| Despesas (receitas) financeiras, líquidas | 438.050 | 748.440 |
| Depreciação e Amortização | 749.179 | 731.599 |
| ***Ebitda* ajustado** | **3.007.338** | **2.771.241** |
| **Dívida Líquida Ajustada / *Ebitda* ajustado** | **3,09** | **3,10** |

35.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

| | Controladora | | Consolidado | |
|---|---|---|---|---|
| **Endividamento** | **31.12.2018** | **31.12.2017** | **31.12.2018** | **31.12.2017** |
| Empréstimos e financiamentos | 903.385 | 986.112 | 4.047.307 | 3.759.505 |
| Debêntures | 1.538.080 | 1.215.481 | 7.518.131 | 6.070.978 |
| (-) Caixa e equivalentes de caixa | 315.003 | 56.833 | 1.948.409 | 1.040.075 |
| (-) Títulos e valores mobiliários (circulante) | 123.560 | 90 | 124.862 | 1.341 |
| **Dívida líquida** | **2.002.902** | **2.144.670** | **9.492.167** | **8.789.067** |
| Patrimônio líquido | 16.032.925 | 15.207.842 | 16.336.214 | 15.510.503 |
| **Endividamento em relação ao patrimônio líquido** | **0,12** | **0,14** | **0,58** | **0,57** |

# 36 Transações com Partes Relacionadas

| Consolidado | Ativo | | Passivo | | Receita | | Custo / Despesa | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Parte Relacionada / Natureza da operação** | **31.12.2018** | **31.12.2017** | **31.12.2018** | **31.12.2017** | **31.12.2018** | **31.12.2017** | **31.12.2018** | **31.12.2017** |
| **Controlador** | | | | | | | | |
| **Estado do Paraná** - dividendos | - | - | 112.196 | 85.710 | - | - | - | - |
| Repasse CRC (NE nº 8) | 1.445.042 | 1.516.362 | - | - | 188.797 | 90.712 | - | - |
| Programa Luz Fraterna (a) | 10.353 | 168.405 | - | - | - | - | - | - |
| Obras da Copa do Mundo de 2014 (NE nº 15.1.2) | - | 14.266 | - | - | - | - | - | - |
| Programa Morar Bem Paraná | - | 261 | - | - | - | 1.165 | - | - |
| Empregados cedidos (b) | 1.248 | 56 | - | - | - | - | - | - |
| Serviços de telecomunicações (c) | 15.788 | 28.750 | - | - | 41.375 | 40.396 | - | - |
| Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (d) | - | - | 181 | - | - | - | (1.559) | (1.752) |
| **Entidades com influência significativa** | | | | | | | | |
| **BNDES e BNDESPAR** - dividendos (e) | - | - | 80.144 | 59.366 | - | - | - | - |
| Financiamentos (NE nº 22) | - | - | 2.208.920 | 1.576.660 | - | - | (131.379) | (140.537) |
| Debêntures - Compagás (NE nº 23) | - | - | 17.651 | 42.675 | - | - | (2.625) | (5.242) |
| Debêntures - eólicas (NE nº 23) (f) | - | - | 268.286 | 281.448 | - | - | (30.316) | (30.540) |
| **Entidade controlada pelo Estado do Paraná** | | | | | | | | |
| **Sanepar** (c) (g) | - | 24 | 273 | - | 4.200 | 3.699 | (5.227) | (1.783) |
| Utilização de água retirada de reservatórios de usinas | 144 | - | - | - | - | - | - | - |
| Dividendos | - | 12.095 | - | - | - | - | - | - |
| **Empreendimentos controlados em conjunto** | | | | | | | | |
| **Voltalia São Miguel do Gostoso** (NE nº 15.4) | - | 38.169 | - | - | 294 | 3.513 | - | - |
| Dividendos | 1.032 | 1.032 | - | - | - | - | - | - |
| **Caiuá Transmissora de Energia** (h) (i) (j) | 329 | 320 | 285 | 271 | 4.250 | 3.792 | (14.869) | (13.700) |
| Dividendos | 3.316 | 1.991 | - | - | - | - | - | - |
| **Integração Maranhense Transmissora** (h) (j) | - | - | 58 | 43 | - | - | (1.797) | (1.468) |
| Dividendos | 6.033 | 4.012 | - | - | - | - | - | - |
| **Matrinchã Transmissora de Energia** (h) (j) | - | - | 316 | 220 | - | - | (9.514) | (6.636) |
| Dividendos | 21.470 | 36.840 | - | - | - | - | - | - |
| **Guaraciaba Transmissora de Energia** (h) (j) | - | - | 136 | 74 | - | - | (4.475) | (3.202) |
| Dividendos | 15.869 | 11.541 | - | - | - | - | - | - |
| **Paranaíba Transmissora de Energia** (h) | - | - | 212 | 159 | - | - | (6.595) | (3.642) |
| Dividendos | 8.544 | 7.093 | - | - | - | - | - | - |
| **Cantareira Transmissora de Energia** (h) | - | - | 170 | - | - | - | (1.618) | - |
| Dividendos | 1.461 | 2.146 | - | - | - | - | - | - |
| **Mata de Santa Genebra Transmissão** (h) | 5.126 | 78 | - | - | 6.600 | 1.950 | - | - |
| Dividendos | - | 3.264 | - | - | - | - | - | - |
| **Coligadas** | | | | | | | | |
| **Dona Francisca Energética S.A.** (k) | - | - | 1.436 | 1.436 | - | - | (16.903) | (17.031) |
| **Foz do Chopim Energética Ltda.** (c) (h) | 193 | 163 | - | - | 2.668 | 2.063 | - | - |
| Dividendos | 18.071 | - | - | - | - | - | - | - |
| Aquisição de projetos de usinas | - | - | 19.461 | - | - | - | - | - |
| **Sercomtel S.A. Telecomunicações** (c) (l) | 2.226 | 3.778 | - | - | 8.051 | 8.153 | (4) | (4) |
| **Pessoal chave da administração** | | | | | | | | |
| Honorários e encargos sociais (NE nº 32.2) | - | - | - | - | - | - | (27.368) | (28.876) |
| Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3) | - | - | - | - | - | - | (1.725) | (1.690) |
| **Outras partes relacionadas** | | | | | | | | |
| **Fundação Copel** (c) | 20 | 38 | - | - | 299 | 316 | - | - |
| Aluguel de imóveis administrativos | - | - | 312 | 349 | - | - | (15.396) | (16.347) |
| Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3) | - | - | 968.763 | 866.103 | - | - | - | - |
| **Lactec (m)** | - | - | 1.601 | 1.762 | - | - | (4.026) | (15.912) |

**a)** O Programa Luz Fraterna, instituído e alterado pelas leis estaduais nºs 491/2003 e 17.639/2013, permite ao Estado do Paraná quitar as contas de energia elétrica de famílias paranaenses de baixa renda (devidamente cadastradas) quando o consumo não ultrapassar o limite de 120 kWh no mês. O benefício é válido para ligações elétricas residenciais de padrão monofásico, ligações rurais monofásicas e rurais bifásicas com disjuntor de até 50 ampères. Também é preciso que o titular não tenha outra conta de luz em seu nome e não tenha débitos em atraso com a Companhia.

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 31.12.2018, 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.

**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.

**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 manteve contratos com a Copel 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 30.1). 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 (NE nº 23).

**g)** Saneamento básico prestado pela Sanepar.

**h)** Encargos de uso do Sistema de Transmissão e receita proveniente de contratos de operação e manutenção, de prestação de serviço de engenharia e de compartilhamento de instalações com a Copel GeT.

**i)** A Copel DIS mantém Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT com a Caiuá Transmissora de Energia, com vencimento até a extinção da concessão da distribuidora ou da transmissora, o que ocorrer primeiro.

**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)** Contrato de compra e venda de energia, realizado entre a Dona Francisca Energética e a Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.

**l)** Contrato de compartilhamento de postes, realizado entre a Sercomtel S.A. Telecomunicações e a Copel DIS.

**m)** 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 e com a Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel.

As transações decorrentes das operações em ambiente regulado são faturadas de acordo com os critérios e definições estabelecidos pelos agentes reguladores.

### 36.1 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$ 3.246 (R$ 3.645 em 2017) e efetuados pela Copel Energia, no total de R$ 79.358 (R$ 49.584 em 2017).

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 31.12.2018 | % parti-cipação | Valor aval/fiança |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (1) Caiuá Transmissora | Financiamento | 23.12.2013 | 15.02.2029 | 84.600 | 64.643 | 49,0 | 35.843 |
| (2) Guaraciaba Transmissora | Financiamento | 28.09.2016 | 15.01.2031 | 440.000 | 510.075 | 49,0 | 191.133 |
| (3) Integração Maranhense | Financiamento | 30.12.2013 | 15.02.2029 | 142.150 | 104.570 | 49,0 | 58.797 |
| (4) Mata de Santa Genebra | Financiamento | 30.11.2017 | 15.07.2033 | 1.018.500 | 968.614 | 50,1 | 353.205 |
| (5) Matrinchã Transmissora | Financiamento | 27.12.2013 | 15.05.2029 | 691.440 | 550.181 | 49,0 | 284.036 |
| (6) Matrinchã Transmissora | Debêntures | 15.05.2016 | 15.06.2029 | 180.000 | 203.327 | 49,0 | 97.740 |
| (7) Paranaíba Transmissora | Financiamento | 21.10.2015 | 15.10.2030 | 606.241 | 559.720 | 24,5 | 143.925 |
| (8) Paranaíba Transmissora | Debêntures | 15.01.2017 | 15.03.2028 | 120.000 | 109.102 | 24,5 | 26.041 |
| (9) Voltália São Miguel do Gostoso Participações S.A. (a) | Debêntures | 15.01.2016 | 15.12.2028 | 57.000 | 49.424 | 49,0 | 26.569 |
| (10) Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a) | Financiamento | 24.08.2015 | 15.11.2031 | 74.000 | 60.303 | 49,0 | 26.829 |
| (11) Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a) | Financiamento | 24.08.2015 | 15.11.2031 | 70.000 | 56.547 | 49,0 | 26.827 |
| (12) Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a) | Financiamento | 24.08.2015 | 15.11.2031 | 74.000 | 59.234 | 49,0 | 25.220 |
| (13) Usina de Energia Eólica São João S.A. (a) | Financiamento | 24.08.2015 | 15.11.2031 | 68.000 | 55.074 | 49,0 | 25.569 |
| (14) Cantareira Transmissora de Energia | Financiamento | 28.12.2016 | 15.09.2032 | 426.834 | 471.449 | 49,0 | 208.101 |
| (15) Cantareira Transmissora de Energia | Debêntures | 09.01.2018 | 15.08.2032 | 100.000 | 107.059 | 49,0 | 49.000 |
| | | | | | | | **1.578.835** |

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

**Instituição financeira financiadora:**
BNDES: (1) (2) (3) (4) (5) (7) (10) (11) (12) (13) (14)

**Destinação:** programa de investimentos

**Aval / Fiança:**
Prestado pela Copel Geração e Transmissão: (1) (3)
Prestado pela Copel: (2) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (14) (15)

**Garantias da operação:** penhor de ações da Copel Geração e Transmissão proporcional à participação nos empreendimentos.

| Seguro Garantia de Fiel Cumprimento Empresa | Término da vigência | Importância segurada | % aval Copel GeT | Valor do aval |
|---|---|---|---|---|
| Matrinchã Transmissora | 31.03.2019 | 90.000 | 49,0 | 44.100 |
| Guaraciaba Transmissora | 30.04.2019 | 47.000 | 49,0 | 23.030 |
| Mata de Santa Genebra | 29.11.2019 | 78.300 | 50,1 | 39.228 |
| Cantareira Transmissora | 31.08.2019 | 31.200 | 49,0 | 15.288 |
| | | | | **121.646** |

## 37 Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo ainda não incorridos, portanto não reconhecidos nas demonstrações financeiras, estão demonstrados a seguir:

| Consolidado | 31.12.2018 | 31.12.2017 |
|---|---|---|
| Contratos de compra e transporte de energia | 140.638.024 | 118.588.046 |
| Aquisição de ativo imobilizado | | |
| Construção de linhas de transmissão e subestações | 214.086 | 292.601 |
| Construção da usina UHE Colíder | 36.303 | 42.653 |
| Construção da usina UHE Baixo Iguaçu | 202.668 | 193.156 |
| Construção das usinas do empreendimento eólico Cutia | 40.392 | 701.191 |
| Obras de telecomunicações | 115.710 | 131.557 |
| Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica | 528.109 | 161.337 |
| Obrigações de compra de gás | 1.339.848 | 2.346.064 |

# 38 Seguros

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros está demonstrada a seguir:

| Consolidado<br>Apólice | Término<br>da vigência | Importância<br>segurada |
|---|---|---|
| Riscos Nomeados | 24.08.2019 | 2.226.749 |
| Riscos Operacionais - UHE Colíder | 01.11.2019 | 988.398 |
| Riscos Operacionais - UEG Araucária (a) | 30.11.2019 | 849.558 |
| Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior | 23.11.2019 | 799.290 |
| Riscos Operacionais - Brisa Potiguar | 27.06.2019 | 770.713 |
| Incêndio - imóveis próprios e locados | 24.08.2019 | 619.414 |
| Riscos Operacionais - São Bento | 27.06.2019 | 489.357 |
| Riscos Operacionais - Elejor | 11.03.2019 | 395.100 |
| Garantia Judicial - Procuradoria Geral da Fazenda Nacional | 10.05.2020 | 326.712 |

(a) O valor da importância segurada de Riscos Operacionais - UEG Araucária foi convertido de dólar para real com a taxa do dia 31.12.2018, de R$ 3,8748.

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 de pagamento, riscos diversos, transporte nacional e internacional, 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.

# 39 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

## 39.1 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$ 813.450. Deste valor, R$ 50.927 correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do exercício.

Conforme a NE nº 17.1, o total dos aportes na rubrica de investimentos foi de R$ 645.158 na Controladora e R$ 87.781 no Consolidado. Nestes montantes está incluso o valor de R$ 36.224, correspondente a um aumento de capital na controlada em conjunto Voltália São Miguel do Gostoso I, cuja integralização ocorreu mediante a conversão e consequente quitação do contrato de mútuo existente entre a Copel e a mencionada investida.

Por sua vez, de acordo com as informações constantes na NE nº 18.2, as aquisições de imobilizado totalizaram R$ 1.455.318. Deste valor, R$ 71.454 corresponde ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do exercício.

As citadas transações não envolveram caixa, motivo pelo qual não estão mencionadas na demonstração dos fluxos de caixa.

# 40 Eventos subsequentes

## 40.1 SPE Uirapuru Transmissora de Energia S.A.

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 a aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE. A Companhia aguarda o cumprimento das condições suspensivas para que em até 15 dias úteis obtenha o controle da empresa.

## 40.2 Entrada em operação comercial de empreendimentos

**Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu**

Em 08.02.2019, entrou em operação comercial a primeira unidade geradora, de 116,7 MW de capacidade instalada, conforme Despacho Aneel nº 384/2019, e em 21.02.2019, a segunda unidade geradora, de 116,7 MW de capacidade instalada, conforme Despacho Aneel nº 461/2019.

**Usina Hidrelétrica Colíder**

Em 09.03.2019 entrou em operação comercial a primeira unidade geradora, de 100 MW de potência instalada, conforme Despacho Aneel nº 673/2019.

**Complexo Eólico Cutia e Bento Miguel**

Em janeiro de 2019 entrou em operação comercial o parque eólico Paraíso dos Ventos do Nordeste, pertencente ao Complexo Cutia.

Em janeiro e fevereiro de 2019 entraram em operação os parques eólicos do Complexo Bento Miguel, exceto São Bento do Norte III que encontra-se em comissionamento.

**SPE Mata de Santa Genebra**

Em 25.02.2019 foram concluídas todas as etapas programadas para o período de operação em testes da subestação Santa Bárbara d'Oeste, pertencente à SPE Mata de Santa Genebra, permitindo o funcionamento em regime de operação comercial dessa subestação. A SPE Mata de Santa Genebra ainda aguarda a emissão do Termo de Liberação Provisória (TLP) por parte do ONS, sem prejuízo da data já iniciada da operação comercial. O TLP proporcionará à SPE Mata de Santa Genebra o recebimento de uma parcela da Receita Anual Permitida - RAP, relacionada à subestação Santa Bárbara d'Oeste, no montante de R$ 10.800. A RAP total prevista para o empreendimento é de R$ 233.800.

Deloitte Touche Tohmatsu
Rua Pasteur, 463 - 1º andar -
cj. 101 e 103 e 5º andar
Bairro Batel
80250-080 - Curitiba - PR
Brasil

Tel: + 55 (41) 3312-1400
Fax:+ 55 (41) 3312-1470
www.deloitte.com.br

**RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE**

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Ao Conselho de Administração e aos Acionistas da
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 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações 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 2018, 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.

A Deloitte refere-se a uma ou mais entidades da Deloitte Touche Tohmatsu Limited, uma sociedade privada, de responsabilidade limitada, estabelecida no Reino Unido ("DTTL"), sua rede de firmas-membro, e entidades a ela relacionadas. A DTTL e cada uma de suas firmas-membro são entidades legalmente separadas e independentes. A DTTL (também chamada "Deloitte Global") não presta serviços a clientes. Consulte www.deloitte.com/about para obter uma descrição mais detalhada da DTTL e de suas firmas-membro.

A Deloitte oferece serviços de auditoria, consultoria, assessoria financeira, gestão de riscos e consultoria tributária para clientes públicos e privados dos mais diversos setores. A Deloitte atende a quatro de cada cinco organizações listadas pela Fortune Global 500®, por meio de uma rede globalmente conectada de firmas-membro em mais de 150 países, trazendo capacidades de classe global, visões e serviços de alta qualidade para abordar os mais complexos desafios de negócios dos clientes. Para saber mais sobre como os cerca de 286.200 profissionais da Deloitte impactam positivamente nossos clientes, conecte-se a nós pelo Facebook, LinkedIn e Twitter.



© 2019 Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados.

**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. 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.

Como resultado da execução destes procedimentos, foram identificadas deficiências no controle interno relacionadas aos processos de revisão de receita não faturada de geração e transmissão e do reconhecimento da receita de telecomunicações e comercialização de energia, 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 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.

© 2019 Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados.

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.

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.

**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 rés 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 procedimentosincluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade dos controles internos relevantes sobre as contingências, especificamente na 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.

Como resultado da execução destes procedimentos, foram identificadas deficiências no controle interno relacionadas aos processos de revisão dos riscos judiciais relacionados a discussões trabalhistas, 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 provisão para riscos estimada pela Administração, assim como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

© 2019 Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados.

**Ativos de contrato - Transmissão**

Conforme divulgado na nota explicativa nº 4.18 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, em virtude da adoção do pronunciamento técnico IFRS 15/CPC 47 – Reconhecimento de Receitas em Contratos de Clientes, a Companhia, através de sua controlada Copel Geração e Transmissão, revisou o tratamento contábil dado ao ativo financeiro de concessão de transmissão e concluiu que a partir de 1º de janeiro de 2018 este passaria a ser mensurado e classificado de acordo com este pronunciamento e não mais de acordo com a interpretação técnica IFRIC 12/ICPC 01 – Contratos de Concessão. Esse assunto foi considerado como significativo para a nossa auditoria, tendo em vista a relevância dos saldos envolvidos e o alto grau de julgamento e complexidade na determinação dos fatores e das premissas por parte da Administração, atreladas principalmente ao processo de adoção da nova prática contábil, no momento em que a Companhia obtém o controle do ativo e a mensuração do ativo de contrato de concessão e quando as obrigações de performances são satisfeitas.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade das atividades de controles internos da Companhia relacionados à mensuração do ativo de contrato de concessão, bem como sobre os novos controles implementados pela Administração à luz do novo pronunciamento"; (ii) discussão das premissas utilizadas na mensuração do ativo de contrato de concessão com a Administração da Companhia; (iii) obtenção das planilhas de mensuração preparadas pela Companhia para confronto com os registros efetuados no sistema contábil, com a adequada mensuração e classificação do ativo de contrato de concessão; (iv) recálculo do ativo de contrato de concessão; (v) leitura e análise dos contratos de concessão; (vi) análise das políticas contábeis da Administração em comparação com os requerimentos do IFRS 15/CPC 47; e (vii) avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a adoção da nova prática de mensuração e classificação do ativo de contrato de concessão, realizada pela Companhia, assim como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

**Valor justo em operações de compra e venda de energia em mercado ativo**

Conforme divulgado na nota explicativa nº 4.15 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia, através de sua subsidiária integral Copel Comercialização S.A., possui contratos de comercialização de energia com características de negociação, nos quais não há compromisso de combinar uma compra com um contrato de venda e que a Companhia tem certa flexibilidade para gerenciar os contratos nesta carteira com o objetivo de obter ganhos por variações nos preços de mercado, considerando as suas políticas e limites de risco. Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude do alto julgamento necessário por parte da Administração para mensurar o valor justo dos contratos de compra e venda de energia com posições futura em 31 de dezembro de 2018, sendo necessárias a utilização de conhecimento técnico e de mercado pela Companhia.

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 os contratos de comercialização de energia e sobre a mensuração do valor justo dos contratos de compra e venda de energia da carteira de negociação; (b) avaliação dos critérios utilizados para identificação dos contratos de compra e venda de energia pertencentes à carteira de negociação e mensuração do valor justo de tais contratos na data das demonstrações financeiras; (c) avaliação das premissas e dos julgamentos utilizados pela Administração no desenvolvimento do valor justo e análise de evidências contraditórias; e (d) avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras.

© 2019 Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a mensuração do valor justo das operações de compra e venda de energia da carteira de negociação da Companhia, através de sua subsidiária integral Copel Comercialização S.A., assim como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras 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 2018, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações 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.

© 2019 Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados.

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.

- Concluímos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia 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, consequentemente, pela opinião de auditoria.

© 2019 Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados.

Deloitte.

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, 28 de março de 2019

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

© 2019 Deloitte Touche Tohmatsu. Todos os direitos reservados.

# 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 maioria independentes, conforme legislação aplicável. As características, composição, funcionamento e competências do Colegiado são estabelecidas em Regimento Interno específico. Este 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 2018, pela consultoria PricewaterhouseCoopers – PwC, em conjunto com a Auditoria Interna da Copel, um plano de trabalho para apoiar as atividades do CAE, considerando legislação vigente, normativas internas e as 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 um cronograma para a execução destas 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 13.313/2016, Lei *Sarbanes-Oxley – SOx* 301/407, Instrução CVM 509, e 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 estas apresentem, de forma adequada, a posição patrimonial e financeira da Companhia – Copel Holding e consolidado das subsidiárias integrais (GeT, DIS, CTE, REN, 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 pela 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 estas 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 as 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 2018, o Comitê teve a seguinte composição, eleita para o mandato abril/2017 a abril/2019: Conselheiros Mauricio Schulman (como Presidente); Leila Abraham Loria, Marco Antônio Barbosa Cândido, Olga Stankevicius Colpo e Rogério Perna. O Sr. Rogério Perna era o especialista financeiro e de contabilidade societária do CAE, em obediência à legislação brasileira e norte-americana até sua renúncia, acatada em 12.09.2018 pela 182ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração. Atualmente, o CAE é constituído pelos seguintes Conselheiros de Administração: Mauricio Schulman (como Presidente); Leila Abraham Loria, Marco Antônio Barbosa Cândido e Olga Stankevicius Colpo.

Cabe destacar que todos os membros do CAE são considerados conselheiros independentes pelos critérios da Lei Federal nº 13.303/2016 e atendem aos requisitos de independência impostos pela *Securities and Exchange Commission – SEC* e pela *New York Stock Exchange – NYSE*.

## 3. RESUMO DAS ATIVIDADES EM 2018

### 3.1. REUNIÕES REALIZADAS E PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS

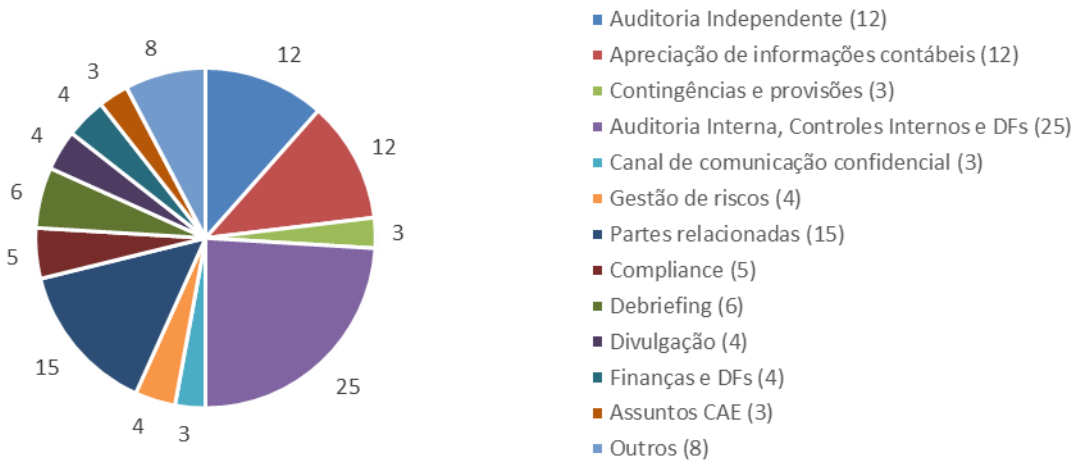
As pautas das reuniões realizadas em 2018 foram baseadas no Plano de Trabalho elaborado para o Comitê de Auditoria Estatutário, que indica os seguintes assuntos para a discussão do Colegiado ao longo do ano, distribuído em, no mínimo, 12 reuniões e 99 pautas: apreciação de informações contábeis; auditoria 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 regulamentos de independência CAE.

No período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2018, foram realizadas 18 reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário da Copel, que contemplaram 104 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 2018, foram 12 pautas com participação da Auditoria Independente, contempladas em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Essas pautas abordaram o planejamento dos trabalhos da Auditoria Independente para 2018; 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 de período de 2018; 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 2018.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos à auditoria independente.

### 3.3. DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

No decorrer de 2018, foram realizadas 12 pautas tendo como objeto as demonstrações contábeis, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. 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 2017; a revisão preliminar das Demonstrações

Financeiras Intermediárias – 1º, 2º e 3º Trimestres de 2018; a reapresentação do Relatório Anual da Administração e das Demonstrações Financeiras de 2017, com apresentação do Parecer da Deloitte, sem ressalvas; a ratificação da Proposta da Diretoria para a Destinação do Lucro Líquido Verificado no Exercício de 2017 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 ao 1º, 2º e 3º Trimestres de 2018; e a reapresentação das Demonstrações Financeiras Intermediárias referentes aos 1º, 2º e 3º Trimestres de 2017.

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 pela 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 2018, foram realizadas 03 pautas tendo como objeto contingências e provisões, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Essas pautas abordaram a apresentação dos critérios de classificação das contingências e de informações com relação às provisões da Companhia e às ações que estão sendo realizadas para melhoria dos processos jurídicos; e 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, Contabilidade, e a área de Conformidade e Controles Internos, além dos Auditores Independentes. Foi solicitado 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.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos a contingências e provisões.

**3.5. AUDITORIA INTERNA**

No decorrer de 2018, foram 19 pautas tratadas com a Auditoria Interna, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Neste período, o Comitê fez o acompanhamento das atividades da Auditoria Interna e verificação de suas recomendações, aprovou o Relatório Anual de Atividades da Auditoria Interna – Raint 2017 e o Plano Anual da Auditoria Interna – Paint 2018/2019; 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 do Projeto de Certificação da Auditoria Interna, com apresentação do cronograma e informações gerais; 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; 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.*

Especificamente em relação à certificação internacional da Auditoria Interna, o CAE analisou e validou as ações implementadas nesse sentido. Também recomendou fortemente o reforço das ações da Companhia para identificação de problemas, garantindo uma atuação independente da Auditoria Interna no desenvolvimento de suas atividades.

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 2018.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos a auditoria interna.

**3.6. SISTEMAS DE CONTROLES INTERNOS**

No decorrer de 2018, foram 06 pautas tratadas sobre controles internos, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Neste 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 estes se encontrem em efetiva aplicação.

Em 2018, o CAE acompanhou regularmente a revisão de todos os controles internos da Companhia que resultou em plano de ação diferenciado para 2019. 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 2018, foram 03 pautas da Ouvidoria e Canal de Denúncias tratadas em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. 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.

O CAE também acompanhou, ao longo do ano, em reuniões específicas, denúncias recebidas pelo Canal que tiveram tratamento, através da Auditoria Interna, mais intensivo de investigação em função de sua natureza.

No primeiro trimestre de 2018 houve a contratação, por meio do Pregão Presencial, de empresa para serviços de implantação e manutenção de Canal de Denúncia, tendo como arrematante a proponente Ernst & Young. Uma das justificativas para contratação é a modernização da ferramenta, disponibilizando o acesso também via web, e a terceirização do recebimento de denúncias. As boas práticas de Governança Corporativa apontam que com a terceirização há uma melhoria na percepção da garantia de anonimato ao denunciante. Assim, influenciado por um processo de comunicação e educação desenvolvido pela Companhia, o público passa a perceber riscos e comunicar a empresa por meio de relatos.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos a ouvidoria e canal de denúncias.

**3.8. GESTÃO E MONITORAMENTO DE RISCOS**

No decorrer de 2018, foram 04 pautas de Gestão e Monitoramento de Riscos tratadas 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 e os planos de mitigação decorrentes.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos a 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 2018, foram 15 pautas de transações com partes relacionadas tratadas 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 a 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 indicadas anteriormente neste relatório.

Nestas 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 e aprovou o Regimento Interno do Comitê e suas eventuais alterações, bem como o Calendário anual de reuniões para 2019.

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 – 2017, também conduzida pela PwC.

## 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 destas 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 Independentes, por ocasião da execução dos trabalhos de auditoria relativos ao exercício social de 2017 e relacionados aos seguintes assuntos: **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 destas deficiências citadas foi estabelecido um Plano de Ação pela diretoria competente responsável que foram descritos no Formulário 20F, o qual 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. Neste 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.*

- Recomendada a implementação pela Auditoria Interna do Projeto de Certificação de *Quality Assessment* (Certificação da Auditoria Interna).

*A partir de agosto/2018, a Auditoria Interna estabeleceu cronograma de implantação da certificação, com prazo de conclusão previsto para março/2019, 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 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 um plano de trabalho para o CAE adequado às novas legislações vigentes, inclusive à Lei 13.303/2016. O plano de trabalho já está incorporado às rotinas do Colegiado, sendo monitorada sua execução pela Secretaria de Governança Societária – SEC.*

*Adicionalmente, a Secretaria de Governança Societária – SEC também realiza para o Colegiado o acompanhamento/monitoramento 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 um 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 palestras com a participação de empregados e terceirizados com temas sobre o Código de Conduta e 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. Foram entregues exemplares do Código de Conduta nas ocasiões. 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 2018. 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 31.12.2018, no Relatório Anual 2018, recomendando a sua aprovação pelo Conselho de Administração.

Curitiba, 28 de março de 2019

**MAURICIO SCHULMAN**

**LEILA ABRAHAM LORIA**

**MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO**

**OLGA STANKEVICIUS COLPO**

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

GOVERNO
DO ESTADO DO PARANÁ

# PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE O RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO E AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS REFERENTES AO EXERCÍCIO DE 2018 E SOBRE A PROPOSTA DA DIRETORIA PARA DESTINAÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO VERIFICADO NO EXERCÍCIO DE 2018

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 2018, que compreendem o balanço patrimonial em 31.12.2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas e a Proposta da Diretoria para Destinação do Lucro Líquido do Exercício de 2018. 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, 28 de março de 2019

**ROBERTO LAMB**
Presidente

**CLEMENCEAU MERHEB CALIXTO**

**DAVID ANTONIO BAGGIO BATISTA**

**GEORGE HERMANN RODOLFO TORMIN**

**LETÍCIA PEDERCINI ISSA MAIA**

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

GOVERNO
DO ESTADO DO PARANÁ

## 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 2019, aprovado na 184ª reunião ordinária do Conselho de Administração da Companhia Paranaense de Energia, realizada em 07.11.2018, bem como a origem dos recursos.

| PROGRAMA DE INVESTIMENTOS | R$ Mil |
|---|---|
| Geração e Transmissão (a) | 768.494 |
| Distribuição | 835.000 |
| Telecomunicações | 290.193 |
| Empreendimentos Eólicos (b) | 66.474 |
| Outros (c) | 7.146 |
| **TOTAL** | **1.967.307** |

(a) Inclui os empreendimentos SPE Bela Vista (Ger) e SPE Uirapuru (Tra)
(b) Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos e São Bento Energia.
(c) Inclui Holding, Copel Comercialização, entre outros

| FONTES DE RECURSOS | R$ Mil |
|---|---|
| **Recursos de Terceiros** | **484.000** |
| Novas captações - BNDES | 279.000 |
| Novas captações - Outras Instituições Financeiras | 205.000 |
| **Recursos Próprios, oriundos de retenção de lucros e geração de caixa das operações da Companhia** | **1.483.307** |
| **TOTAL** | **1.967.307** |

COPEL
Companhia Paranaense de Energia

GOVERNO
DO ESTADO DO PARANÁ

# D E C L A R A Ç Ã O

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 referentes ao exercício social findo em 31.12.2018; e

**II.** revimos, discutimos e concordamos com demonstrações financeiras da Copel referentes ao exercício social findo em 31.12.2018.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 28 de março de 2019

Daniel Pimentel Slaviero
Diretor Presidente

Ana Letícia Feller
Diretor 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*